

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DESENVOLVIMENTO DO MODELO ECONÔMICO TAROT
ESTOCÁSTICO PARA ANÁLISE ECONÔMICA DE UMA
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA REGULADA**

CAROLINA CORTEZ

Junho de 2018
Itajubá-MG

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

CAROLINA CORTEZ

**DESENVOLVIMENTO DO MODELO ECONÔMICO TAROT
ESTOCÁSTICO PARA ANÁLISE ECONÔMICA DE UMA
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA REGULADA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

Co-orientador: Prof. Dr. Hector Arango

Junho de 2018
Itajubá-MG



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

ANEXO I

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Título da **“Desenvolvimento do Modelo Econômico Tarot**
Dissertação: **Estocástico para Análise Econômica de uma Distribuidora**
de Energia Elétrica Regulada”

Autor: **Carolina Cortez**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito A = Aprovado - R = Reprovado	Rubrica
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado (A) se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
(2) O Trabalho será considerado Reprovado (R) se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
Este documento terá a validade de 30 (trinta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito final: A, ou seja, APROVADA

Observações: _____

Itajubá, 22 de junho de 2018.


Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona
2º Examinador – UNIFEI


Prof. Dr. Rafael de Carvalho Miranda
3º Examinador - UNIFEI


Prof. Dr. Hector Arango
4º Examinador (Coorientador) – UNIFEI


Prof. Dr. Benedito Denizeti Bonatto
5º Examinador (Orientador) - UNIFEI

DEDICATÓRIA

*Dedico essa dissertação à minha avó
Geralda (em memória), meu exemplo de mu-
lher. No amor a razão de tudo.*

AGRADECIMENTOS

A inovação é fruto de colaboração e cada um contribui de uma forma única.

Em primeiro lugar, não posso deixar de agradecer ao meu orientador, Professor Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto, por me ensinar a ser uma engenheira mais humana, por me mostrar que por trás de toda inovação existe uma sociedade que precisa progredir sustentavelmente. Eu devo agradecer também pelos ensinamentos entusiásticos sobre a necessidade de ser um bom educador e o lindo papel do docente no futuro deste país. Obrigada pela confiança, pela oportunidade de trabalhar ao seu lado e por ser o maior incentivador na superação dos meus limites, afinal, precisamos assumir riscos.

Ao meu coorientador e mentor, o genial Professor Dr. Hector Arango, pela infinita disponibilidade e por todo aprendizado.

Aos Professores do aPTIs-SG², Ph.D. Paulo Fernando Ribeiro e Ph.D. Antônio Carlos Zambroni, pelos princípios inestimáveis em como ser uma boa pesquisadora que vão muito além de conhecimentos acadêmicos.

Aos colegas do aPTIs-SG² e da Matrix, pela verdadeira companhia de pesquisa: congressos, discussões, colaborações, risadas e muito café. O apoio e amizade estiveram presentes em todos os momentos.

Gostaria de agradecer minha família e amigos pelo apoio de uma vida inteira. Foi tanta gente boa no caminho para eu poder chegar até aqui.

Agradeço especialmente, à minha mãe Ednea Barbosa Cortez por me mostrar que mulheres são capazes sim, pois ela deu o seu melhor e me ensinou a tentar o meu melhor.

Meu pai Dr. Ely Cortez, a base de foco, força, fé e uma pitada de bom humor. Ele é minha inspiração à carreira acadêmica.

Meu irmão, Bruno Cortez, a humanidade em mim, coração de ouro e mente brilhante.

Minha cunhada Thais Ozório, outro exemplo de mulher arretada, um presente que meu irmão me deu.

E por último, minhas outras famílias, a República Maria Cuervo e as Pimpas, pois já são 10 anos de parceria e não há palavras que expressem como aquele tanto de mulher forte e madura contribuíram para minha formação profissional e pessoal. A cada uma delas o meu muito obrigada.

“Diga aos seus filhos que trabalhem duro e não esperem por um momento de sorte. Mas, assim que se tornarem bem-sucedidos, faça-os enxergar o quão sortudos eles foram.”

(Robert Frank)

RESUMO

Ao longo da história, é possível avaliar como a economia e os fatores climáticos tiveram impacto no setor energético e, consequentemente, afetaram o consumidor final, seja por meio da variação no valor da tarifa, ou quando da necessidade de implantação de campanhas de racionamento do consumo de energia elétrica. A fim de compreender melhor essa dinâmica foi proposto nesta dissertação a inserção da análise de risco no modelo TAROT® (Tarifa Otimizada) utilizado na avaliação econômica das empresas de distribuição reguladas pela ANEEL. Por meio da simulação e análise dos possíveis cenários, o modelo avalia de forma estocástica os impactos econômicos decorrentes da variação da receita e dos custos operacionais devido às incertezas da atividade. Além disso foi feito uma simulação utilizando dados reais das empresas nacionais de distribuição de energia elétrica para avaliação do risco econômico do setor. Utilizando teorias econômicas tais como: binômio risco-retorno no plano de Markowitz e expectativa da Utilidade de John Von Neumann e Oskar Morgenstern, a simulação resultou na comparação do desempenho das empresas levando em consideração o risco e o retorno das mesmas.

Palavras-chave – Regulação, Empresas de Distribuição de Energia Elétrica, Análise Econômica, Análise de Risco, Binômio Risco-Retorno, Expectativa da Utilidade.

ABSTRACT

Throughout history, it is possible to evaluate how the economy and climatic factors have had an impact on the energy sector and, therefore, on the final consumer, either through the variation of the tariff, or when in the need for implantation of rationing campaigns to reduce the consumption of electric energy. In order to better understand this dynamics, it was proposed in this dissertation the insertion of the risk analysis in the TAROT® model (Optimized Tariff) used in the economic evaluation of the distribution companies regulated by ANEEL. Through the simulation and analysis of possible scenarios, the model evaluates in a stochastic way the economic impacts resulting from the variation in revenue and operating costs due to the uncertainties of the activity. In addition, a simulation was conducted using real data from national electricity distribution companies to assess the economic risk of the sector. Using economic theories such as: the risk-return binomial in the Markowitz plan and the expectation of the utility of John Von Neumann and Oskar Morgenstern, the simulation has resulted in the comparison of the performance of companies taking into account the risk.

Keywords – *Regulation, Electricity Distribution Companies, Economic analysis, Risk analysis, Binomial Risk-Return, Expectation of the Utility.*

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	I
AGRADECIMENTOS	II
RESUMO	IV
ABSTRACT.....	V
SUMÁRIO.....	VI
LISTA DE FIGURAS.....	IX
LISTA DE TABELAS	XI
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS.....	XII
1. INTRODUÇÃO.....	13
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA.....	13
1.2. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO	16
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	16
2. A REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO	18
2.1. O MERCADO E A CONCORRÊNCIA	18
2.2. O MERCADO EM DESEQUILÍBRIO.....	19
2.3. CONCEITOS BÁSICOS DE REGULAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DE REDE	19
2.4. O CONTEXTO HISTÓRICO DA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	20
2.5. POLÍTICAS DE INCENTIVOS REGULATÓRIOS PARA O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	25
2.5.1. TAXA DE RENTABILIDADE MÁXIMA OU “ <i>RATE OF RETURN – ROR</i> ”	25
2.5.2. TARIFAÇÃO PELO CUSTO MARGINAL.....	26
2.5.3. PREÇO TETO OU “ <i>PRICE CAP</i> ”	26
2.5.4. MECANISMOS COMPLEMENTARES ÀS TARIFAS	27
2.6. O PRORET	27
2.6.1. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA (<i>RTP</i>).....	29
2.6.2. REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL (<i>RTA</i>).....	31
2.7. CONSIDERAÇÕES FINAIS	34
3. O MODELO TAROT® – TARIFA OTIMIZADA.....	35
3.1. O MODELO DA SOCIEDADE DE CAPITAL ABERTO.....	35
3.2. O MODELO TAROT®.....	36
3.2.1. O MODELO DO CONSUMO.....	37
3.2.2. O MODELO DA EMPRESA.....	38
3.2.1. A ESTRUTURA DOS CUSTOS.....	39
3.2.2. O RETORNO SOBRE O INVESTIMENTO (ROI).....	41
3.2.3. O FLUXO DO MODELO ECONÔMICO	41
3.2.4. A OTIMIZAÇÃO DO CAPITAL INVESTIDO	43
3.2.5. OTIMIZAÇÃO REGULATÓRIA – O PARADIGMA DA ANEEL.....	43
3.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS	45
4. ANÁLISE DO IMPACTO ECONÔMICO ASSOCIADOS AOS RISCOS DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	47
4.1. RISCOS E INCERTEZAS.....	47
4.2. GERENCIAMENTO DO RISCO	48

4.3. CARACTERIZAÇÃO DOS RISCOS ECONÔMICOS INERENTES ÀS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA	48
4.3.1. RISCO DE MERCADO	49
4.3.2. RISCO DE RECEITA	51
4.3.3. RISCO DE ABASTECIMENTO	52
4.4. TRATATIVA DOS RISCOS NOS PROCESSOS TARIFÁRIOS	52
4.4.1. REVISÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA.....	54
4.4.2. BANDEIRAS TARIFÁRIAS	55
5. MODELO TAROT-ESTOCÁSTICO PARA ANÁLISE DE RISCO.....	56
5.1. CONCEITOS BÁSICOS PARA ANÁLISES ESTOCÁSTICAS.....	56
5.1.1. DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE.....	57
5.1.2. TEORIA DE ERROS	58
5.2. TÉCNICAS E FERRAMENTAS PARA ANÁLISE DO RISCO ECONÔMICO.....	59
5.2.1. ANÁLISE DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL).....	59
5.2.2. <i>VALUE AT RISK</i> - VAR	59
5.2.3. TEORIA DA SIMULAÇÃO NORMAL	60
5.2.4. SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO.....	60
5.2.5. A UTILIDADE RISCO-RETORNO DAS CONCESSIONÁRIAS	61
5.3. MÉTODOS DE PREVISÃO DE SÉRIES TEMPORAIS	66
5.3.1. <i>RANDOM WALK</i> OU PASSEIO ALEATÓRIO	67
5.4. MODELAGEM DAS VARIÁVEIS ESTOCÁSTICAS.....	68
5.4.1. A AVIDEZ DO CONSUMIDOR.....	68
5.4.2. O COEFICIENTE DOS CUSTOS DE FUNCIONAMENTO DA REDE	69
5.5. O MODELO TAROT-ESTOCÁSTICO	70
6. MODELAGEM E SIMULAÇÃO APLICADO A CASO REAL	79
6.1. CÁLCULO DOS PARÂMETROS DO TAROT PARA AS CONCESSIONÁRIAS	79
6.1.1. CÁLCULO DOS PARÂMETROS DETERMINÍSTICOS DO TAROT	79
6.1.2. CÁLCULO DOS PARÂMETROS ESTOCÁSTICO DO TAROT	83
6.2. APLICAÇÃO DO MODELO TAROT NAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	84
6.3. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO ECONÔMICO DAS DISTRIBUIDORAS UTILIZANDO UMA ANÁLISE DE RISCO	96
6.3.1. O VAR DAS EMPRESAS	96
6.3.2. RANKING DAS CONCESSIONÁRIAS SEGUNDO A UTILIDADE RISCO-RETORNO DE ROI	98
7. CONCLUSÕES.....	105
7.1. CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES	105
7.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	106
7.3. PUBLICAÇÕES	107
REFERÊNCIAS	108
APÊNDICE A – TAROT DETERMINÍSTICO DAS CONCESSIONÁRIAS	113
OPEX.....	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
[MR\$]	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
CUSTO COM ENCARGOS SETORIAIS	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
28.956,90	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
CUSTO COM CONEXÃO E USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E/OU DISTRIBUIÇÃO...	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.

14.579,65	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
COMPRA DE ENERGIA.....	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
65.484,16	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
CUSTOS DE ADMINISTRAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO, RECEITAS IRRECUPERÁVEIS.....	ERRO!
INDICADOR NÃO DEFINIDO.	
21.694,70	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS (ANUIDADES).....	ERRO! INDICADOR NÃO
DEFINIDO.	
2.380,92	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
TOTAL.....	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
133.096,34	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Evolução da Tarifa de Energia Elétrica, acumulado no ano (em %). Adaptado de [5].....	15
Figura 1.2: Revisão Tarifária Extraordinária de Distribuidoras - Efeito Médio da RTE de 2015 por distribuidora. Adaptado de [6].	15
Figura 2.1: Relação comercial em um mercado de Bens e Serviços. Fonte: autora.	18
Figura 2.2: Mercado em equilíbrio. Fonte: autora.	19
Figura 2.3: Mercado em desequilíbrio. Fonte: autora.....	19
Figura 2.4: Estrutura do Mercado Desverticalizado [24].	22
Figura 2.5: Estrutura operacional do sistema de energia elétrica no Brasil. Adaptado de [27].....	24
Figura 2.6: Missão da ANEEL como órgão regulador do setor elétrico. Adaptado de [28].	25
Figura 2.7: Processo de Revisão Tarifária. Adaptado de [33].	28
Figura 2.8: Fluxograma do Reposicionamento Tarifário da Revisão Tarifária Periódica	30
Figura 2.9: Cálculo do Fator X	31
Figura 2.10: Fluxograma do Índice de Reposicionamento Tarifário do Reajuste Tarifário Anual.....	33
Figura 3.1: Modelo de uma Sociedade de Capital Aberto. Adaptado de [35].	35
Figura 3.2: Diagrama de fluxos econômicos do Modelo TAROT®. Adaptado de [7].	36
Figura 3.3: Esquema geral do modelo do mercado elétrico. Adaptado de [8].	37
Figura 3.4: Fluxo econômico do Modelo TAROT	42
Figura 3.5: Custo Total da empresa (C) em função da Base de Remuneração do Capital (B) [40]	43
Figura 4.1: Processo de Gerenciamento do Risco. Adaptado de [47].	48
Figura 4.2 Armazenamento do Sistema Equivalente – Bacia do Rio Paraíba do Sul [50].	50
Figura 4.3: Variação do consumo de Energia Elétrica e do PIB de 1971 a 2016. Fonte dos dados: [52].	51
Figura 4.4: O comportamento da oferta e demanda frente a variação dos Riscos de Mercado.	51
Figura 4.5: Histograma do Índice de Revisão Tarifária Financeiras (IRT_{fin}) da última revisão tarifária de 49 concessionárias de distribuição. Fonte dos dados [53].	54
Figura 5.1: Processos dos Estudos Estocásticos. Adaptado de [56].	56
Figura 5.2: Gráfico Padrão de uma distribuição normal. Adaptado de [57].	58
Figura 5.3: Exemplo de aplicação do VaR [47].	60
Figura 5.4 Ideia genérica do Método de Monte Carlo. Fonte: autoria própria.	61
Figura 5.5: Posição das Empresas no Plano de Markowitz	63
Figura 5.6: Função Utilidade em função da atitude do investidor frente ao Risco..	64
Figura 5.7: Comparação de Empresas utilizando o Teorema da Utilidade. Adaptado de [35].	66
Figura 5.8: Random Walk	68

Figura 5.9: Consumo anual de energia elétrica no Brasil desde 1995 até 2015. Adaptado de [68].....	69
Figura 5.10: Modelagem econômica do TAROT-Estocástico.	71
Figura 5.11: Fluxo financeiro do modelo de mercado para uma distribuidora típica em EEF.....	72
Figura 5.12: Modelagem estocástica da Aidez.....	74
Figura 5.13: Modelagem estocástica dos coeficientes de custo	74
Figura 5.14: Simulação do TAROT-Estocástico.....	75
Figura 5.15: Função Distribuição de Probabilidade do EVA.	76
Figura 5.16: Função Distribuição de Probabilidade do ROI.	76
Figura 5.17: Função Distribuição de Probabilidade da Energia Vendida (E).	77
Figura 5.18: Função Distribuição de Probabilidade dos Gastos (G).	77
Figura 5.19: Impacto das variáveis estocásticas no resultado de EVA.	78
Figura 6.1: Exemplo de tela de simulação do TAROT Estocástico com dados originais.....	89
Figura 6.2: Exemplo de tela de simulação do TAROT Estocástico com dados otimizados.....	90
Figura 6.3: Previsão da Aidez Estocástica para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017).....	91
Figura 6.4: Previsão do Coeficiente de Custos Estocástico para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)	91
Figura 6.5: Previsão da Energia Vendida Estocástica para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)	91
Figura 6.6: Previsão da Utilidade Estocástica para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017).....	92
Figura 6.7: Previsão dos Gastos Operacionais Estocásticos para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)	92
Figura 6.8: Previsão do <i>Economic Consumer Added</i> Estocástico para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)	92
Figura 6.9: Previsão do <i>Economic Value Added</i> Estocástico para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)	93
Figura 6.10: Previsão do <i>Economic Wealth Added</i> Estocástico para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)	93
Figura 6.11: Previsão do <i>Return Over Investments</i> Estocástico para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)	93
Figura 6.12: Plano de Markowitz para o Risco-Retorno de ROI das concessionárias de distribuição no Brasil	100
Figura 6.13: A Utilidade do Risco-Retorno do ROI para um Investidor Conservador ($\alpha = 3$).....	102
Figura 6.14: A Utilidade do Risco-Retorno do ROI para um Investidor Moderado ($\alpha = 2,5$).....	103
Figura 6.15: A Utilidade do Risco-Retorno do ROI para um Investidor Agressivo ($\alpha = 2$).....	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1: Parâmetros estocásticos das Concessionárias de Distribuição. Fonte dos dados [53].	53
Tabela 5.1: A atitude do investidor frente ao risco. Adaptado de [65].	64
Tabela 5.2: Valores típicos de uma concessionária de distribuição de energia elétrica	71
Tabela 5.3: Parâmetros otimizados	71
Tabela 5.4: Dados de Entrada para modelagem estocástica dos parâmetros a e e para uma empresa típica de distribuição de energia elétrica	73
Tabela 5.5: VaR de EVA	77
Tabela 6.1: Data dos últimos processos tarifários das Concessionárias de Distribuição. Adaptado de [53].	85
Tabela 6.2: Parâmetros estocásticos das Concessionárias de Distribuição	86
Tabela 6.3: Estatística Saídas TAROT-Estocástico Concessionárias – Parte 1	94
Tabela 6.4: Estatística Saídas TAROT-Estocástico Concessionárias – Parte 2	94
Tabela 6.5: Estatística Saídas TAROT-Estocástico Concessionárias – Parte 3	95
Tabela 6.6: Estatística Saídas TAROT-Estocástico Concessionárias – Parte 4	95
Tabela 6.7: Ranking Concessionárias em função do número de consumidores	97
Tabela 6.8: Ranking das concessionárias segundo a Utilidade Risco-Retorno do ROI em função da atitude do investidor	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
B&S	Bens & Serviços
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CAPM	<i>Capital Asset Price Model</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
DP	Distribuição de Probabilidade
EBIT	<i>Earnings Before Interest and Taxes</i>
EBITDA	<i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
ECA	<i>Economic Consumers Added</i>
EFF	Equilíbrio Econômico-Financeiro
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	<i>Economic Value Added</i>
EWA	<i>Economic Wealth Added</i>
GOVEX	<i>Government Expenditure</i>
IRT	Índice de Reajuste Tarifário
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PRORET	Procedimentos de Revisão Tarifária
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
ROI	<i>Return over Investments</i>
ROR	<i>Rate of Return</i>
RPI-X	<i>Retail Price Index Minus X</i>
SCA	Sociedade de Capital Aberto
SIN	Sistema Interligado Nacional
VaR	<i>Value at Risk</i>
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Capital Cost</i>
TAROT	Tarifa Otimizada

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA

O aumento populacional, a intensa urbanização, o desequilíbrio social, o crescimento da demanda energética, o desenvolvimento de novas tecnologias, as tensões políticas, a reestruturação do setor elétrico e as metas provenientes das preocupações ambientais são alguns dos elementos que compõem a análise dos desdobramentos do cenário energético nacional no longo prazo.

No Brasil, até meados da década de 90, a operação e o planejamento da expansão do setor elétrico eram centralizados no governo. Ele detinha as decisões dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia. Este modelo verticalizado apresentou dificuldades na captação de recursos para garantia da expansão do sistema. Por meio da Lei nº 9.074 em 1995 iniciou-se o processo de reforma do setor: haveria competição na geração e na comercialização e forte regulação na transmissão e distribuição. Neste novo modelo a função do Estado é de, principalmente, formulação da política energética, regulação e fiscalização, pois ele deixa de atuar como principal investidor e transfere esta tarefa às empresas privadas.

Contudo, neste mesmo período, o crescimento do consumo de energia elétrica foi de 49%, mas a expansão da capacidade instalada de geração se limitou em 35% o que comprometeu a confiabilidade do sistema. Sendo a matriz energética nacional predominantemente hidráulica (cerca de 80%), a combinação de um regime hidrológico desfavorável, o descompasso entre crescimento e investimento e uma política de utilização dos recursos energéticos levou o país a uma crise energética. No final do período seco em 1999 os reservatórios chegaram a uma marca de 18% [1]. Entre junho de 2001 e fevereiro de 2002 decretou-se o racionamento nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Apenas a região Sul não foi incluído.

Em resposta a estes acontecimentos o novo governo, em 2003, reformulou novamente o modelo institucional do setor elétrico e novas regras foram criadas para garantia da expansão da geração. O papel das distribuidoras passa a ser determinante nesta nova estrutura, elas devem prever e contratar o seu mercado consumidor com cinco anos de antecedência o que funciona como uma garantia no financiamento de novas geradoras e promove a expansão da geração.

Se por um lado existe aumento da confiabilidade do setor devido a um melhor planejamento da expansão da geração, por outro as distribuidoras ficam expostas aos riscos associados à contratação de energia nos leilões, pois deverão prever seus mercados com 5 anos de antecedência sob risco de penalidades em casos de subcontratação.

Apesar das novas regras de contratação de energia, o Grupo de Estudos do

Setor Elétrico (GESEL) aponta que desde julho de 2014 existem indicações técnicas da necessidade de implantação de mecanismos preventivos de redução do consumo das reservas hidráulicas, o que caracteriza uma nova crise energética [2]. O estudo defende que o modelo computacional que planeja o uso da água nos reservatórios é altamente simplista e gera restrições operativas reais. Além disso os modelos de previsão nos níveis hidráulicos são superestimados e otimistas. Por último, defende-se que existem atrasos no cronograma de expansão e os modelos de planejamento do uso dos reservatórios não levam isso em consideração, já que contam com novas usinas que não existirão na data planejada.

Outro fator importante no qual as distribuidoras devem estar atentas é o fato de que elas correm o risco de perder o direito à revisão tarifária caso estejam inadimplentes no pagamento das parcelas das quotas anuais dos encargos setoriais, tais como: RGR, CDE, PROINFA, CCC e Itaipu. Estabelecida pela Lei nº 10.848 de 2004, esta regra coloca em risco a regulação do equilíbrio econômico-financeiro da empresa de reestabelecimento da tarifa no seu contrato de concessão.

O setor elétrico tem impacto direto na economia brasileira e, também, é afetado por ela. Existe uma relação intrínseca entre crescimento econômico e consumo de energia elétrica e este fenômeno se aplica, principalmente, nos consumidores residenciais, comerciais e industriais. Os cenários econômicos afetam diretamente a receita das distribuídas devido às variações do mercado consumidor [3] [4].

Um estudo realizado pelo Departamento de Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos (DIEESE) sobre o comportamento das tarifas de energia elétrica no Brasil nos anos de 2013, 2014 e 2015 mostraram uma variação substancial nos valores [5] .

Em síntese, em 2013 as tarifas ficaram mais baratas devido à medida provisória tomada pelo governo na antecipação da renovação das concessões da Eletrobrás, e como se pode observar na Figura 1.1.1 a queda acumulada foi de 16%. No entanto, nos dois anos seguintes as tarifas aumentaram, e em 2014 esse aumento ocorreu em decorrência da crise hídrica e da consequente necessidade de variação na matriz energética por meio do uso de termelétricas. Pode-se observar um aumento acumulado de 17% na tarifa de energia.

Já em 2015 houve uma explosão dos preços. Um primeiro aspecto é que o governo federal, seguindo a nova política macroeconômica de ajustes fiscais, decidiu repassar aos consumidores os custos adicionais com a geração de energia das termelétricas e aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE). A Figura 1.1.2 mostra o percentual de reajustes extraordinários aprovados para as concessionárias, sendo que eles variam de 2% (Celpe) até 39% (AES Sul).

Além disso, em 2015 foram implantadas as bandeiras tarifárias, já que a ANEEL adotou esta medida com o objetivo de refletir ao consumidor o custo real das condições de geração.

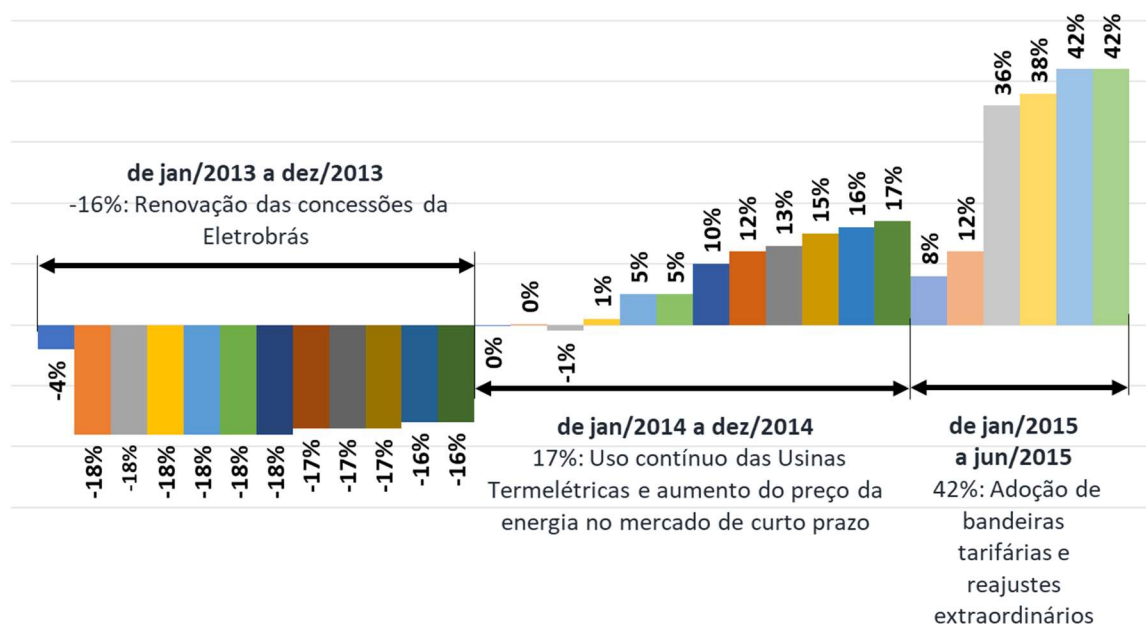


Figura 1.1.1: Evolução da Tarifa de Energia Elétrica, acumulado no ano (em %). Adaptado de [5].

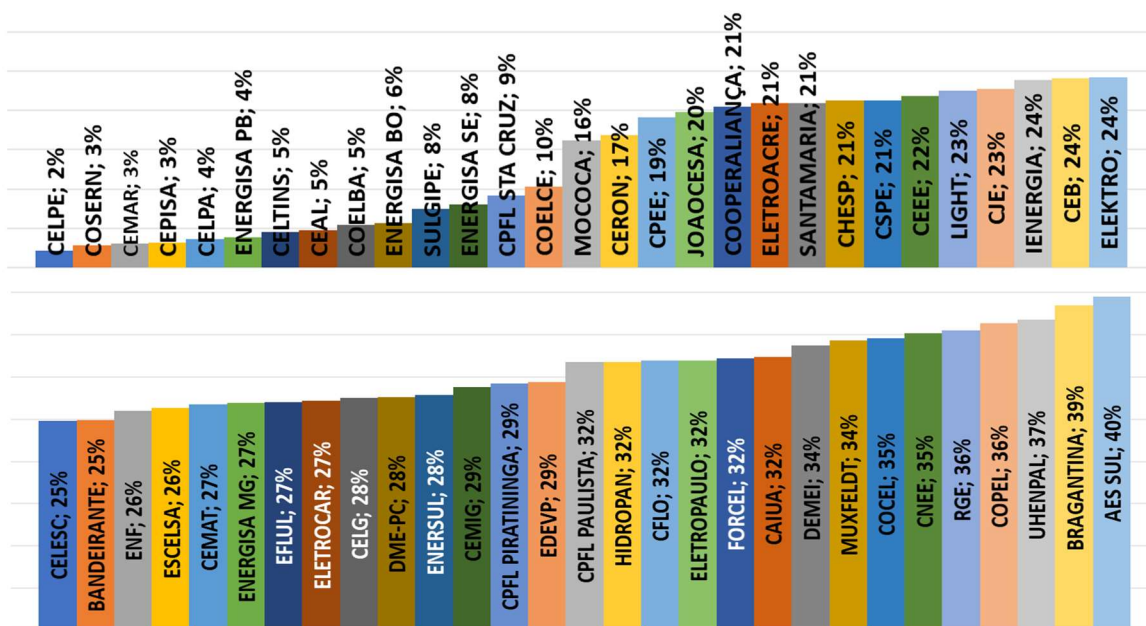


Figura 1.1.2: Revisão Tarifária Extraordinária de Distribuidoras - Efeito Médio da RTE de 2015 por distribuidora. Adaptado de [6].

A partir da contextualização apresentada fica claro como a economia, os fatores climáticos e as políticas estratégicas dos governos tiveram impacto no setor energético e, conseqüentemente, afetaram o consumidor final, seja por meio da variação no valor da tarifa, ou quando da necessidade de implantação de campanhas de racionamento do consumo de energia elétrica. Isto posto, tem-se a necessidade e a relevância do desenvolvimento de modelos estocásticos para representação do novo mercado do setor elétrico. Tais modelos devem ser capazes de quantificar os riscos inerentes do setor e podem servir de base na tomada de deci-

são para mitigação dos impactos consequentes dos possíveis cenários moldados a partir dos fatores exógenos.

1.2. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

O atual cenário técnico, econômico e regulatório nacional do setor elétrico se encontra em um momento de mudanças profundas. Com o advento das *smart-grids*, da geração distribuída, das energias renováveis, com a regulação que vem sendo estruturada pela ANEEL e, principalmente, mediante a instabilidade do setor político e econômico nacional é necessário o desenvolvimento de estudos de modelos econômicos que sejam capazes de preparar os agentes do setor energético (empresas, consumidores e o próprio governo) para os impactos consequentes das incertezas inerentes da atividade de distribuição de energia elétrica.

Utilizar uma abordagem estocástica para realizar um estudo sobre o comportamento das variáveis econômicas que regem o modelo das empresas de distribuição elétrica e seu mercado consumidor aparece como um bom recurso para auxiliar nas avaliações dos impactos dos diversos cenários em que uma empresa de distribuição está sujeita e pode, além disso, auxiliar as empresas na elaboração de planos estratégicos de mitigação de risco.

O objetivo desse trabalho é propor um modelo econômico que avalie as empresas de distribuição de energia elétrica levando em consideração os riscos inerentes do setor. O modelo propõe uma avaliação estatística das possíveis variações dos dispêndios realizados pelas concessionárias (custos operacionais de gestão, operação e manutenção) bem como as incertezas associadas ao mercado consumidor. Tais variações podem ser, por exemplo, consequências impostas por questões econômicas ou devido a mudanças ambientais. Assim, pretende-se analisar de forma estocástica o impacto nos resultados econômicos da empresa e no bem-estar socioeconômico produzido pela atividade de distribuição de energia.

O estudo econômico proposto baseia-se no modelo TAROT® – Tarifa Otimizada, partindo das diretrizes estabelecidas pelo órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e utilizando uma abordagem estocástica das variáveis econômicas de uma empresa de distribuição de energia elétrica e de seu mercado consumidor [7], [8], [9], [10], [11] e [12].

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está dividida em 7 capítulos. O primeiro capítulo introduz este trabalho apresentando o contexto no qual está inserido, a relevância do tema, motivação e os principais objetivos a serem atingidos. No segundo capítulo é apresentado uma revisão bibliográfica sobre os problemas econômicos resultantes da estrutura monopolista das indústrias de rede e como a regulação surgiu para endereçar essas questões. O capítulo revisa também as políticas de incentivos

utilizadas na regulação do setor de distribuição de energia elétrica e conclui com uma breve apresentação dos Procedimentos de Revisão Tarifária, o PRORET, que foi desenvolvido pela ANEEL para regular as atividades do setor elétrico.

O terceiro capítulo apresenta o Modelo TAROT® para cálculo da Tarifa Otimizada de uma empresa que opera de forma regulada. Em forma de fluxo econômico o modelo detalha a estrutura de entradas e saídas financeiras da empresa e funciona como uma ferramenta didática que tem por objetivo facilitar o entendimento da regulação tarifária do setor elétrico, além de permitir a adaptação do mesmo para aplicação em diferentes contextos [7], [8], [9], [10], [11] e [12].

O quarto capítulo apresenta uma revisão bibliográfica sobre análise de risco e os impactos econômicos associados aos riscos inerentes da atividade de distribuição de energia elétrica. O capítulo conclui apresentando o estado da arte das tratativas que a ANEEL inseriu nos processos tarifários para mitigar os riscos associados à distribuição de energia elétrica.

O quinto capítulo representa a essência deste trabalho, o desenvolvimento do Modelo TAROT-Estocástico para análise de risco das empresas distribuidoras de energia elétrica. Inicialmente é apresentada uma breve revisão dos conceitos básicos para análises estocásticas, risco econômico e previsão de séries temporais. Na sequência é feita a modelagem das variáveis estocásticas e por último é apresentado o modelo proposto e um exemplo de aplicação utilizando dados típicos de uma concessionária.

O sexto capítulo trata a respeito de uma simulação utilizando o modelo TAROT-Estocástico. Primeiramente, foi feita a coleta de dados relativos aos processos tarifários de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil e a partir destes dados fez-se a modelagem dos parâmetros utilizados na aplicação do modelo. Na sequência, utilizando os softwares Crystal Ball® e Microsoft Excel®, foram gerados os dados estocásticos para cada empresa. A partir destes e utilizando as teorias de Binômio Risco-Retorno de Markowitz e a Expectativa da Utilidade de John Von Neumann e Oskar Morgenstern classificou-se as concessionárias segundo um ranking baseado na utilidade do risco-retorno de cada empresa mediante o perfil do investidor.

As conclusões e contribuições do trabalho são apresentadas no sétimo capítulo, seguidas das referências bibliográficas utilizadas como base nesta dissertação. Como apêndice o documento traz a modelagem determinística do TAROT aplicado à 49 concessionárias de distribuição de energia elétrica no país.

2. A REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica sobre a estrutura de regulamentação do setor elétrico. As regras criadas surgiram como uma resposta para tratar dos problemas advindos do caráter monopolista da distribuição de energia elétrica.

Além disso serão apresentadas as políticas de incentivos utilizadas na determinação da tarifa de energia por meio dos Procedimentos de Regulação Tarifária desenvolvido pela ANEEL, o PRORET.

2.1. O MERCADO E A CONCORRÊNCIA

Um mercado consiste em um ambiente onde existe a interação de agentes mediante transações, conforme esquematizado na Figura 2.1.1. A oferta e procura por bens e serviços (B&S) é o mecanismo que regula este mercado, onde os compradores (consumidores) determinam a demanda e os vendedores (produtores) determinam a oferta.



Figura 2.1.1: Relação comercial em um mercado de Bens e Serviços. Fonte: autora.

A lei da oferta e procura defende que dentro de um mercado ambos os agentes buscam a maximização de seu bem-estar e, portanto, existirá uma disputa entre os produtores em busca de uma fatia maior de clientes para aumentar o seu número de vendas e, consequentemente, o seu lucro. Tendo em vista o cenário econômico de competição, as empresas que conseguem, principalmente, oferecer produtos com melhor qualidade a preços menores, têm a preferência dos consumidores, já que estes estão sempre em busca da maximização de seu *surplus* econômico. Sendo assim, a existência de inúmeros compradores e vendedores, onde nenhuma empresa consegue ter influência sobre o preço praticado no mercado caracteriza uma concorrência perfeita [13].

Nesta visão clássica defende-se que as leis do mercado (oferta e demanda) levam os preços a um ponto de equilíbrio [14]. As empresas estão sempre buscando a maximização de seu lucro e os consumidores a maximização de seu *surplus* econômico. Neste modelo idealizado não existem lucros extraordinários pois uma atividade altamente lucrativa rapidamente atrai uma grande concorrência. O exces-

so de produção causado pelo crescimento da concorrência aumenta a oferta do produto e conseqüentemente leva à queda dos preços. Portanto, os mecanismos impostos por um mercado competitivo quase sempre levarão a um equilíbrio dos preços e da quantidade de produtos ofertados.

2.2. O MERCADO EM DESEQUILÍBRIO

Como foi apresentado anteriormente, as abordagens mais liberais [15] defendem que não existe qualquer necessidade de o governo interferir na liberdade de decisão econômica dos agentes (consumidores e produtores). Espera-se que o mercado, por meio do mecanismo de oferta e procura, ofereça estímulos eficientes para a alocação de recursos, o que caracteriza uma economia em situação de concorrência perfeita, onde a agregação do excedente dos consumidores e do excedente dos produtores levam à maximização do bem-estar social. Em outras palavras, o lucro das empresas e o *surplus*, ou excedente, dos consumidores atingem níveis ótimos, conforme ilustrado na Figura 2.2.1.

Entretanto, existem algumas situações em que a teoria econômica reconhece que o mercado por si só não fornece estímulos adequados para a alocação eficiente de recursos. As indústrias de rede são um caso típico de desequilíbrio da economia já que são caracterizadas como monopólios naturais. Nestas situações, os consumidores não são sujeitos autônomos e não possuem a liberdade de escolher o bem ou serviço que melhor o satisfaça. Somente um fornecedor está disponível e não existe concorrência (monopsônio). As empresas ficam livres para impor seus preços fazendo com que o excedente do produtor seja muito maior que o excedente do consumidor, conforme ilustrado na Figura 2.2.2.

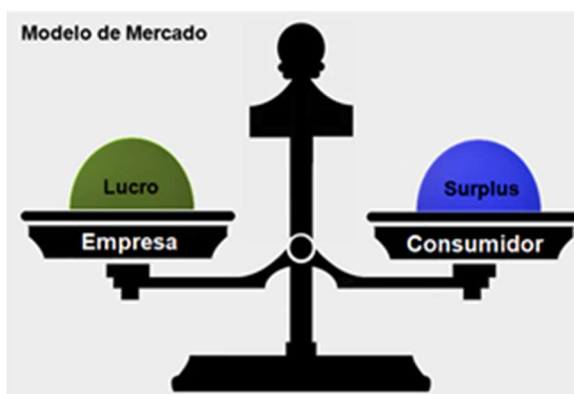


Figura 2.2.1: Mercado em equilíbrio. Fonte: autora.

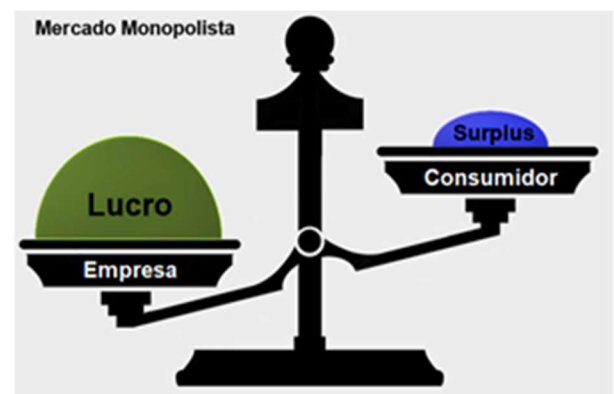


Figura 2.2.2: Mercado em desequilíbrio. Fonte: autora.

2.3. CONCEITOS BÁSICOS DE REGULAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DE REDE

As indústrias de rede são voltadas para a provisão de infraestrutura econô-

mica: eletricidade, gás, telecomunicações, transporte, água e saneamento básico e possuem como característica o fato de que o benefício de um usuário depende do número total de usuários ligados à mesma rede. Ou seja, os custos marginais de construção de infraestrutura, de operação e de manutenção são reduzidos quando o número de consumidores em um mesmo conjunto aumenta. Assim sendo, nas indústrias de rede existe a necessidade de garantir um nível adequado de interconexão em um mesmo território, o que caracteriza um monopólio.

Quando não existe uma concorrência na oferta, a empresa que detém o monopólio da região não é estimulada a melhorar a qualidade do seu produto. Ela também não tem interesse em praticar tarifas atraentes para conquistar mais consumidores. Neste cenário a satisfação do consumidor não é levada em consideração e, portanto, este mercado não consegue, sozinho, chegar a um ponto de equilíbrio.

Fica clara a necessidade de se criar regras que possibilitem a inserção da satisfação do consumidor em situações de monopólio da oferta de bens e serviços. Visando à maximização do bem-estar sócio econômico de todos os agentes envolvidos na atividade e entendendo que as indústrias de rede são serviços essenciais para a sociedade moderna, criou-se a figura dos órgãos reguladores a fim de estabelecer mecanismos eficientes para gerar o equilíbrio necessário em mercados naturalmente monopolistas. Os órgãos reguladores devem garantir tarifas justas capazes de cobrir todas as despesas da empresa, incluindo uma remuneração razoável sobre o valor do capital investido [16]. Além disso, também é papel da regulação:

- a determinação de quantidades de produção, estabelecendo limites mínimos; e
- a implantação de regras e fiscalização da qualidade garantindo a presença de determinadas características no produto ou serviço a ser ofertado [17].

No Brasil a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é o órgão regulador responsável não somente pelo setor de distribuição de energia, mas também a geração e a transmissão. Este trabalho abordará a regulação da distribuição da energia elétrica no Brasil.

2.4. O CONTEXTO HISTÓRICO DA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No Brasil, a criação das agências reguladoras formou-se a partir da reforma de privatização e liberalização de setores de serviços públicos e de infraestrutura. Este processo foi iniciado pelo governo na década de 80 e consolidado na década de 90, quase um século após o surgimento das primeiras comissões independentes americanas [18].

O setor elétrico brasileiro era primordialmente constituído por um monopólio

estatal, a operação e o planejamento do sistema eram responsabilidade das empresas federais de geração e transmissão; já a distribuição era estadual. Não haviam incentivos à efficientização e expansão do sistema e as tarifas eram definidas pelos custos de produção [19].

Este modelo monopolista regional que vigorou por mais de 60 anos levou o Estado a um grande déficit público, tornando insustentável manter a expansão da rede elétrica no país. Desta forma, um grande desafio foi posto ao Estado: romper com a visão tradicional de proteger setores improdutivos e abrir linhas inovadoras para expandir a economia e aumentar a eficiência dos recursos alocados. Este fundamento levou o governo brasileiro a promover grandes modificações na indústria de energia elétrica por meio da desverticalização dos negócios de geração, transmissão e distribuição [20].

Com o espírito neoliberal predominante na época o Estado reduziu sua atuação direta nos setores econômicos de prestação de serviço e deu liberdade à iniciativa privada: incentivou o desenvolvimento do mercado e impôs forte regulação sobre as atividades dos particulares [21].

Neste contexto surgiram as agências reguladoras caracterizadas como entidades de autarquias especiais, ou seja, possuem independência administrativa, ausência de subordinação hierárquica, mandato fixo, estabilidade de seus dirigentes e autonomia financeira. As tarefas dessas agências são tipicamente de Estado: editam normas, fiscalizam, administram, aplicam sanções, resolvem disputas entre empresas, decidem reclamações de consumidores entre outras [22], [23].

Em 1996, no primeiro Governo Fernando Henrique Cardoso, foi criada por meio da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a ANEEL como uma autarquia especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME. A ANEEL é designada a regulamentar as políticas e diretrizes do Governo Federal para utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do setor: os consumidores e os produtores.

No início da década de 90 o MME desenvolveu o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB e a ANEEL foi a responsável pela implementação de suas diretrizes [19]. Antes da implantação do RESEB a estrutura das empresas de energia elétrica era de total verticalização. Naquela época era possível encontrar uma empresa que, sozinha, detinha desde os ativos de geração de energia elétrica, passando pelos ativos de transmissão até os ativos de distribuição finalizando com a comercialização de sua própria energia elétrica para todos os tipos de consumidores: residenciais, industriais, comerciais, públicos e iluminação pública. Também ainda não existia a figura do consumidor livre.

Dentro do projeto RESEB foi proposto a desverticalização das empresas do setor com a apuração e contabilização dos custos feitos de forma segregada entre geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica [19]. Além disso, foi proposto que a geração de energia elétrica fosse separada em:

- produtores independentes de energia;

- concessionárias do serviço público de geração; e
- autogeradores de energia.

Tanto os produtores independentes quanto as concessionárias poderiam vender sua energia para:

- as concessionárias de distribuição;
- os consumidores livres; e
- comercializadores de energia.

Apesar da liberalização da indústria e da introdução de regras de mercado, especialmente nos segmentos de geração, os setores de transmissão e distribuição de energia elétrica permaneceram funcionando como monopólios naturais e, por este motivo a regulação tarifária se tornou importantíssima por assumir o papel crucial de tentar coibir eventuais abusos do poder de monopólio. A nova estrutura do mercado pode ser ilustrada pela Figura 2.4.1.

A ANEEL passou a atuar no setor elétrico nacional por meio de três modalidades de regulação:

- Regulação técnica de padrões de serviços: geração, transmissão, distribuição e comercialização.
- Regulação econômica: tarifas e mercado e
- Regulação dos projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e eficiência energética.

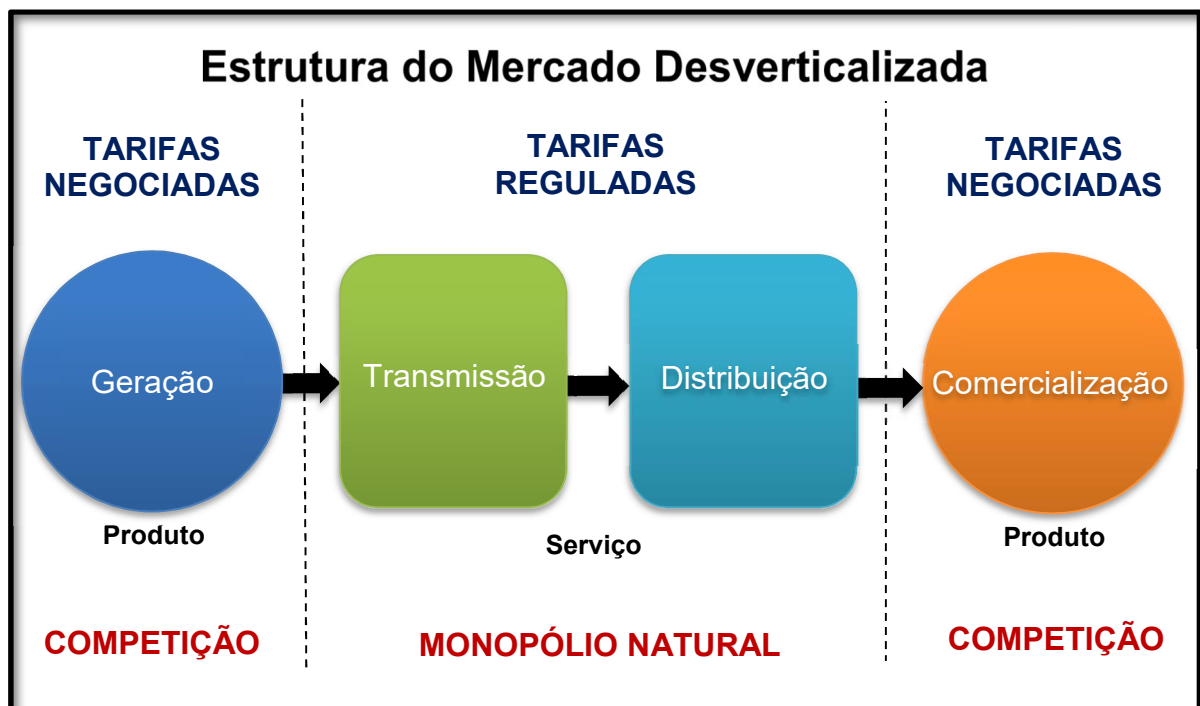


Figura 2.4.1: Estrutura do Mercado Desverticalizado [24].

Compete à ANEEL regulamentar as políticas e diretrizes do Governo Federal para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do

setor: consumidores cativos, consumidores livres, produtores independentes e autoprodutores. Cabe à Agência, ainda, definir padrões de qualidade do atendimento e de segurança compatíveis com as necessidades regionais, com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental das ações e, por meio desses esforços, promover o uso eficaz e eficiente de energia elétrica e proporcionar condições para a livre competição no mercado de energia elétrica [25].

Além da estruturação de um modelo que gerasse competição entre os agentes de geração e comercialização estava contido nos estudos da RESEB a criação do Operador Nacional do Sistema – ONS. Por meio da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 o ONS passou a operar o sistema de transmissão e o despacho de energia elétrica visando sempre o menor custo, a máxima segurança do sistema elétrico e dos níveis de armazenamento dos reservatórios.

No governo Luís Inácio Lula da Silva, em 2004, foi implantado o novo modelo do setor elétrico brasileiro com a edição das Leis nº 10.847 e nº 10.848 de 15 de março de 2004. Neste novo modelo houve a exigência de que a desverticalização das empresas do setor incluísse também a separação de ativos e corpo funcional, e não apenas contábil.

Criou-se também a Empresa de Pesquisa Energética – EPE por meio da Lei nº 10.847. A finalidade da EPE é de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

A Lei nº 10.848 definiu que “a comercialização de energia elétrica entre concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional – SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento”. A exigência imposta pela Lei nº 10.848 tinha como objetivo acabar com os mecanismos pelos quais os agentes com ativos de geração vendessem energia elétrica para uma concessionária distribuidora do mesmo grupo econômico, esta prática era conhecida como “*self-dealing*” [26].

Visando à segurança da expansão do sistema e a modicidade tarifária os novos aproveitamentos de geração, definidos conforme estudos da EPE, passam a ser leiloados pela menor tarifa ofertada dentro do Ambiente de Contratação Regulada – ACR da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 impôs uma série de medidas às distribuidoras no que se refere à aquisição da energia elétrica que é vendida no seu mercado cativo. As principais medidas impostas estão apontadas na sequência:

- Anteriormente à realização dos leilões as distribuidoras devem informar qual a necessidade de energia do seu mercado cativo;
- As distribuidoras participam dos leilões por meio de um *pool*, sendo a sua necessidade, rateada proporcionalmente ao total das neces-

das mudanças notáveis na estrutura dos agentes. Um dos aspectos mais relevantes das recentes reformas introduzidas no setor elétrico é a busca de um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores, garanta a rentabilidade dos investidores e estimule a eficiência setorial. O objetivo principal é o de promover a maximização do bem-estar social ao mediar as transações realizadas entre os agentes do mercado elétrico conforme ilustrado na Figura 2.4.3 [28].

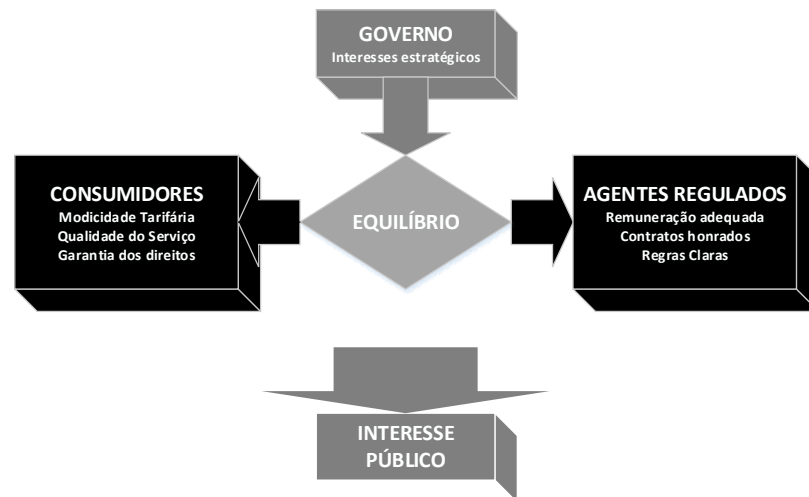


Figura 2.4.3: Missão da ANEEL como órgão regulador do setor elétrico. Adaptado de [28].

O foco deste trabalho está na regulação das concessionárias de distribuição do setor elétrico. O próximo tópico apresenta, de forma resumida, a metodologia implantada pela ANEEL para cálculo da tarifa de energia dos consumidores finais.

2.5. POLÍTICAS DE INCENTIVOS REGULATÓRIOS PARA O SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Um dos aspectos mais relevantes das recentes reformas introduzidas no setor elétrico é a busca de um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores, garanta a rentabilidade dos investidores e estimule a eficiência setorial. Em um contexto de informação assimétrica, a regulação tarifária assume o papel importante de tentar eliminar eventuais abusos do poder de monopólio [1]. Devem ser escolhidos o critério tarifário e os mecanismos complementares que estimulem a eficiência das empresas e beneficiem os consumidores.

A seguir serão apresentados os principais métodos de regulação por incentivos utilizados no setor elétrico.

2.5.1. Taxa de Rentabilidade Máxima ou “*Rate of Return – ROR*”

Também conhecida como “Tarifação pelo Custo do Serviço”, este método determina que a tarifa cobrada pela empresa deve ser capaz cobrir seus custos de operação assim como o retorno do capital investido. Do ponto de vista econômico,

o método utilizado para cálculo da taxa de retorno deve ser fixado em função do custo de oportunidade do capital. O princípio de tarifação pelo custo do serviço originou-se no EUA no final do século passado com a implantação da regulação dos monopólios privados de serviço público [29].

As principais críticas a esse modelo envolvem os seguintes aspectos:

- Dificuldade de determinação do valor do investimento que será utilizado como valor-base sobre o qual se aplica a taxa de retorno;
- Os cálculos envolvidos no levantamento dos custos são de extrema complexidade e envolvem longos períodos;
- Visando a apropriação de lucros extraordinários as assimetrias de informação podem levar as empresas à manipulação de dados; e
- A garantia de cobertura de todos os custos e a segurança prévia de uma taxa de retorno atrativa pode estimular a má alocação de recursos o que não gera incentivos à adoção de métodos produtivos com mais eficiência [29].

2.5.2. Tarifação pelo Custo Marginal

Este modelo visa transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema. Embora a indústria de energia elétrica tenha um único produto, as características de demanda (tipos, tamanhos e hábitos diferentes dos consumidores) e oferta (produção diferenciada por estações do ano, requerimentos de oferta diferentes por tipo de consumidor etc.) permitem segmentar a energia produzida em “diversos” produtos. Sendo assim, o modelo de tarifação por custo marginal propõe atingir uma maior eficiência econômica aplicando tarifas diferenciadas. Apesar de representar uma evolução em termos de eficiência econômica, os esforços teóricos deste critério trazem uma série de dificuldades para sua aplicação prática [29].

2.5.3. Preço Teto ou “*Price Cap*”

Este método, também chamado de RPI-X (*Retail Price Index Minus X*), limita os preços das empresas reguladas a um valor máximo. Anualmente os preços, o são reajustados a partir de um valor base utilizado como índice de inflação menos um valor X a título de incentivo ao aumento da produtividade [30].

Algumas das principais vantagens deste modelo em relação aos outros métodos empregados de regulação são:

- Como toda redução de custos é apropriada pela firma, espera-se que o modelo estimule a eficiência produtiva e promova inovação;
- Espera-se que o custo da atividade regulatória seja baixo uma vez que se resumiria ao cálculo de índices de preços, o que não envolve o levantamento de dados contábeis das empresas reguladas,

evitando assim os problemas de alocação de custos e avaliações de valor de ativos, ou também as incertezas de projeções futuras de custos ou demanda; e

- Por ser um modelo simples, espera-se que os riscos de manipulação de informação sejam reduzidos [30].

Por outro lado, o sistema de *price cap* tem como efeito negativo promover o subinvestimento, o que pode afetar tanto a expansão da oferta do produto quanto a qualidade do serviço prestado. Por essa razão exige-se do agente regulador um esforço adicional para controlar os planos de investimentos e a qualidade do serviço.

Outro ponto relevante é que o valor de X deve levar em consideração elementos tais como taxa de retorno, base de ativos, custo do capital, o valor esperado das taxas de crescimento da produtividade e da demanda o que acaba por afetar as vantagens apontadas acima, uma vez que torna o processo tarifário complexo e vulnerável às assimetrias informacionais [31].

2.5.4. Mecanismos Complementares às Tarifas

Juntamente aos diferentes regimes discutidos anteriormente existem alguns mecanismos complementares às tarifas que podem aumentar a flexibilidade e capacidade de intervenção do regulador. Os mais relevantes a este trabalho são:

- Intervalos regulatórios: período compreendido entre as revisões tarifárias. A definição do intervalo revisional está diretamente relacionada ao grau de aversão ao risco dos agentes econômicos; e
- *Yardstick Competition*: O desempenho de cada concessionária é comparado com um grupo de concessionárias com o mesmo porte e características. Este método visa promover a competição indireta entre monopólios naturais de diferentes mercados, e além disso contribui para a mitigação dos problemas de assimetria. A principal dificuldade é o grau de complexidade da técnica [32].

2.6. O PRORET

Tradicionalmente, o método de regulação utilizado no Brasil para a tarifa elétrica foi da taxa de retorno. A composição do investimento se dava pela soma dos ativos imobilizados em serviços (líquido de depreciação), capital de giro e almoxarifado necessários ao negócio. Sobre este investimento era garantido um retorno. Com a implantação da ANEEL na década de 90, concomitantemente com as privatizações promovidas pelo Governo Federal com a assinatura dos contratos de concessão, a metodologia adotada passou a ser o Regime *Price Cap*.

No Setor elétrico brasileiro as tarifas de fornecimento são revisadas periodi-

camente a cada quatro ou cinco anos, dependendo do contrato de concessão das empresas distribuidoras. No período entre duas revisões tarifárias, as tarifas são reajustadas anualmente pelo *IRT* (Índice de Reajuste Tarifário) para garantir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro (EEF) da concessão, evitando que a tarifa sofra a corrosão do processo inflacionário. Na Figura 2.6.1 são ilustrados os processos de revisão tarifária e reajuste tarifário. Para simplificação, a variação da inflação é considerada nula.

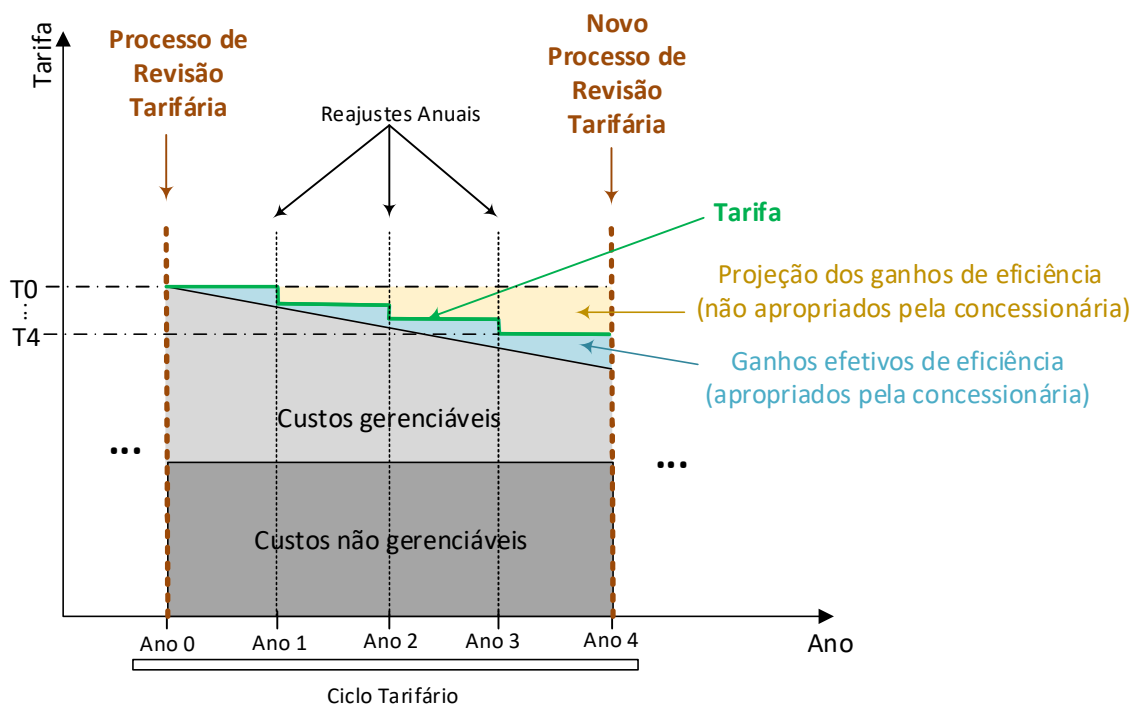


Figura 2.6.1: Processo de Revisão Tarifária. Adaptado de [33].

O Ano 0 é o momento do processo de revisão tarifária que acontece em duas etapas. Primeiro o regulador determina a tarifa em um nível T_0 por meio do processo de reposicionamento tarifário (*RT*) para garantir o EEF da empresa.

O segundo passo consiste em projetar os ganhos de eficiência e as metas de produtividade para o respectivo ciclo tarifário (Ano 0 a Ano 4), e a partir desses valores o regulador define o *Fator X*. Os ganhos de produtividade oriundos do crescimento de mercado e da redução dos custos operacionais alcançados pela gestão eficiente são apropriados anualmente pela concessionária. No entanto, o *Fator X* reduz a tarifa anualmente garantindo uma modicidade tarifária ao consumidor e incentivando a concessionária à efficientização. No ano 4 a concessionária é submetida a um novo processo de revisão tarifária (alguns contratos estipulam ciclos de 5 anos).

A fim de padronizar e estabelecer procedimentos gerais de cálculo da tarifa de energia nas Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica a ANEEL criou os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), organizado em 12 módulos e seus respectivos submo-

dulos. Este documento, que têm caráter normativo, consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. A sua estrutura foi aprovada pela Resolução Normativa nº 435/2011.

Os itens a seguir apresentação de forma resumida os processos de Revisão Tarifária Periódica (*RTP*) e Reajuste Tarifário Anual (*RTA*) segundo o PRORET [34].

2.6.1. Revisão Tarifária Periódica (*RTP*)

Conforme mencionado anteriormente, o processo de *RTP* possui dois produtos: o cálculo do Reposicionamento Tarifário (*RP*) e o cálculo do *Fator X*.

2.6.1.1. Reposicionamento Tarifário (*RP*)

Segundo o Submódulo 2.1 sobre os procedimentos gerais de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica o reposicionamento das tarifas na *RTP* compreende de duas etapas:

- Cálculo da Receita Requerida (*RR*): Soma dos custos gerenciáveis e não gerenciáveis conforme equação a seguir:

$$RR = VPA + VPB \quad (2.1)$$

onde:

- *VPA*: é o Valor da Parcela A e é composto pelos custos não gerenciáveis: custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; custo de aquisição de energia elétrica e geração própria; e encargos setoriais previstos em legislação específica.
- *VPB*: é o Valor da Parcela B e é composto pelos custos gerenciáveis multiplicado pelo mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade e o fator de ajuste do mercado. O *VPB* inclui: custo de administração, operação e manutenção; custo anual das instalações móveis e imóveis; quota de reintegração regulatória; remuneração do capital; menos outras receitas.
- Cálculo da Receita Verificada (*RV*): é o Mercado de Referência (*MR*) resultado do faturamento do montante vendido de energia elétrica, demanda de potência e de uso do sistema de distribuição no período de referência, ou seja, nos últimos 12 meses imediatamente anterior ao mês de *RTP* sem os tributos sobre as vendas.

Segundo o paradigma da ANEEL, a tarifa deve ser tal que os gastos da empresa (*RR*) sejam iguais aos ganhos (*RV*). Desta forma, afim de promover despe-

sas eficientes, o cálculo do Reposicionamento Tarifário (RT) médio é feito por meio de:

$$RT = \frac{RR}{RV} - 1 \quad (2.2)$$

Ao final do processo adiciona-se os componentes financeiros que serão melhor explicados no item 2.6.2.2. A Figura 2.6.2 apresenta resumidamente o fluxograma do processo de cálculo do RT conforme o PRORET.

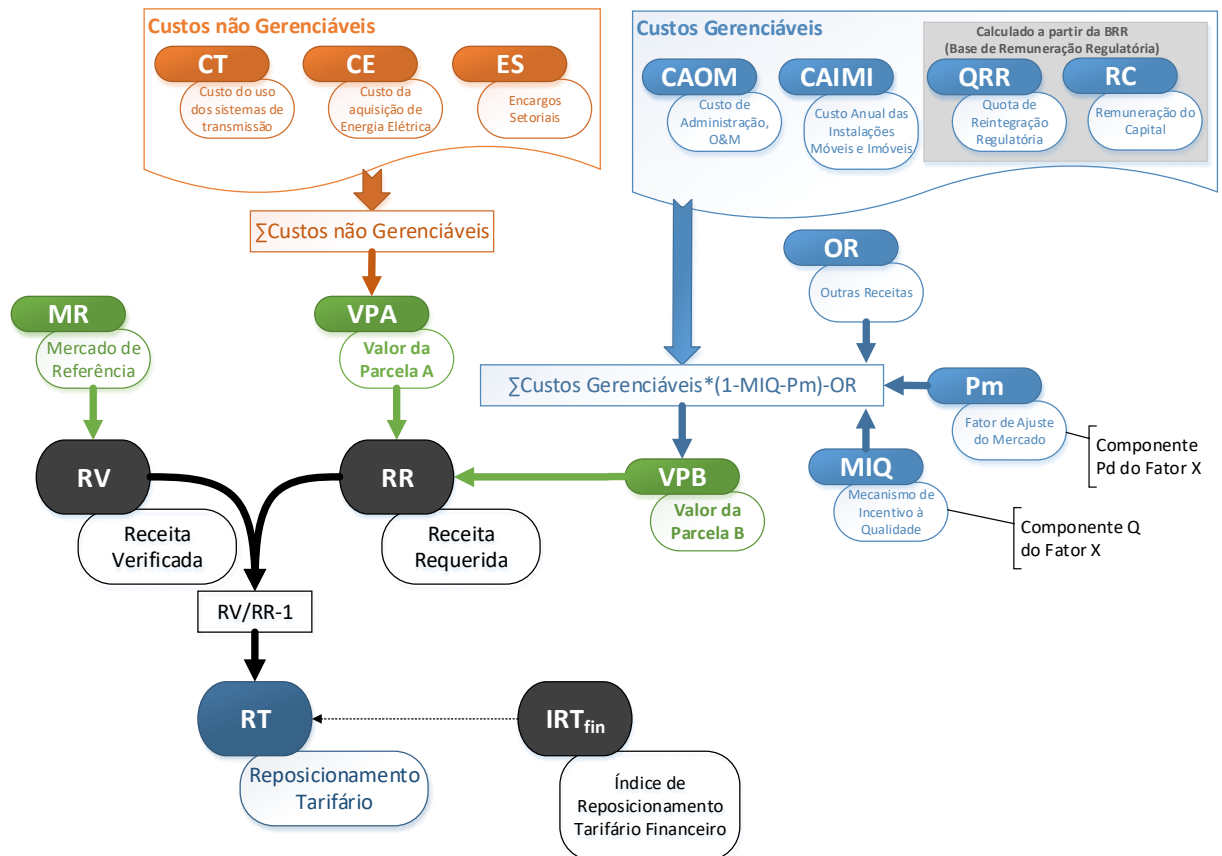


Figura 2.6.2: Fluxograma do Reposicionamento Tarifário da Revisão Tarifária Periódica

2.6.1.2. Fator X

O cálculo do *Fator X* é apresentado no Submódulo 2.5 do PRORET e o objetivo primordial é garantir que o equilíbrio estabelecido na *RTP* entre receitas e despesas eficientes se mantenha nos reajustes tarifários subsequentes. Além disso, este fator agrega um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor. Tal processo se deve a partir de uma transição gradativa dos custos operacionais da concessionária em direção aos seus custos eficientes.

O *Fator X* é composto por três componentes (Figura 2.6.3):

$$Fator X = P_d + Q + T \quad (2.3)$$

Onde:

- P_d : Ganhos de produtividade da atividade de distribuição observado a partir da variação do mercado das unidades consumidoras;
- Q : Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor. Este componente se insere no contexto do mecanismo de incentivos estabelecidos pela ANEEL para melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos seus consumidores. Engloba tanto os fatores técnicos quanto o desempenho comercial da concessionária; e
- T : Trajetória de custos operacionais. O objetivo é ajustar os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente ao longo de um período definido.

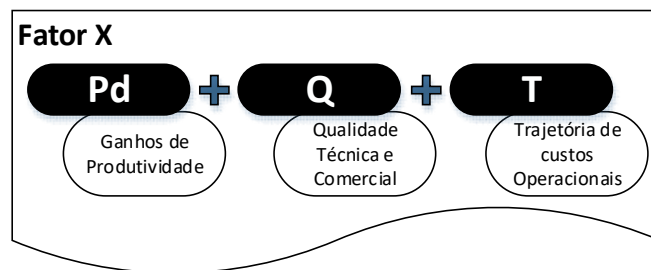


Figura 2.6.3: Cálculo do Fator X

2.6.2. Reajuste Tarifário Anual (RTA)

O documento que resume o RTA é o Submódulo 3.1 do PRORET. Os processos de cálculo levam em consideração a apuração da Receita Anual do último processo tarifário (RA_{DRA}) que representa as tarifas econômicas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) de modo idêntico ao critério adotado na última revisão tarifária da distribuidora (equivalente à Receita Verificada (RV) da RTP, conforme item 2.6.1.1). Além disso, considera-se também o período da Data do Reajuste em Processamento (DRP).

O RTA é feito por meio do Índice de Reposicionamento Tarifário (IRT_{total}):

$$IRT_{total} = IRT_{econ} + IRT_{fin} \quad (2.4)$$

onde:

- IRT_{econ} : Índice de Reposicionamento Tarifário Econômico; e
- IRT_{fin} : Índice de Reposicionamento Tarifário Financeiro.

2.6.2.1. Índice Médio de Reajuste Tarifário Anual Econômico (IRT_{econ})

O IRT_{econ} tem por objetivo dar cobertura tarifária para os custos não gerenciáveis (VPA). Além disso, este índice tenta evitar a corrosão da inflação mantendo

o poder de compra da parcela gerenciável (VPB). Por meio do *Fator X* o *RTA* visa também compartilhar com os usuários e consumidores os ganhos de eficiência da empresa e da competitividade estimados para o período, contribuindo assim para a modicidade tarifária.

No *RTA* não são feitos os apuramentos referentes à Parcela B (VPB). Portanto, o cálculo do VPB na data do reajuste em processamento (VPB_{DRP}) é feito com base no valor antigo da Parcela B (VPB_{DRA}) corrigido pelo *IGPM* e *Fator X*:

$$VPB_{DRP} = VPB_{DRA} \cdot (IGPM - Fator X) \quad (2.5)$$

Sendo:

- *IGPM*: Índice Geral de Preços do Mercado calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

A Receita Anual na data do processamento (*DRP*) é feita a partir da apuração de *VPA* e do cálculo do VPB . Finalmente, o IRT_{econ} é dado pela divisão entre a receita anual na data do processamento (RA_{DRP}) e a receita anual na data anterior (RA_{DRA}):

$$IRT_{econ} = \frac{RA_{DRP}}{RA_{DRA}}$$

Ou

(2.6)

$$IRT_{econ} = \frac{VPA_{DRP} + VPB_{DRA} \cdot (IGPM - Fator X)}{RA_{DRA}}$$

2.6.2.2. Índice Médio de Reajuste Tarifário Anual Financeiro (IRT_{fin})

Devido às obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras incorporou-se ao processo tarifário o Índice Médio de Reajuste Tarifário Anual Financeiro (IRT_{fin}), que tem por objetivo acrescentar ou subtrair os componentes financeiros dos processos tarifários para compensar os desvios entre valores previstos e valores praticados no período anterior.

A somatória dos componentes financeiros inclui: compensação dos desvios entre o valor previsto para a Parcela A e o realizado (Submódulo 4.2); repasse dos custos da sobrecontratação de energia e da exposição ao mercado de curto prazo à tarifa do consumidor (Submódulo 4.3); e os demais componentes financeiros que ainda não foram definidos nos módulos do PRORET (Submódulo 4.4).

A Figura 2.6.4 a seguir apresenta resumidamente o fluxograma do processo de cálculo do IRT_{Total} conforme o PRORET.

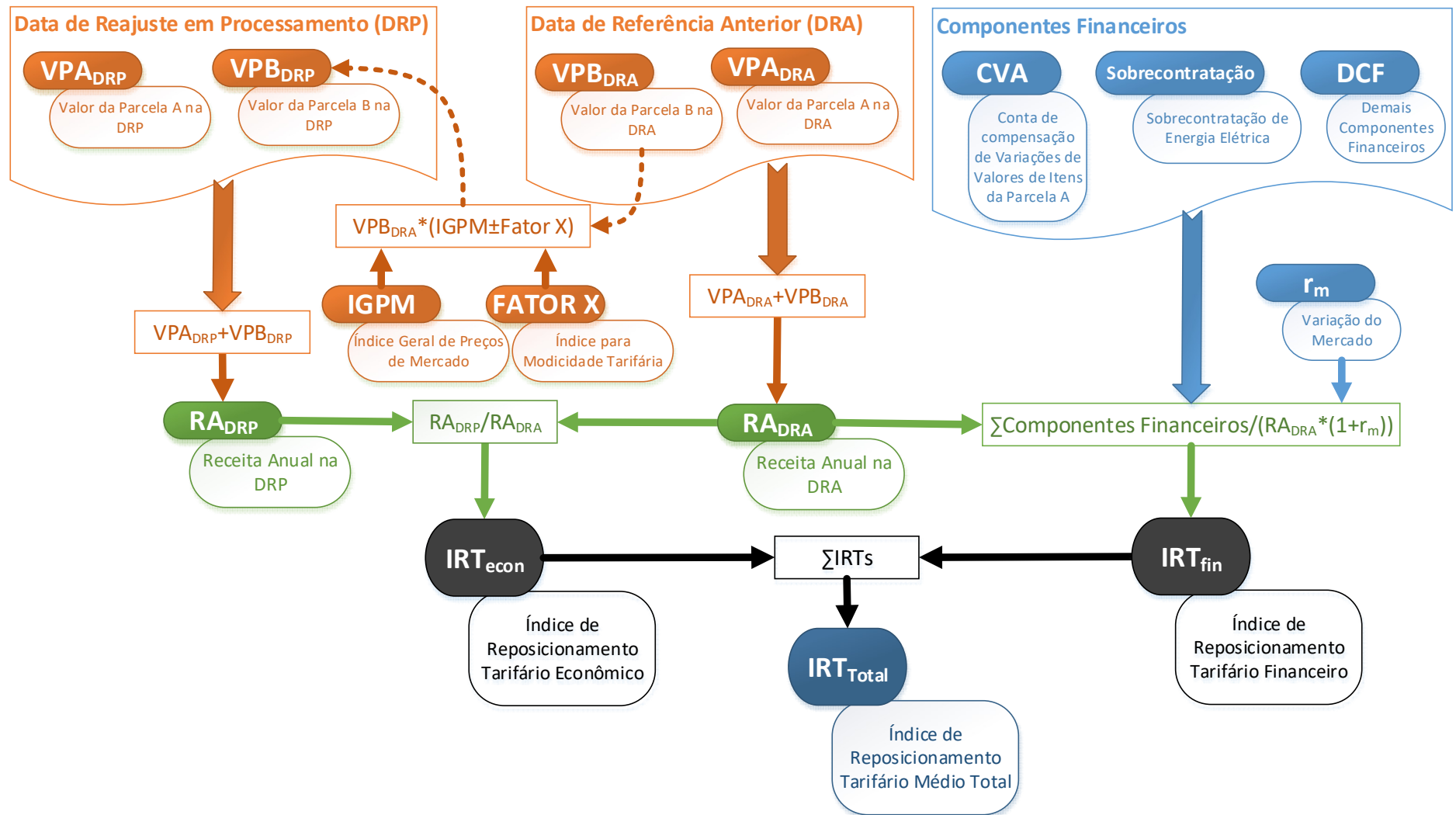


Figura 2.6.4: Fluxograma do Índice de Reposicionamento Tarifário do Reajuste Tarifário Anual

2.7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A revisão bibliográfica abordada neste capítulo sobre a regulação do setor energético e sobre o PRORET mostram a complexidade do assunto. É difícil a compreensão das regras dos procedimentos tarifários do setor de distribuição de energia elétrica, pois os cálculos envolvem muitas variáveis. Por esse motivo é essencial o desenvolvimento de modelos simplificados que permitam um entendimento em linhas gerais da estrutura tarifário do setor. No próximo capítulo será apresentado o Modelo TAROT® para análise econômico do setor de distribuição de energia elétrica.

3. O MODELO TAROT® – TARIFA OTIMIZADA

Este capítulo apresenta o modelo econômico TAROT® (Tarifa Otimizada) desenvolvido como uma ferramenta didática, que tem por objetivo representar o mercado regulado de distribuição de energia elétrica. O mesmo tem se mostrado um modelo idôneo ao prever qualitativamente e quantitativamente o comportamento dos agentes sob diversas circunstâncias relevantes [7], [8], [9], [10], [11] e [12].

3.1. O MODELO DA SOCIEDADE DE CAPITAL ABERTO

Em uma sociedade de capital aberto (SCA) existe uma estrutura operacional que abrange o processo produtivo do qual resultam os bens e serviços (B&S) e o sistema de uso que viabiliza o aproveitamento do mesmo. Em linhas gerais, a Figura 3.1.1 a seguir ilustra a noção da SCA onde os fluxos monetários conectam as partes interessadas (*Stakeholders*): consumidores, empresa e governo.

De forma geral, o papel dos consumidores nesta sociedade é pagar pelo consumo dos B&S gerando receita para as empresas. Por outro lado, estas empresas produzem os B&S, remuneram seus acionistas e pagam tributos. Por último, o governo é contextualizado com o seu papel de coletor de impostos e potencial prestador de serviços à sociedade.

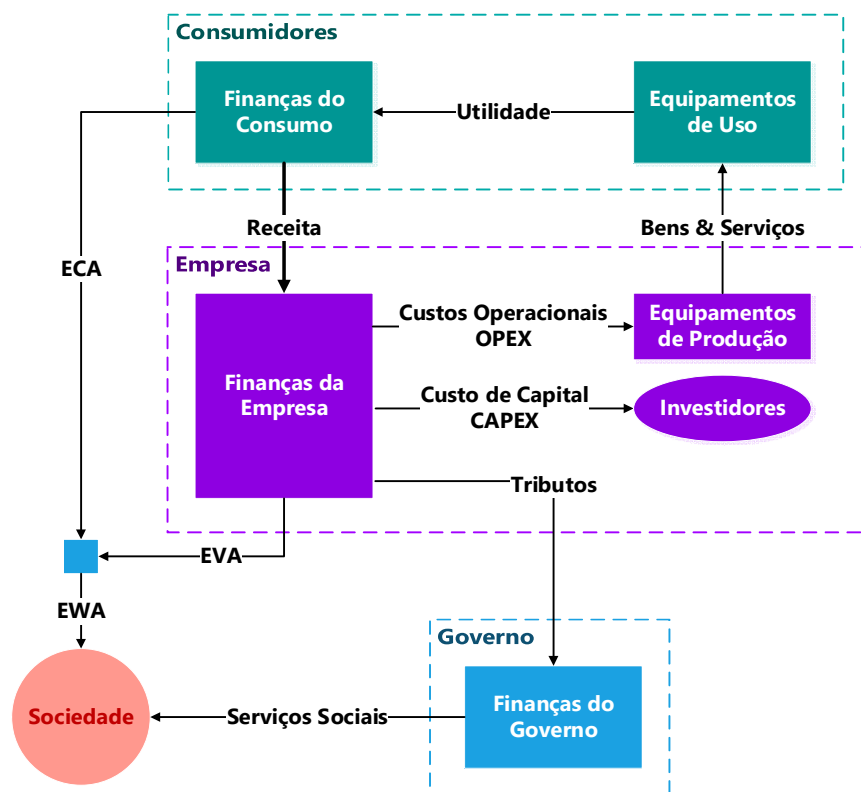


Figura 3.1.1: Modelo de uma Sociedade de Capital Aberto. Adaptado de [35].

Neste modelo, a atividade de compra e venda de B&S é colocada em uma perspectiva de valor econômico agregado para a sociedade, o *EWA* (*Economic Wealth Added*) [36]. Uma parcela do *EWA* diz respeito ao valor agregado aos consumidores, o *ECA* (*Economic Consumers Added*) e outra parcela se refere ao valor adicionado à empresa, o *EVA*® (marca registrada da Stern & Stewart Co. para *Economic Value Added*).

3.2. O MODELO TAROT®

Com base na SCA desenvolveu-se um modelo que tem como objetivo representar de forma simples a empresa corporativa a fim de capturar os aspectos essenciais do desempenho econômico-financeiro da mesma. Ilustrado na Figura 3.2.1, o modelo denominado TAROT® representa uma empresa de distribuição de energia elétrica sob a forma de um diagrama de fluxos econômicos. A Figura 3.2.2 mostra a estrutura das transações realizadas entre os agentes do mercado de energia elétrica: as concessionárias, o governo e os consumidores.

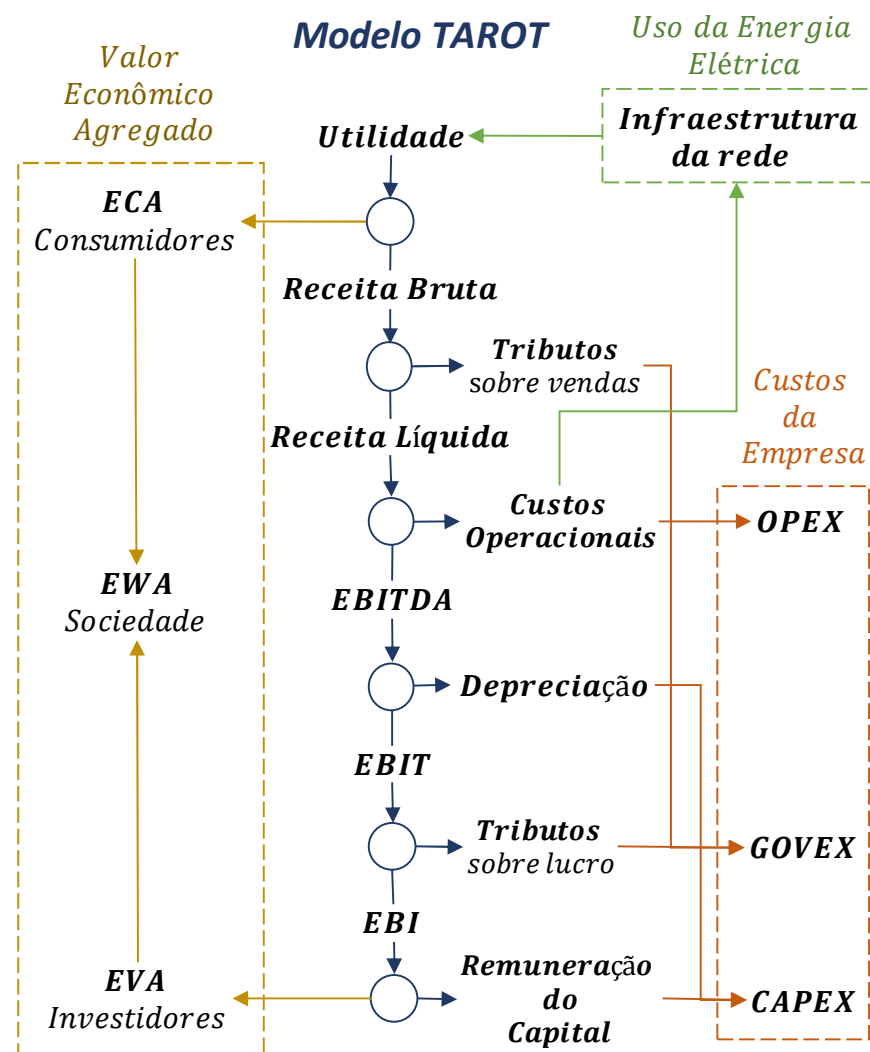


Figura 3.2.1: Diagrama de fluxos econômicos do Modelo TAROT®. Adaptado de [7].

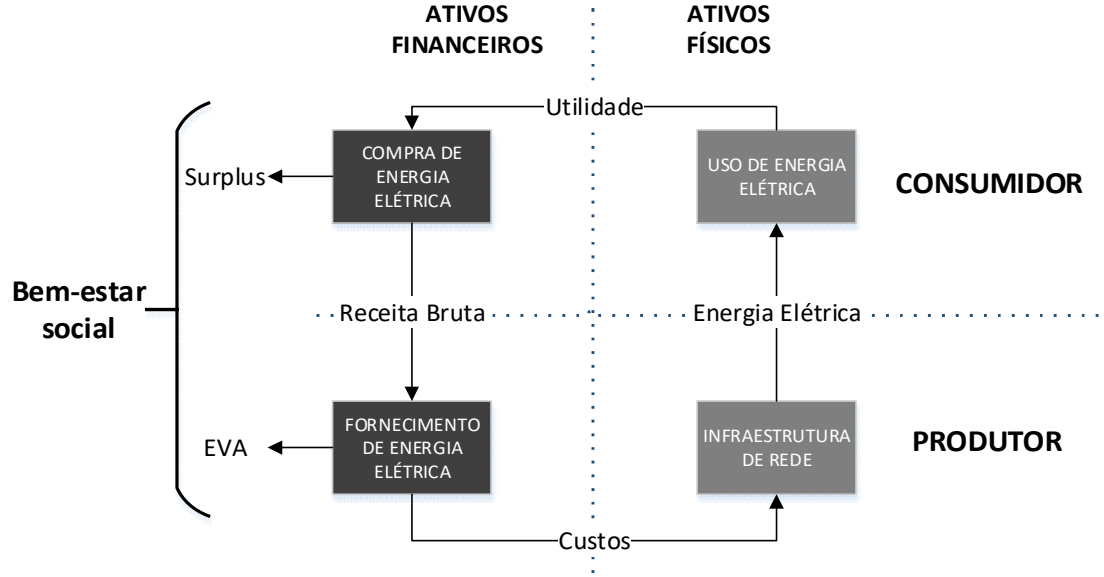


Figura 3.2.2: Esquema geral do modelo do mercado elétrico. Adaptado de [8].

3.2.1. O modelo do consumo

O TAROT apresenta como diferencial a representação do consumidor por meio da função utilidade. A energia total (E) que é fornecida pela concessionária ao consumidor produz um benefício, ou utilidade, que o consumidor atribui à compra dessa energia. Expressa em valores monetários, a chamada função utilidade $U(E)$ é ponderada pela avidez (a) e pela saciedade (b) do consumidor. A avidez retrata a intensidade com que um o consumidor deseja o produto; já a saciedade pode ser representada como um repressor da vontade da compra, e ela atua mais fortemente na medida que aumenta a quantidade já consumida, conforme (3.1).

$$U = a \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 \text{ [R\$]} \quad (3.1)$$

A receita bruta da empresa, calculada por meio de (3.2), está em função da quantidade de energia vendida (E) e o preço pago pela energia, dado pela tarifa (T):

$$RB = T \cdot E \text{ [R\$]} \quad (3.2)$$

O excedente econômico do consumidor e que determina a disposição a pagar (*willingness to pay*) do consumidor (ECA) ou *Surplus*, é a diferença entre a utilidade obtida pelo consumo (benefício) de energia elétrica e a quantidade paga por este produto (sacrifício econômico), tal como em (3.3):

$$ECA = U - RB \text{ [R\$]} \quad (3.3)$$

A partir de (3.1), (3.2) e (3.3) tem-se que:

$$ECA = (a - T) \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 \text{ [R\$]} \quad (3.4)$$

Na economia neoclássica assume-se que um consumidor racional vai adquirir uma quantidade ótima que maximiza o seu excedente resultante, ele se apoia no conceito de que “quanto mais, melhor” [37]. Pela equação (3.4) pode-se concluir que a função do *surplus* possui um ponto máximo no qual derivada de ECA em função de E é zero, conforme (3.5) e (3.6):

$$\frac{dECA}{dE} = a - T - b \cdot E = 0 \quad (3.5)$$

$$E = \frac{a - T}{b} \text{ [MWh]} \quad (3.6)$$

A elasticidade demanda-preço é definida por (3.7):

$$\varepsilon = \frac{T}{E} \cdot \frac{\partial E}{\partial T} \quad (3.7)$$

Substituindo (3.6) em (3.7), tem-se (3.8) :

$$\varepsilon = - \frac{T}{\left(\frac{a - T}{b}\right)} \cdot \frac{\partial}{\partial T} \cdot \left(\frac{a - T}{b}\right) = - \frac{b \cdot T}{a - T} \cdot \frac{-1}{b} = \frac{T}{a - T} \quad (3.8)$$

Desta forma, a avidez do consumidor pode ser calculada em função da tarifa da energia (T) e da elasticidade demanda-preço do consumo de Energia Elétrica (ε) usando (3.9):

$$a = T \cdot \frac{1 + \varepsilon}{\varepsilon} \left[\frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right] \quad (3.9)$$

3.2.2. O modelo da empresa

Para a empresa, o raciocínio utilizado é semelhante ao consumidor. A perspectiva pela qual a empresa é avaliada é o seu valor econômico gerado. Mais precisamente, ela é olhada como um mecanismo gerador de riqueza onde esta última representa o lucro econômico ou valor adicionado (*EVA*) que subsiste após terem sido pagas todas as componentes de custos: salários, operação, financiamento e tributos, conforme (3.10):

$$EVA = RB - C \text{ [R\$]} \quad (3.10)$$

Na nomenclatura do modelo, por razões didáticas os custos são denominados OPEX, CAPEX e GOVEX, onde:

- OPEX – custos de operação;
- CAPEX – custo de capital; e
- GOVEX – representa os tributos.

Assim, o custo total é calculado conforme (3.11):

$$C = OPEX + CAPEX + GOVEX \text{ [R\$]} \quad (3.11)$$

É importante esclarecer que na literatura tradicional o termo CAPEX representa investimentos totais de capital. Nesta dissertação, no entanto, o CAPEX é interpretado como os custos de capital, e engloba a remuneração do capital e a depreciação do ativo.

3.2.1. A estrutura dos Custos

No que tange à primeira parte destes custos, o OPEX, por meio de (3.12), tem-se os seguintes componentes:

- Custo com aquisição de energia elétrica e geração própria;
- Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão;
- Encargos setoriais definidos em legislação específica;
- Receitas Irrecuperáveis;
- Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;
- Custo de Administração, Operação e Manutenção; e
- Perdas de energia: comerciais e técnicas.

A modelagem dos gastos referentes ao OPEX leva em consideração a dependência de cada um dos componentes do custo em relação à quantidade vendida de (E) e os investimentos de rede (B). Os gastos (G) da empresa são:

- Custo de funcionamento da rede: custos operacionais de gestão, manutenção e operação, modelados por um fator de despesa operacional (e) proporcional ao volume de energia fornecido (E); e
- Perdas: proporcionais ao fator de perdas (p) pelo quadrado do consumo de energia elétrica (E) e, inversamente, proporcional aos investimentos na rede elétrica (B).

$$G = e \cdot E + p \cdot \frac{E^2}{B} \text{ [R\$]} \quad (3.12)$$

Esta suposição é obviamente uma aproximação simplificadora do que acontece na prática. Entretanto, permite um tratamento organizado e metódico do assunto e raramente se distancia exageradamente da realidade [11].

Por outro lado, o termo aqui denominado CAPEX engloba os custos de capital e está dividido em depreciação dos ativos de rede (3.13), juros do capital de terceiros e remuneração dos acionistas (3.14):

- Depreciação: na demonstração financeira dos resultados da empresa, a depreciação do capital investido na rede é reconhecida como despesa. Desta forma estima-se um fator de depreciação médio (d) estipulado pela ANEEL de acordo com os diversos tipos

de equipamentos utilizados no sistema elétrico, e multiplica-se pelo valor do investimento na rede elétrica (B), ou Base de Remuneração Regulatória;

$$D = d \cdot B \text{ [R\$]} \quad (3.13)$$

- Juros do capital de terceiros e remuneração dos acionistas: conforme é utilizado na metodologia da ANEEL, o cálculo destes dois valores é feito de forma unificada e utiliza-se o custo médio ponderado de capital (WACC – *Weighted Average Capital Cost*), que no modelo é representado por r_w (taxa de remuneração do capital) [38];

$$Y = r_w \cdot B \text{ [R\$]} \quad (3.14)$$

O cálculo de r_w depois de impostos (cuja alíquota é t), ou seja, o custo efetivo da dívida descontado do benefício tributário, é feito por meio da seguinte equação (3.15):

$$r_w = (1 - \delta) \cdot r_A + (1 - t) \cdot \delta \cdot r_D \quad (3.15)$$

Considerando que do capital total da empresa, parte é proveniente de capital próprio (A) e parte é proveniente de capital de terceiros ou dívidas (D) tem-se que δ representa a porcentagem do capital total ($D + A$) que é proveniente de terceiros ou dívida (D). Em (3.16) tem-se:

$$\delta = \frac{D}{A + D} \quad (3.16)$$

Consequentemente $(1 - \delta)$ representa a porcentagem referente ao capital próprio.

Os parâmetros r_A (3.17) e r_D (3.18) representam, respectivamente, o custo de capital próprio e o custo de capital da dívida e são obtidos pelo modelo CAPM (*Capital Asset Price Model*) [39]:

$$r_A = r_F + \beta(r_M - r_F) \quad (3.17)$$

$$r_D = r_F + r_C \quad (3.18)$$

Onde:

- r_F : taxa de retorno livre de risco (*Free-Risk*);
- r_M : taxa de retorno do mercado;
- r_C : risco de crédito da empresa; e
- β : beta do ativo que 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.

Já a parcela GOVEX, que nesta dissertação didaticamente representa os tributos pagos ao governo, consiste em duas componentes que, pela legislação tributária tem parte proporcional definida pelas alíquotas:

- Tributação sobre vendas: engloba ICMS (Imposto Sobre Circulação De Mercadorias e Serviços), PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), calculada em (3.19):

$$Trib_V = \mu \cdot RB \text{ [R\$]} \quad (3.19)$$

- Tributação sobre o lucro: IRPJ (Imposto de Renda - Pessoa Jurídica) e CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido), calculada em (3.20):

$$Trib_L = t \cdot EBIT \text{ [R\$]} \quad (3.20)$$

onde EBIT (*Earnings Before Interest and Taxes*) representa o lucro tributável da empresa.

3.2.2. O Retorno Sobre o Investimento (ROI)

O Retorno sobre Investimentos (3.21) (em inglês *Return over Investments* - ROI), é um indicativo econômico que representa a relação entre o retorno e o capital investido e permite mensurar o dinheiro produzido por cada real investido no sistema físico de produção, ou seja:

$$ROI = \frac{EBITDA}{B} \quad (3.21)$$

3.2.3. O Fluxo do Modelo Econômico

Baseado na Figura 3.2.3, que ilustra como os custos são deduzidos do fluxo econômico da empresa, é possível calcular o custo total da empresa em função dos parâmetros apresentados nos itens anteriores. Além disso, é importante perceber como os vários elementos do custo (C), ao deduzir-se sucessivamente, dão lugar a resultados parciais: após descontar OPEX e obter EBITDA subtraem-se a amortização e depreciação (chamado pelo órgão regulador de quota de reintegração) dando EBIT. Logo vem os impostos e finalmente a remuneração devida aos acionistas.

Substituindo os componentes de cada custo na equação (3.11), tem-se:

$$C = OPEX + CAPEX + GOVEX = (G) + (D + Y) + (Trib_V + Trib_L) \text{ [R\$]} \quad (3.22)$$

Substituindo as Equações (3.19),(3.20) em (3.22), resulta:

$$C = G + D + Y + \mu \cdot RB + t \cdot EBIT \text{ [R\$]} \quad (3.23)$$

A partir da Figura 3.2.3 tem-se que:

$$EBIT = RB - \mu \cdot RB - G - D \text{ [R\$]} \quad (3.24)$$

Substituindo a equação (3.24) em (3.23), tem-se:

$$C = (1 - t) \cdot (G + D + \mu \cdot RB) + t \cdot RB + Y \text{ [R\$]} \quad (3.25)$$

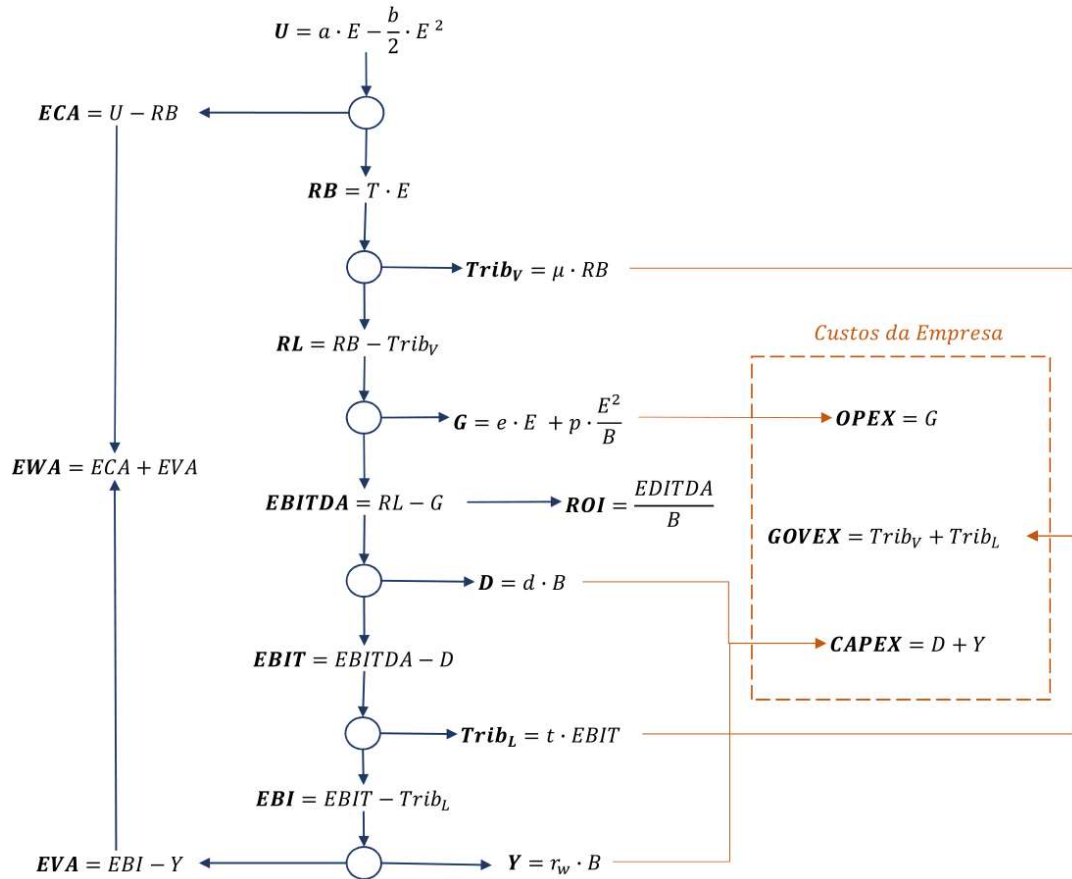


Figura 3.2.3: Fluxo econômico do Modelo TAROT

Substituindo as equações (3.12), (3.13) e (3.14) em (3.25) e fazendo algumas manipulações matemáticas, resulta a função custo (3.26):

$$C = t \cdot RB + (1 - t) \cdot \left[e \cdot E + p \cdot \frac{E^2}{B} + \mu \cdot RB + \left(d + \frac{r_w}{1 - t} \right) \cdot B \right] \text{ [R\$]} \quad (3.26)$$

Para simplificação, define-se em (3.27):

$$k = d + \frac{r_w}{1 - t} \quad (3.27)$$

Portanto, a função custo total é dada por (3.28):

$$C = t \cdot RB + (1 - t) \cdot \left(e \cdot E + p \cdot \frac{E^2}{B} + \mu \cdot RB + k \cdot B \right) \text{ [R\$]} \quad (3.28)$$

3.2.4. A Otimização do Capital Investido

Nota-se que o capital investido (B) figura tanto no numerador como no denominador da equação (3.28), indicando que o custo cresce ilimitadamente quando B é muito grande ou muito pequeno e, portanto, assume um valor mínimo para certo B^* dito “Investimento Ótimo” ou também chamado pela ANEEL de Investimento Prudente. Esta condição de otimização garante que a empresa não estará nem subinvestida, nem sobreinvestida [40].

Como B^* corresponde ao custo mínimo (C_{min}), surge então que se seu valor pode ser encontrado a partir da derivada de C em função de B conforme equação (3.29) a seguir:

$$\frac{\partial C}{\partial B} = 0 \rightarrow -p \cdot \frac{E^2}{B^2} + k = 0 \quad (3.29)$$

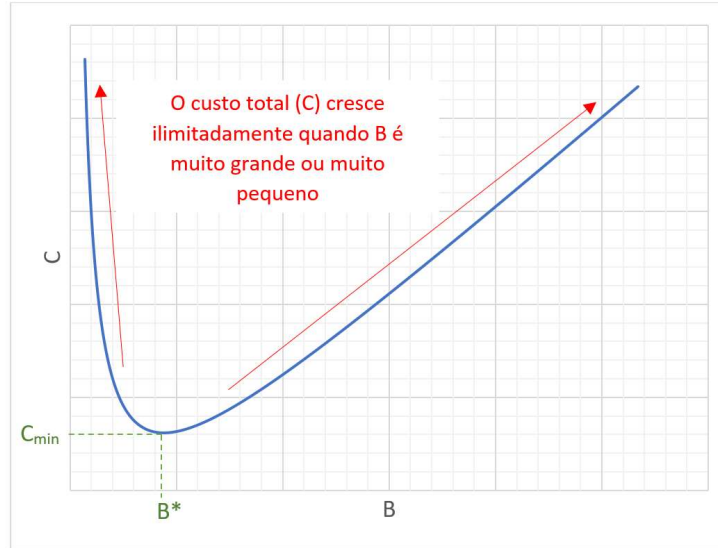


Figura 3.2.4: Custo Total da empresa (C) em função da Base de Remuneração do Capital (B) [40]

Resulta que o investimento ótimo é calculado em (3.30):

$$B^* = \sqrt{\frac{p}{k}} \cdot E \text{ [R\$]} \quad (3.30)$$

Substituindo (3.30) em (3.28) tem-se a função do custo minimizado em (3.31):

$$C_{min} = t \cdot RB + (1 - t) \cdot [(e + 2\sqrt{p \cdot k})E + \mu \cdot RB] \text{ [R\$]} \quad (3.31)$$

3.2.5. Otimização Regulatória – O Paradigma da ANEEL

Segundo o paradigma da ANEEL sobre regulação, as ações regulatórias

devem procurar sempre maximizar o valor social criado pelo serviço. Como a concessionária é uma empresa com monopólio natural a sua tendência capitalista seria aumentar o EVA, e para isso seria necessário aumentar o valor da tarifa. Lembrando, a partir da Figura 3.2.3 que $ECA = U - RB$ e $EVA = RB - C$, se a receita aumenta então ECA diminui e EVA aumenta, e desta forma haveria um desequilíbrio.

Neste sentido, o regulador, desejando o melhor para todos os agentes envolvidos, deparou-se com o impasse: **como impor limites à concessionária de energia elétrica de forma justa para com o consumidor e, ao mesmo tempo, garantir a sobrevivência da empresa?** Para tal, o EVA resultante deverá manter-se não negativo e sob esta condição deve-se encontrar um EWA máximo. Para solução do paradigma a ANEEL determinou que o EVA deve ser zero. Nestas condições diz-se que a empresa se encontra em Equilíbrio Econômico Financeiro (EEF).

No modelo TAROT tem-se (3.32):

$$EVA = RB - Trib_v - G - D - Trib_L - Y \text{ [MR\$]} \quad (3.32)$$

Substituindo as equações (3.2), (3.12)-(3.14), (3.19), (3.20) em (3.32) tem-se (3.33):

$$EVA = (T \cdot E) - \mu \cdot RB - \left(e \cdot E + p \cdot \frac{E^2}{B} \right) - d \cdot B - t \cdot EBIT - r_w \cdot B \quad (3.33)$$

Substituindo as equações (3.2) e (3.24) em (3.33) tem-se (3.34):

$$EVA = (T \cdot E) - \mu \cdot (T \cdot E) - \left(e \cdot E + p \cdot \frac{E^2}{B} \right) - d \cdot B - t \cdot (RB - \mu \cdot RB - G - D) - r_w \cdot B \quad (3.34)$$

Substituindo as equações (3.2), (3.12), (3.13) em (3.34) tem-se (3.35):

$$\begin{aligned} EVA &= (T \cdot E) - \mu \cdot (T \cdot E) - \left(e \cdot E + p \cdot \frac{E^2}{B} \right) - d \cdot B - t \\ &\quad \cdot \left((T \cdot E) - \mu \cdot (T \cdot E) - \left(e \cdot E + p \cdot \frac{E^2}{B} \right) - d \cdot B \right) - r_w \cdot B \\ EVA &= (1 - \mu) \cdot (T \cdot E) - e \cdot E - p \cdot \frac{E^2}{B} - (d + r_w) \cdot B - t \\ &\quad \cdot \left((1 - \mu) \cdot (T \cdot E) - e \cdot E - p \cdot \frac{E^2}{B} - d \cdot B \right) \\ EVA &= \left((1 - \mu) \cdot T - e - p \cdot \frac{E}{B} \right) \cdot E - (d + r_w) \cdot B - t \\ &\quad \cdot \left(\left((1 - \mu) \cdot T - e - p \cdot \frac{E}{B} \right) \cdot E - d \cdot B \right) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
EVA &= \left((1 - \mu) \cdot T - e - p \cdot \frac{E}{B} \right) \cdot E - (d + r_w) \cdot B - t \cdot \left((1 - \mu) \cdot T - e - p \cdot \frac{E}{B} \right) \cdot E \\
&\quad + t \cdot d \cdot B \\
EVA &= (1 - t) \cdot \left((1 - \mu) \cdot T - e - p \cdot \frac{E}{B} \right) \cdot E - (d + r_w - t \cdot d) \cdot B \\
EVA &= (1 - t) \cdot \left((1 - \mu) \cdot T - e - p \cdot \frac{E}{B} \right) \cdot E - ((1 - t) \cdot d + r_w) \cdot B \\
EVA &= (1 - t) \cdot \left((1 - \mu) \cdot T - e - p \cdot \frac{E}{B} \right) \cdot E - (1 - t) \cdot \left(d + \frac{r_w}{(1 - t)} \right) \cdot B \quad (3.35)
\end{aligned}$$

Substituindo (3.27) em (3.35) tem-se (3.36):

$$EVA = (1 - t) \cdot \left[(1 - \mu) \cdot T - e - p \cdot \frac{E}{B} \right] \cdot E - (1 - t) \cdot kB \quad (3.36)$$

Para promover o EFF fixa-se $EVA = 0$ e substitui-se o valor de B pelo investimento otimizado B^* (3.30). Assim, o modelo permite o cálculo da tarifa otimizada T^* por meio de (3.37):

$$\begin{aligned}
&\left((1 - \mu) \cdot T^* - e - p \cdot \frac{E}{\left(\sqrt{\frac{p}{k}} \cdot E \right)} \right) \cdot E - k \cdot \left(\sqrt{\frac{p}{k}} \cdot E \right) = 0 \\
(1 - \mu) \cdot T^* - e - p \cdot \frac{E}{\sqrt{\frac{p}{k}} \cdot E} &= k \cdot \sqrt{\frac{p}{k}} \\
T^* &= \frac{e + 2\sqrt{p \cdot k}}{1 - \mu} \quad (3.37)
\end{aligned}$$

Consequentemente, utilizando a equação (3.5) tem-se que a energia vendida pode ser calculada usando-se (3.38):

$$E^* = \frac{a - T^*}{b} \quad (3.38)$$

3.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Modelo TAROT®, conforme apresentado neste capítulo, permite, de forma simples e didática, compreender os procedimentos tarifários na qual uma empresa de distribuição de energia elétrica está inserida. Com base nas premissas regulatória da ANEEL o modelo traz ao leitor uma visão em linhas de gerais da in-

teração entre os agentes do setor: consumidor, empresa e governo.

A proposta desta dissertação envolve a inserção do risco no Modelo TA-ROT, para tal, no próximo capítulo serão apresentados os impactos econômicos dos riscos de uma empresa de distribuição de energia elétrica.

4. ANÁLISE DO IMPACTO ECONÔMICO ASSOCIADOS AOS RISCOS DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As incertezas inerentes do sistema elétrico, o processo de reestruturação na das empresas do setor e a penetração de novas tecnologias criam a expectativa de um futuro cheio de desafios. Neste contexto a análise de risco se torna uma ferramenta poderosa para auxiliar as empresas na tomada de decisão frente aos possíveis problemas econômicos causados por cenários estocásticos.

Este capítulo aborda algumas das incertezas inerentes à atividade de distribuição de energia e seus impactos nos resultados econômicos da mesma.

Por meio de uma revisão bibliográfica também serão apresentados os conceitos teóricos básicos sobre riscos e medidas de gerenciamento que se enquadram no contexto das concessionárias de distribuição.

4.1. RISCOS E INCERTEZAS

O risco pode ser definido como a volatilidade de resultados inesperados, normalmente relacionados ao valor de ativos ou passivos de interesse [41].

O risco é algo que pode ser medido em termos de probabilidades associadas para cada conjunto de resultados esperados, em outras palavras, o risco ocorre quando os agentes conhecem os possíveis cenários e conseguem atribuir probabilidade a cada um deles. Por outro lado, a incerteza se refere a situações nas quais muitos resultados são possíveis, mas a probabilidade de cada um ocorrer é desconhecida [42].

Em um conceito mais amplo, o risco pode ser considerado a exposição a mudanças incertas, e mais restritamente, exposição a mudanças adversas [43].

Já Securato [44] cita risco como a possibilidade de perda ou grau de incerteza associados a um evento qualquer.

Para a análise da aleatoriedade dos dados sob condições de incerteza é necessário utilizar ferramentas estocásticas que permitam a simulação de uma grande quantidade de cenários possíveis para as variáveis em estudo. Por exemplo, o Método de Monte Carlo possibilita o cálculo do risco por meio de análise da distribuição de probabilidade proveniente das simulações de cenários [43].

As distribuições de probabilidade são normalmente utilizadas para representar a estocasticidade dos dados sob condições de incerteza e o desvio padrão é a medida genérica de risco na maioria dos mercados [45].

4.2. GERENCIAMENTO DO RISCO

De acordo com Jorion [43], a gestão de risco é um processo por meio do qual várias exposições às incertezas são identificadas, mensuradas e controladas.

O gerenciamento de risco é definido como um conjunto de atividades para direcionar e controlar uma organização com respeito ao risco. Este processo inclui a identificação metodológica, avaliação e priorização dos riscos. Deve-se aplicar diretrizes econômicas de recursos para mitigação, monitoração e controle do impacto dos eventos inoportunos. As estratégias para gerenciar riscos incluem, tipicamente, evitar, reduzir, transferir ou até mesmo aceitar o risco [46].

As etapas do processo de gerenciamento do risco segundo [47] são apresentadas na Figura 4.2.1:

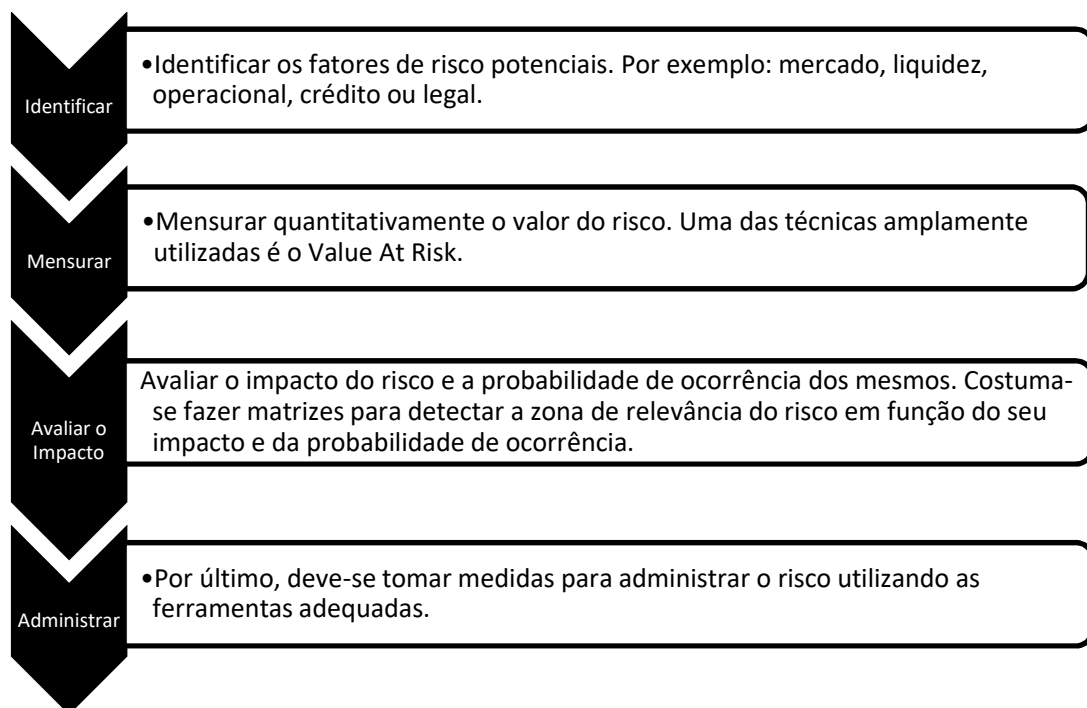


Figura 4.2.1: Processo de Gerenciamento do Risco. Adaptado de [47].

4.3. CARACTERIZAÇÃO DOS RISCOS ECONÔMICOS INERENTES ÀS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Os riscos econômicos, de um modo geral, estão associados às perdas financeiras de uma eventual remuneração não adequada aos investimentos realizados, o que pode gerar destruição do valor econômico da empresa.

A reestruturação do setor elétrico mudou o contexto das concessionárias e neste novo cenário as empresas distribuidoras têm um grande desafio pela frente no que diz respeito aos riscos da atividade e o seu impacto econômico. No modelo antigo de regulação, a concessionária de distribuição tinha a garantia da cobertura de seus custos e, portanto, somente era necessário analisar os investimentos com

relação aos custos. Com a introdução da nova regulação de limite de renda (*price cap*) as empresas de distribuição também avaliam os projetos com relação aos efeitos de renda, uma vez que a diferença entre a receita permitida pelo órgão regulador e os custos totais (OPEX, CAPEX e GOVEX) constituem o lucro econômico da empresa [48].

O objetivo do planejamento e otimização econômica para as empresas de distribuição é a minimização de todos os custos observando as exigências de qualidade impostas pelo órgão regulador. Neste contexto, as incertezas e, consequentemente, os riscos estão associados aos elementos de custos.

Basicamente, existem três tipos de riscos que apresentam impacto direto na saúde financeira das distribuidoras. São eles: Risco de Mercado, Risco da Receita e Risco de Abastecimento [49]. Apesar de serem apresentados de forma separada, estes conceitos de risco são altamente interligados.

4.3.1. Risco de Mercado

O risco de mercado de uma empresa distribuidora está diretamente ligado à contratação e venda de energia. As empresas distribuidoras devem fazer a contratação para suprir o seu mercado de forma antecipada em leilões por meio de contratos de longa duração. Parte das contratações de energia devem ocorrer, por determinação da ANEEL, em leilões A-5, antecedência de 5 anos, e este mecanismo é utilizado pela ANEEL para promover a expansão da oferta de energia no país.

As concessionárias devem, portanto, fazer uma projeção de seu mercado. É fácil perceber que tais projeções podem levar uma distribuidora a contratar um montante de energia insuficiente para abastecer o seu mercado ou contratar mais energia do que é necessário. Isso ocorre porque determinar o mercado futuro de uma empresa de distribuição é uma tarefa difícil, pois além de ser necessário avaliar a expansão do mercado, deve-se considerar que existem incertezas inerentes aos fatores exógenos que são, na maioria das vezes, imprevisíveis, principalmente a longo prazo. Os principais fatores exógenos estão descritos a seguir.

4.3.1.1. Fatores Climáticos

Para um sistema de geração predominantemente hidrelétrico como o brasileiro, é natural que os fatores de riscos relacionados à oferta, sejam decorrentes da hidrologia. As vazões afluentes aos reservatórios geralmente possuem uma marcante componente sazonal, além de serem fontes de grande variabilidade e volatilidade. **O risco hidrológico tem impacto direto na oferta de energia e consequentemente nos custos de fornecimento.**

O gráfico da Figura 4.3.1, a título de exemplo, apresenta a série histórica de armazenamento hidrológico da Bacia do Rio Paraíba do Sul de 2001 a 2017. Esta bacia é responsável por abastecer 4 usinas que compõem o Sistema Hidráulico do

Paraíba do Sul: Santa Branca, Paraibuna, Jaguari e Funil. O gráfico ilustra o quanto a vazão de água varia com o tempo. Em janeiro de 2009 o volume útil armazenado chegou a 100%, cinco anos depois, no mesmo período do ano, fevereiro de 2014, o rio apresentou um volume morto. Este gráfico exemplifica a grande variabilidade e volatilidade da oferta de energia no setor elétrico [50].

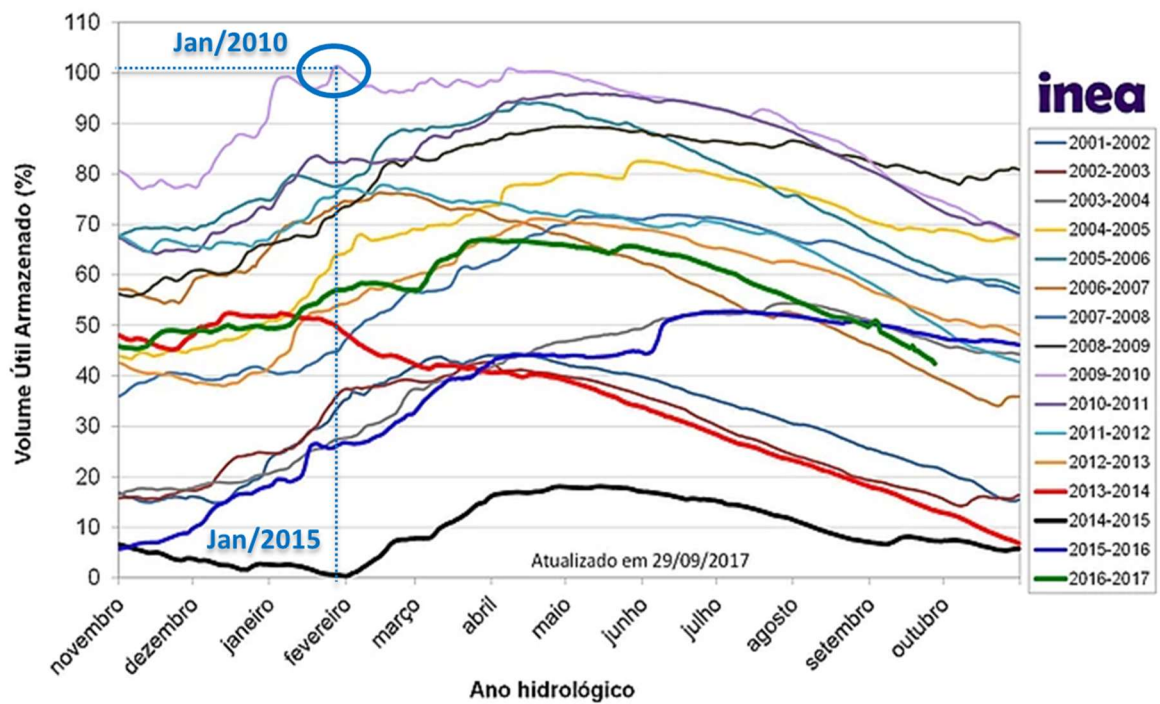


Figura 4.3.1 Armazenamento do Sistema Equivalente – Bacia do Rio Paraíba do Sul [50].

4.3.1.2. Fatores Macroeconômicos

A afeição dos consumidores pela compra de energia está diretamente ligada à tarifa e a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica. Ou seja, se a economia do país estiver em recessão a tendência é a diminuição da renda e, consequentemente, a diminuição do consumo; o contrário também ocorre. **O risco econômico do país tem impacto direto na demanda energia elétrica e, como consequência, afeta a receita da empresa.**

O consumo de energia elétrica, em particular, é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade. Ele reflete tanto o ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto a capacidade da população para adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados como por exemplo: eletrodomésticos e eletroeletrônicos [51]. Utilizando dados da EPE sobre o PIB nacional e a quantidade de energia vendida no país tem-se o gráfico da Figura 4.3.2 a seguir que mostra a forte correlação entre estes dois fenômenos.

4.3.1.3. Os cenários dos Riscos de Mercado

A Figura 4.3.3 ilustra o comportamento do mercado frente à variação de cenários dos dois Riscos de Mercados abordados anteriormente:

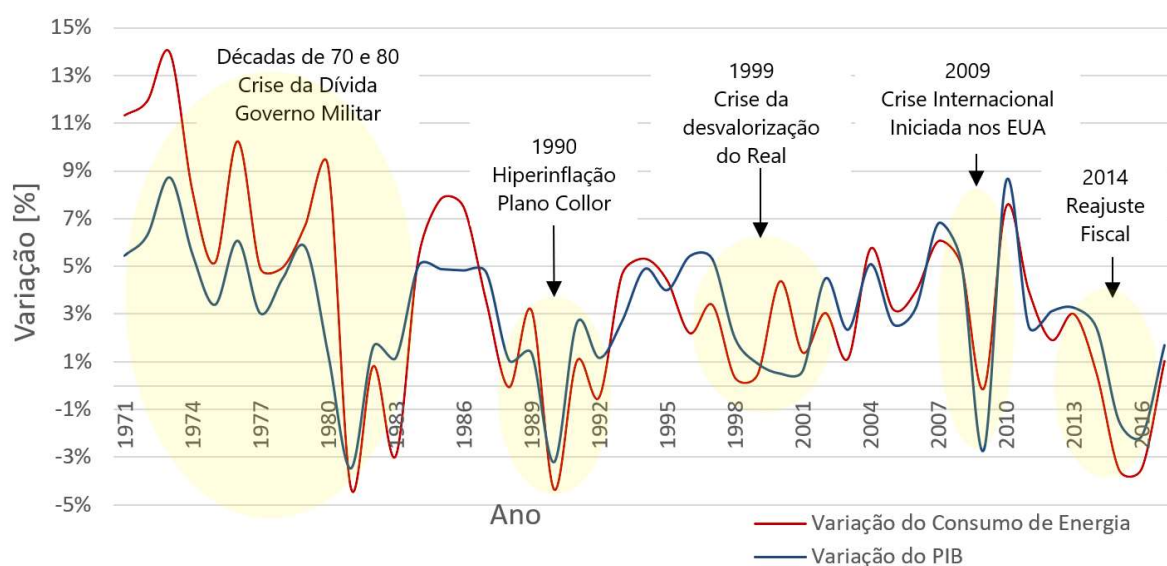


Figura 4.3.2: Variação do consumo de Energia Elétrica e do PIB de 1971 a 2016. Fonte dos dados: [52].

Risco Econômico

		Recessão	Crescimento
Risco Hidrológico	Cheia	Cenário 1: Demanda Baixa e Oferta Alta Consequência: Queda na receita e Queda nos custos	Cenário 2: Demanda Alta e Oferta Alta Consequência: Aumento de Receita e Queda nos custos
	Seca	Cenário 3: Demanda Baixa e Oferta Baixa Consequência: Queda na receita e Aumento nos custos	Cenário 4: Demanda Alta e Oferta Baixa Consequência: Aumento de Receita e Aumento nos custos

Figura 4.3.3: O comportamento da oferta e demanda frente a variação dos Riscos de Mercado.

4.3.2. Risco de Receita

A expansão da geração de energia no setor elétrico é, em grande parte, de responsabilidade das distribuidoras, pois elas viabilizam os investimentos em energia nova por meio dos contratos firmados em leilões A-5 (5 anos de antecedência). Sendo assim, um alto risco de redução de receita por parte da distribuidora pode impactar o bom funcionamento do setor como um todo.

Além disso, vale ressaltar que os riscos de mercado também têm impacto direto na receita da empresa, uma vez que um encolhimento nas vendas de energia tem como consequência a redução da receita.

Na literatura, costuma-se associar ao risco de redução receita os fatores responsáveis pelas perdas, sendo eles:

- perdas técnicas: estão associadas às perdas que ocorrem no processo de transmissão e distribuição de energia elétrica, ou seja, perdas elétricas nos cabos e equipamentos;
- perdas comerciais: são referentes aos furtos e fraudes de energia onde o consumidor usufrui da energia de forma ilícita, seja por meio de ligações clandestinas ou manipulação do equipamento medidor para que este apresente um valor inferior ao que de fato foi consumido;
- perdas no faturamento: são perdas administrativas no processo de faturamento. Por exemplo, podem estar associadas a falhas do sistema operacional da empresa; e
- inadimplência: uma das principais causas da inadimplência está associada a fatores sociais determinados pela redução ou perda de fonte de renda do consumidor. Existe também um alto índice de inadimplência dos setores públicos junto às concessionárias [49], por razões diversas incluindo a má gestão na administração.

4.3.3. Risco de Abastecimento

Como já mencionado anteriormente, somente as empresas de distribuição têm a obrigação de estabelecer contratos em leilões A-5. Desta forma, sem os devidos incentivos, estas empresas não farão contratos com antecedência, preferindo esperar pela contratação de última hora.

Este cenário pode acarretar na não expansão de oferta de energia e a consequência desses fatores pode ser um novo racionamento, caso não sejam tomadas as medidas necessárias [49].

4.4. TRATATIVA DOS RISCOS NOS PROCESSOS TARIFÁRIOS

Conforme mencionado anteriormente no item 2.6, as empresas de distribuição são submetidas às obrigações legais e regulamentares impostas pela ANEEL, o que as obrigam a definirem previsões tanto de custos quanto de mercado, por exemplo.

A imposição de regras regulatórias fixa a tarifa das empresas e deixa pouca liberdade de reação aos riscos inerentes do setor elétrico. Segundo o PRORET, a fim de as proteger da vulnerabilidade da atividade, atualmente, as tratativas dos riscos são feitas por meio de correções monetárias no período subsequente. Ou seja, no próximo processo tarifário (revisão ou reajuste) é acrescido ou subtraído do valor da tarifa os componentes financeiros dos processos tarifários. O objetivo é compensar os desvios entre valores previstos e praticados no período anterior [34].

Tais componentes financeiros incluem a compensação das previsões dos custos da Parcela A (custos não-gerenciáveis) e o repasse dos custos de sobrecontratação de energia que expõem a empresa ao mercado de curto prazo.

Dados proveniente do site da ANEEL resultante das últimas revisões tarifárias de 49 empresas distribuidoras apresentados na Tabela 4.1 (3º e 4º ciclo) mostram que o valor médio do impacto dos componentes financeiros (IRT_{fin}) na tarifa final do consumidor é de 0,63% com um desvio padrão de 6,99%. Em alguns casos extremos, o impacto na tarifa chegou a apresentar um acréscimo de 17,85% [53]. Ao plotar os valores de IRT_{fin} em um histograma verifica-se uma distribuição normal dos valores na Figura 4.4.1. Esta análise mostra que, apesar dos registros apontarem uma média próxima de zero, o valor do desvio padrão pode, nos casos mais extremos, apresentar um impacto grande na tarifa, justificando a necessidade de uma compreensão melhor dos riscos aos quais as empresas de distribuição estão submetidos.

Tabela 4.1: Parâmetros estocásticos das Concessionárias de Distribuição. Fonte dos dados [53].

	Concessionárias	Estado	Processo Tarifário	Data	IRT_{fin} [%]
1	AES ELETROPAULO	SP	RTP 4º Ciclo	04/07/2015	10,39%
2	CEB-DIS	DF	RTP 4º Ciclo	22/10/2016	9,73%
3	CEEE-D	RS	RTP 4º Ciclo	22/11/2016	-11,36%
4	CELESC-DIS	SC	RTP 4º Ciclo	22/08/2016	-1,33%
5	CELG-D	GO	RTP 3º Ciclo	12/09/2013	2,45%
6	CELPA	PA	RTP 4º Ciclo	07/08/2015	3,55%
7	CELPE	PE	RTP 4º Ciclo	29/04/2017	2,11%
8	CEMAR	MA	RTP 4º Ciclo	28/08/2017	6,93%
9	CEMIG-D	MG	RTP 3º Ciclo	08/04/2013	2,59%
10	CHESP	GO	RTP 4º Ciclo	22/11/2016	-5,41%
11	COCEL	PR	RTP 4º Ciclo	29/06/2016	0,63%
12	COELBA	BA	RTP 3º Ciclo	22/04/2013	-0,15%
13	COPEL-DIS	PR	RTP 4º Ciclo	24/06/2016	-1,73%
14	COPERALIANÇA	SC	RTP 4º Ciclo	29/08/2017	-20,89%
15	COSERN	RN	RTP 3º Ciclo	22/04/2013	-0,25%
16	CPFL Paulista	SP	RTP 4º Ciclo	08/04/2018	4,01%
17	CPFL Piratininga	SP	RTP 4º Ciclo	23/10/2015	16,15%
18	DEMEI	RS	RTP 4º Ciclo	22/07/2017	-3,12%
19	DMED	MG	RTP 4º Ciclo	30/10/2015	15,07%
20	EDP ES	ES	RTP 4º Ciclo	07/08/2016	-1,31%
21	EDP SP	SP	RTP 4º Ciclo	23/10/2015	17,85%
22	EFLJC	SC	RTP 4º Ciclo	29/08/2016	-3,43%
23	EFLUL	SC	RTP 4º Ciclo	29/08/2016	-1,94%
24	ELEKTRO	SP	RTP 4º Ciclo	27/08/2015	10,77%
25	ELETROBRAS AL	AL	RTP 3º Ciclo	28/08/2013	5,15%
26	ELETROBRAS AM	AM	RTP 3º Ciclo	01/11/2013	-13,01%
27	ELETROBRAS PI	PI	RTP 3º Ciclo	28/08/2013	3,88%
28	ELETROBRAS RR	RR	RTP 3º ciclo	01/11/2013	-7,99%
29	ELETROCAR	RS	RTP 4º Ciclo	22/07/2017	-0,27%
30	ELFSM	ES	RTP 4º Ciclo	22/08/2016	-2,47%
31	ENEL CE	CE	RTP 3º Ciclo	22/04/2015	6,67%
32	ENEL RJ	RJ	RTP 4º Ciclo	15/03/2018	2,68%
33	ENERGISA BO	PB	RTP 4º Ciclo	04/02/2017	-3,05%
34	ENERGISA MG	MG	RTP 4º Ciclo	22/06/2016	1,32%
35	ENERGISA MS	MS	RTP 4º Ciclo	08/04/2017	0,13%
36	ENERGISA MT	MT	RTP 4º Ciclo	08/04/2017	1,77%

37	ENERGISA NF	RJ	RTP 4º Ciclo	22/06/2016	3,74%
38	ENERGISA PB	PB	RTP 4º Ciclo	28/08/2017	4,28%
39	ENERGISA SE	SE	RTP 3º Ciclo	22/04/2013	-0,03%
40	ENERGISA TO	TO	RTP 4º Ciclo	04/07/2016	-2,08%
41	FORCEL	PR	RTP 4º Ciclo	26/08/2016	-1,10%
42	HIDROPAN	RS	RTP 4º Ciclo	22/07/2017	-0,27%
43	IENERGIA	SC	RTP 4º Ciclo	29/08/2016	-2,11%
44	LIGHT	RJ	RTP 4º Ciclo	15/03/2017	0,17%
45	MUXENERGIA	RS	RTP 4º Ciclo	22/07/2017	-0,35%
46	RGE	RS	RTP 3º Ciclo	19/06/2013	0,34%
47	RGE SUL	RS	RTP 3º Ciclo	19/04/2013	-9,89%
48	SULGIPE	SE	RTP 4º Ciclo	22/05/2017	-4,97%
49	UHENPAL	RS	RTP 4º Ciclo	22/05/2017	-2,90%
Média					0,63%
Desvio Padrão					6,99%

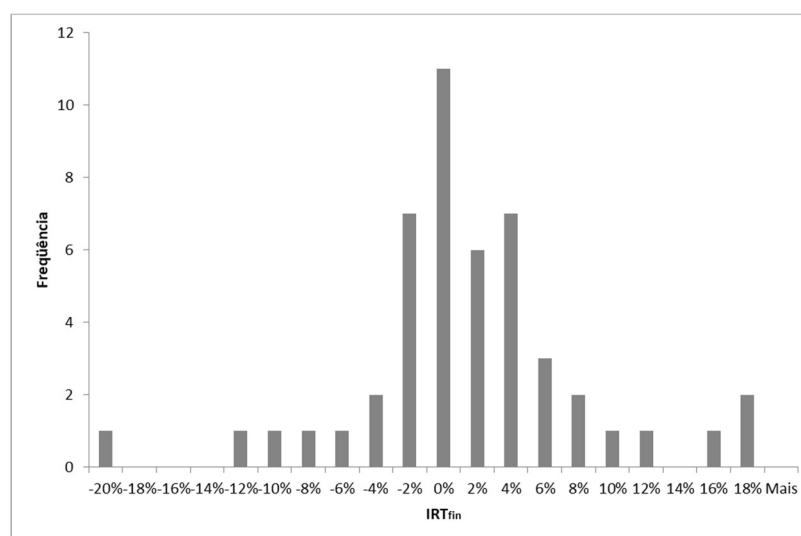


Figura 4.4.1: Histograma do Índice de Revisão Tarifária Financeiras (IRT_{fin}) da última revisão tarifária de 49 concessionárias de distribuição. Fonte dos dados [53].

4.4.1. Revisão Tarifária Extraordinária

Além dos procedimentos tarifários já apresentados (reajuste e revisão), a ANEEL também pode realizar a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) a qualquer tempo, a pedido da distribuidora quando do acontecimento de algum evento provocar desequilíbrio econômico-financeiro significativo [54].

A ANEEL determina pré-requisitos para a admissibilidade dos pedidos de RTE e os procedimentos adotados no processo. O Submódulo 2.9 do PRORET traz princípios e critérios que devem apresentar os seguintes elementos mínimos:

- o fato, ou conjunto de fatos, gerador(es);
- a evidência do desequilíbrio econômico-financeiro;
- o nexo de causalidade entre os dois;
- apresentação de iniciativas tomadas pela concessionária para equacionar o alegado desequilíbrio econômico-financeiro.
- em caso de alegação atrelada a variações estruturais de mercado, o pleito deverá conter informações econômicas que corroborem a ale-

gação.

4.4.2. Bandeiras Tarifárias

No Submódulo 7.1 do PRORET estão definidos os procedimentos tarifários referentes às bandeiras de sinalização da tarifa. Aplicadas a partir de 2015 às concessionárias do Sistema Interligado Nacional (SIN), a sistemática da aplicação das bandeiras tarifárias leva em consideração os custos de geração por fontes termelétricas e a exposição aos preços de liquidação do mercado de curto prazo. O objetivo é sinalizar aos consumidores por meios das tarifas os custos da geração de energia em períodos de baixos níveis dos reservatórios das hidrelétricas.

Segundo as regras definidas no PRORET os custos da geração não são imediatamente percebidos pelos clientes cativos, já que os gastos são repassados apenas no próximo processo tarifário. Por meio do mecanismo das bandeiras a população é imediatamente alertada sobre o aumento das tarifas de energia, o que pode influenciar em medidas de redução do consumo e, consequentemente, redução do despacho de usinas termelétricas minimizando os riscos das concessionárias.

As bandeiras tarifárias são classificadas nas cores verde, amarela e vermelha:

- **Bandeira Verde:** Não se prevê o acréscimo nas faturas dos consumidores. Será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última usina a ser despachada for inferior ao valor de 200,00 R\$/MWh
- **Bandeira Amarela:** incidência adicional de 15 R\$/MWh na tarifa de energia. Será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a 200,00 R\$/MWh e inferior ao valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD
- **Bandeira Vermelha Patamar 1:** acréscimo de 30 R\$/MWh nas tarifas. Será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior ao valor-teto do PLD e inferior a 610 R\$/MWh
- **Bandeira Vermelha Patamar 2:** acréscimo de 45 R\$/MWh nas tarifas. Será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última usina a ser despachada for superior a 610 R\$/MWh.

5. MODELO TAROT-ESTOCÁSTICO PARA ANÁLISE DE RISCO

Neste capítulo será apresentado o desenvolvimento do Modelo TAROT-Estocástico para análise dos riscos das empresas que atuam no setor de distribuição de energia elétrica.

O capítulo se inicia com uma breve revisão dos conceitos básicos para estudos estocásticos e teoria dos erros. Como um dos principais objetivos do modelo é avaliar o impacto socioeconômico dos riscos inerentes à atividade de distribuição, na sequência é apresentado um método de avaliação do risco econômico, o VaR (*Value at Risk*).

Além dos conceitos acima faz-se necessário, também, a compreensão sobre os métodos de previsão de séries temporais uma vez que o modelo proposto visa estimar os riscos de uma empresa de distribuição no ano subsequente à revisão tarifária da mesma. Ou seja, a partir dos dados determinísticos levantados para uma empresa quer-se determinar quais os possíveis cenários para a mesma ao final do período de um ano subsequente à revisão tarifária.

Na sequência é feita a modelagem das variáveis estocásticas do modelo proposto e por último é apresentado o modelo e um exemplo de aplicação utilizando dados típicos de uma concessionária.

5.1. CONCEITOS BÁSICOS PARA ANÁLISES ESTOCÁSTICAS

O estudo da Análise Estocástica (educação estatística e probabilística) tem por objetivo possibilitar interpretações e significação em um contexto de análise de dados [55]. Os processos que fazem parte deste estudo são apresentados na Figura 5.1.1.

O estudo estatístico reconhece a onipresença da variabilidade na qual todos os processos ao nosso redor estão submetidos. Além disso, ele identifica, caracteriza, quantifica e promove a oportunidade de melhora do processo por meio do controle e redução das variações [56].

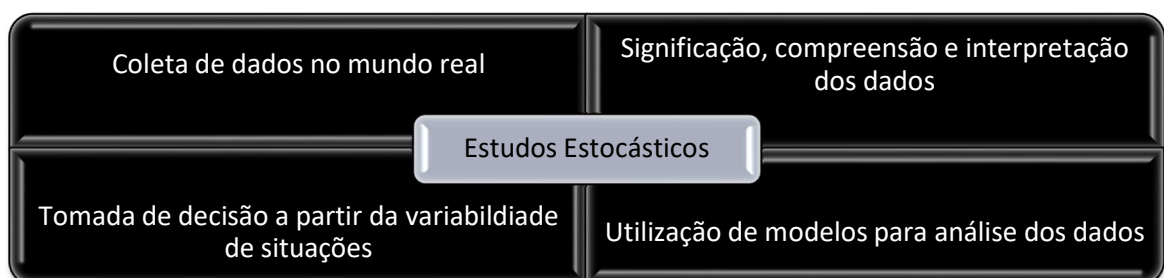


Figura 5.1.1: Processos dos Estudos Estocásticos. Adaptado de [56].

5.1.1. Distribuição de Probabilidade

A distribuição de probabilidade (DP) é a caracterização dos valores possíveis que uma amostra de uma variável aleatória pode assumir com uma determinada probabilidade de ocorrência [57]. A DP associa uma probabilidade a cada resultado numérico de um experimento, ou seja, dá a probabilidade de cada valor de uma variável aleatória.

Por definição, existem duas regras a seguir que se aplicam a qualquer DP. A primeira define que a soma de todos os valores de uma DP deve ser igual a 1 (5.2). Por consequência, a probabilidade de ocorrência de um evento deve ser menor que 1 e maior que 0 (5.1):

$$0 \leq P(x_i) \leq 1 \quad (5.1)$$

$$\sum_i P(x_i) = 1 \quad (5.2)$$

onde x_i toma todos os valores possíveis e $P(x_i)$ é a probabilidade de ocorrência do evento x_i .

A expectativa de uma variável aleatória $E(X)$, ou, o seu valor esperado, corresponde ao valor médio (μ) da DP e seu cálculo é feito da seguinte forma (5.3):

$$E(X) = \mu = \sum_i P(x_i) \cdot x_i \quad (5.3)$$

O valor de dispersão da DP em torno da média é indicado pelo desvio padrão. Um grande desvio padrão reflete dispersão considerável, enquanto que um desvio padrão menor traduz menor variabilidade com valores relativamente mais próximos da média. O cálculo do desvio padrão é dado por:

$$\sigma = \sqrt{\sum_i P(x_i) \cdot (x_i - \mu)^2} \quad (5.4)$$

O desvio padrão de uma amostra representa a incerteza da mesma, ou seja, é uma quantidade que expressa a confiabilidade de um conjunto de dados, dada a sua dispersão, independentemente do valor verdadeiro.

5.1.1.1. Distribuição Normal

A distribuição de probabilidades pode ser representada por um histograma de probabilidades na qual a escala vertical representa probabilidades. A distribuição normal ou gaussiana é definida pela curva na forma de um sino. A distribuição normal é simétrica e sua média além de representar o centro da distribuição, ainda coincide com a mediana [57]. Graficamente esta distribuição pode ser representada pela Figura 5.1.2 a seguir. Pode-se observar que 99,7% dos dados estão dentro

de 3 desvios padrões ($\mu \pm 3\sigma$) e analogamente 68% dos dados estão dentro de 1 desvio padrão ($\mu \pm \sigma$).

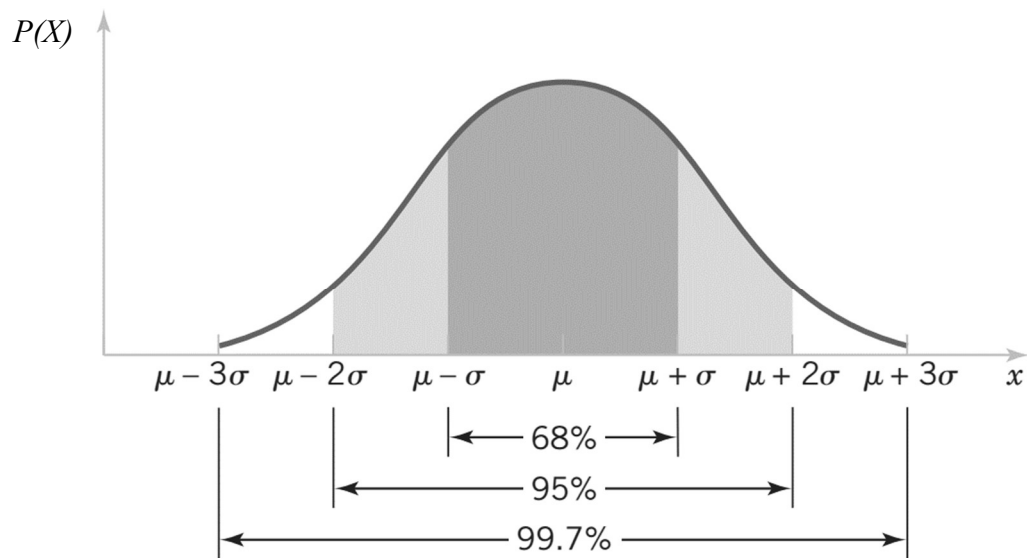


Figura 5.1.2: Gráfico Padrão de uma distribuição normal. Adaptado de [57]

5.1.2. Teoria de Erros

Independentemente da natureza do erro ser de origem sistemática ou aleatória, adotam-se alguns procedimentos para apresentação dos dados.

5.1.2.1. Propagação das Incertezas

Os desvios obtidos em uma amostra de uma variável devem ser propagados seguindo-se regras de dependência funcional entre as variáveis: adição, subtração, multiplicação, divisão, potenciação ou alguma outra forma de dependência funcional representável analiticamente [58].

5.1.2.2. Erro padrão da estimativa

Os erros aleatórios advêm da flutuação estatística dos fenômenos e da interferência de ruído intrinsecamente aleatórios. A partir do cálculo da média em uma amostra de tamanho n , Equação (5.5), tem-se um erro padrão da estimativa que avalia a precisão do cálculo da média populacional. Isso se dá porque, provavelmente, se uma nova amostra aleatória fosse realizada, a média aritmética obtida seria diferente da primeira amostra [59]. Portanto, a variabilidade das médias é estimada pelo seu erro padrão calculado conforme Equação (5.5) a seguir:

$$S_x = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (5.5)$$

onde:

- S_x : erro padrão da estimativa;
- σ : desvio padrão da estimativa; e
- n : tamanho da amostra

5.2. TÉCNICAS E FERRAMENTAS PARA ANÁLISE DO RISCO ECONÔMICO

A incerteza está presente em todos os mercados e, conseqüentemente, na análise do futuro econômico das empresas. No Capítulo 4 foram identificados os riscos relativos as empresas de distribuição de energia elétrica. A seguir serão discutidos alguns métodos para mensuração dos riscos que permitem a análise dos resultados das empresas levando em consideração as incertezas inerentes da atividade.

5.2.1. Análise do Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL), também conhecido como valor atual líquido (VAL) ou método do valor atual, é a fórmula matemático-financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial.

O valor presente líquido para fluxos de caixa uniformes, pode ser calculado por meio da seguinte fórmula:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (5.6)$$

Onde:

- FC_t é o fluxo de caixa no período t ;
- t é o enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido (começa no período 1, quando há efetivamente o primeiro fluxo de dinheiro);
- n é o número de períodos t ;
- i é o custo do capital.

O uso de análise de valor presente líquido (VPL) é amplamente utilizado para estudo de risco econômico e é, geralmente, acompanhado de análises de sensibilidade para investigação dos efeitos da variação dos parâmetros de entrada do modelo. O objetivo é apresentar e visualizar o risco econômico sendo parte de uma base de decisão.

5.2.2. Value at Risk - VaR

O *Value at Risk* (VaR), ou valor em risco, sintetiza a maior (ou pior) perda

esperada dentro de determinados períodos e intervalo de confiança [43].

A medida VaR é amplamente utilizada por instituições financeiras, fundos gerenciais ou tesouros corporativos. A aceitação é demonstrada até mesmo pelo fato de bancos reguladores utilizarem o VaR como base de requisitos de capitais associados a exposição do risco de mercado [46].

VaR procura representar o valor que poderia ser perdido (valor que estaria em risco) em um determinado horizonte de tempo dada as posições em aberto das operações atuais para um determinado nível de confiança. Isso faz com que a medida de risco seja mais palpável, tornando-a mais fácil de entender um quantil especificado de uma distribuição, que representa um lucro ou perda de um determinado portfolio sobre um período.

A Figura 5.2.1 explica o conceito VaR por meio de um exemplo de aplicação do método VaR onde as perdas maiores que o valor da perda em risco ocorrem com uma probabilidade de 5%.

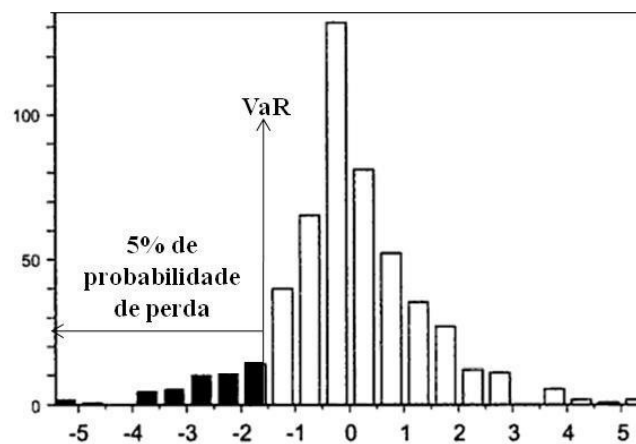


Figura 5.2.1: Exemplo de aplicação do VaR [47].

5.2.3. Teoria da Simulação Normal

Assume-se que os retornos financeiros são normalmente distribuídos, e, portanto, calculando a média e o desvio padrão é obtida a caracterização completa da curva associada a ele. A fórmula de cálculo do risco para estes investimentos é:

$$VaR = \mu + Z_{ic\%} \cdot \sigma \quad (5.7)$$

onde $Z_{ic\%}$ representa o fator de confiança que é obtido pelo intervalo de confiança ($ic\%$) escolhido. Para cada intervalo há um fator de confiança que pode ser obtido em tabelas específicas. Por exemplo, para um intervalo de confiança $ic = 95\%$, o fator $Z_{ic} = -1,64$.

5.2.4. Simulação de Monte Carlo

O Método de Monte Carlo foi formalizado em 1949, por meio do artigo intitulado "*Monte Carlo Method*", publicado por John Von Neumann e Stanislaw Ulam

[60].

O método consiste em modelar a variável em termos de funções de densidade de distribuição de probabilidade (FDP). Uma vez conhecidas essas distribuições, a Simulação de Monte Carlo pode proceder fazendo as amostragens aleatórias a partir das mesmas. Este processo é repetido inúmeras vezes e o resultado desejado é obtido por meio de técnicas estatísticas (média, desvio padrão, etc.) sobre um determinado número de realizações (amostras) que podem chegar a milhões [60].

Para possibilitar a simulação de enorme diversidade de cenários, o Método de Monte Carlo faz uso de um gerador de números aleatórios, o qual sorteará aleatoriamente valores pertencentes à distribuição uniforme sobre o intervalo $[0,1]$. Em seguida, realiza-se a transformação da variável aleatória uniformemente distribuída para a distribuição desejada, por meio da inversa da função de distribuição de probabilidade cumulativa e, por último, deve-se calcular o resultado determinístico substituindo as incertezas pelos valores gerados obtendo, assim, uma observação do problema. A Figura 5.2.2 ilustra a ideia genérica do método:

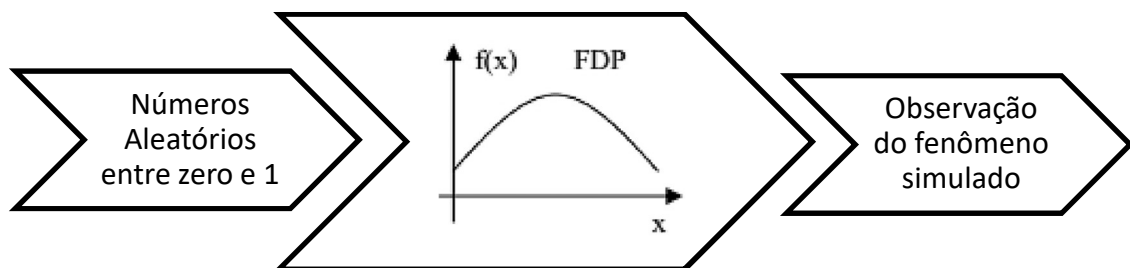


Figura 5.2.2 Ideia genérica do Método de Monte Carlo. Fonte: autoria própria.

Uma das principais vantagens destacadas pelo uso das técnicas de simulação é o fato de serem modelos mais realistas. Para que seja possível uma solução analítica para diversos problemas reais, muitas vezes é necessário que se façam simplificações reducionistas e premissas no modelo de análise. Essas simplificações afastam o modelo da realidade podendo levar a uma solução que não é consistente [61].

Além disso, as simulações permitem o uso de análise de sensibilidade por meio da variação de diversos parâmetros do modelo permitindo verificar quais são os impactos nas variáveis que estão sendo analisadas, possibilitando o teste de diferentes cenários. Nos casos onde não se conhece direito o comportamento de suas variáveis e relações, existe a possibilidade de verificação de diversas hipóteses por meio de estudo exploratório do problema.

Em contrapartida, os resultados encontrados podem não ser precisos, pois são uma estimativa do valor teórico.

5.2.5. A Utilidade Risco-Retorno das Concessionárias

A abordagem de análise econômica do risco apresentada neste tópico leva

em consideração tanto o risco quanto o retorno das concessionárias, e além disso ela possibilita a inserção do perfil do investidor por meio da utilidade auferida.

Na busca de contornar os problemas de heterogeneidade apresentados na análise do EVA devido à diferença do porte das empresas, nesta nova análise será utilizado o ROI como métrica, uma vez que o retorno é colocado em função do investimento, facilitando a compreensão dos resultados em uma perspectiva de comparação dos impactos econômicos dos riscos.

5.2.5.1. O Binômio Risco-Retorno da Teoria de Markowitz

O critério de análise da saúde econômica de uma empresa pode ser estabelecido por meio de sua condição de risco-retorno. Segundo a Teoria de Otimização de Portfólios de Markowitz os investidores avaliam seus investimentos apenas com base no retorno esperado e o risco associado. Tem-se as seguintes premissas quanto ao comportamento dos investidores [62]:

- Os investidores são avessos ao risco, sempre escolhendo o investimento de menor risco dentre os investimentos de mesmo retorno;
- e
- Os investidores são racionais, sempre escolhendo o investimento de maior retorno dentre os investimentos de mesmo risco;

Partindo destas premissas, Markowitz [63] postulou que as variáveis que interessam ao investidor seriam o retorno esperado (ou rentabilidade) e o risco (variância dos retornos esperados). Portanto, as decisões relacionadas à seleção de investimentos são tomadas com base no binômio risco-retorno.

Como já visto antes, não há certeza sobre o valor do resultado econômico (R) de uma empresa, pois este está sujeito aos riscos da atividade. Entretanto, pode-se por meio de técnicas estocásticas, determinar a expectativa e o risco do mesmo.

Considere, então, que os resultados possíveis de uma empresa possuem uma distribuição de probabilidade normal onde sua expectativa é igual à média, calculado conforme equação (5.3), e o seu risco é o desvio padrão, calculado conforme equação (5.4):

$$\tilde{R} \sim N(\mu, \sigma) \therefore \begin{cases} E(\tilde{R}) = \mu \\ Risco(\tilde{R}) = \sigma \end{cases} \quad (5.8)$$

Baseado na Teoria de Markowitz propõe-se posicionar o resultado econômico de várias empresas em um plano de risco-retorno conforme a Figura 5.2.3 a seguir. Como já foi citado anteriormente, quando os riscos são iguais, o investidor opta por um retorno maior e, por outro lado, quando os retornos são iguais o investidor opta por um risco menor.

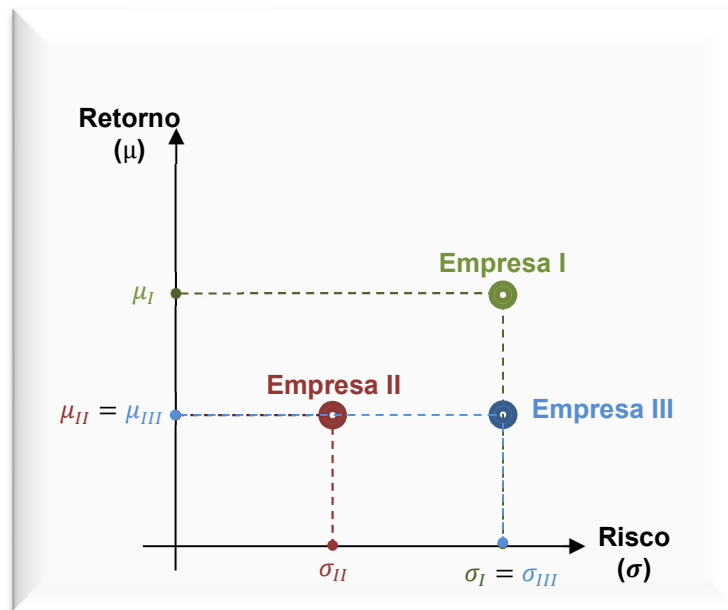


Figura 5.2.3: Posição das Empresas no Plano de Markowitz

Da Figura 5.2.3 pode-se concluir que:

- Em uma disputa entre as empresas I e III, tem-se $\sigma_I = \sigma_{III}$ e $\mu_I > \mu_{III}$, portanto, a empresa I ganha;
- Em uma disputa entre as empresas II e III tem-se que $\mu_{II} = \mu_{III}$ e $\sigma_{II} < \sigma_{III}$ e, portanto, a empresa II ganha; e
- No entanto, ao se comparar a empresa I e II, qual empresa representa a melhor relação risco-retorno?

No próximo item será apresentada uma metodologia capaz de comparar os resultados econômicos de empresas com diferentes retornos e diferentes riscos.

5.2.5.2. Expectativa da Utilidade de John Von Neumann e Oskar Morgenstern

Em 1944, John Von Neumann e Oskar Morgenstern propuseram um modelo do comportamento humano perante o risco baseado na premissa de que o indivíduo aprecia a moeda não por seu valor nominal, mas por sua Utilidade. O princípio da “expectativa da utilidade”, estabelecido em [64], permite valorar a distribuição de probabilidade dos possíveis resultados de uma decisão e, portanto, estabelecer a preferência. Ou seja, a utilidade esperada deve ser maior para os valores preferidos. Se não existe distinção entre a preferência dos resultados então a utilidade esperada deve ser a mesma.

A comparação do resultado econômico das empresas é feita por meio do conceito de Utilidade do retorno, $U(\tilde{R})$, definido como:

$$U(\tilde{R}) = \tilde{R} - \alpha \cdot \tilde{R}^2 \quad (5.9)$$

onde α exprime quantitativamente a atitude frente a uma quantia do retorno aleatório $\tilde{R}$ com média (μ) e desvio padrão (σ).

A especificação da função utilidade $U(\tilde{R})$ deve refletir as preferências racionais dos agentes:

- Não saciedade: os agentes sempre preferem mais benefícios (resultados favoráveis) a menos benefícios, ou seja, a função utilidade é sempre crescente, ou pelo menos, não decrescente: $U'(\tilde{R}) \geq 0$; e
- Atitude quanto à incerteza: a função utilidade deve traduzir a atitude do agente quanto à incerteza do resultado. Esta atitude pode ser de neutralidade, aversão ou atração pelo risco. O valor do prêmio de risco e consequentemente a curvatura da Função Utilidade expressam o grau de aversão ou atração ao risco.

O resultado econômico de uma empresa está em função de suas incertezas e para um mesmo resultado econômico existem diferentes Utilidades que dependem da atitude do investidor frente ao risco. A Figura 5.2.4 expressa a utilidade em função do resultado financeiro para investidores com comportamentos diferentes frente ao risco. Conforme apresentado na Tabela 5.1 investidores com $\alpha < 0$ são avessos ao risco, quando $\alpha = 0$ significa que o investidor é neutro ao risco, já para $\alpha > 0$ tem-se que o investidor tem atração ao risco.

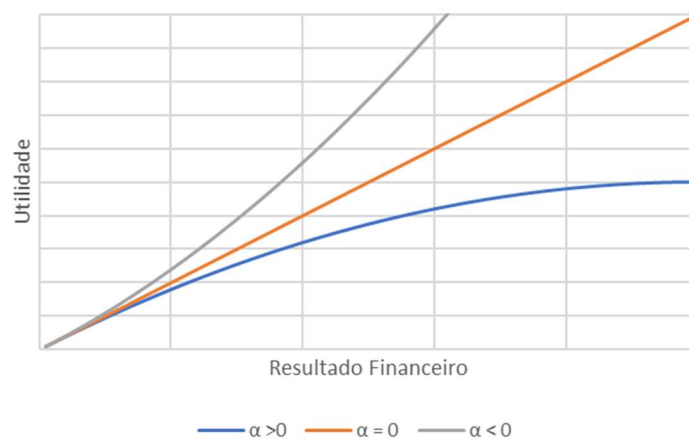


Figura 5.2.4: Função Utilidade em função da atitude do investidor frente ao Risco

Tabela 5.1: A atitude do investidor frente ao risco. Adaptado de [65].

Aversão ao Risco	Neutralidade ao Risco	Atração ao Risco
Função Côncava $\alpha < 0$	Função Linear $\alpha = 0$	Função Convexa $\alpha > 0$
O incremento de utilidade associado ao ganho de um determinado benefício é menor que o decremento de utilidade associado à perda do mesmo benefício.	O incremento de utilidade associado ao ganho de um determinado benefício tem a mesma amplitude que o decremento de utilidade associado à perda do mesmo benefício	O incremento de utilidade associado ao ganho de um determinado benefício é maior que o decremento de utilidade associado à perda do mesmo benefício.

A expectativa da Utilidade de um resultado econômico estocástico é calculada por meio de:

$$E(\tilde{U}) = E(\tilde{R}) - \alpha \cdot E(\tilde{R}^2) \quad (5.10)$$

Por um teorema da estatística, tem-se que:

$$E(\tilde{R}^2) = E^2(\tilde{R}) + \sigma^2 \quad (5.11)$$

Substituindo (5.11) em (5.10) e sabendo que a expectativa de um valor representa a média tem-se que:

$$\bar{U} = \mu - \alpha \cdot (\mu^2 + \sigma^2) \quad (5.12)$$

O teorema da Utilidade e o plano de Markowitz permitem gerar de forma gráfica a comparação do resultado de duas empresas. Por meio do gráfico é possível fazer uma tomada de decisão levando em consideração o comportamento do investidor frente ao risco.

Escrevendo a equação (5.11) no formato de uma equação de circunferência tem-se:

$$\begin{aligned} \frac{\bar{U}}{\alpha} &= \frac{\mu - \alpha \cdot (\mu^2 + \sigma^2)}{\alpha} \\ \frac{\bar{U}}{\alpha} &= \frac{\mu}{\alpha} - \mu^2 - \sigma^2 \\ -\frac{\bar{U}}{\alpha} &= \mu^2 - \frac{\mu}{\alpha} + \sigma^2 \\ \frac{1}{4\alpha^2} - \frac{\bar{U}}{\alpha} &= \mu^2 - \frac{\mu}{\alpha} + \frac{1}{4\alpha^2} + \sigma^2 \\ \frac{1}{4\alpha^2} - \frac{\bar{U}}{\alpha} &= \left(\mu - \frac{1}{2\alpha}\right)^2 + \sigma^2 \end{aligned} \quad (5.13)$$

Lembrando que a equação da circunferência é:

$$r^2 = (y - y_c)^2 + (x - x_c)^2 \quad (5.14)$$

onde é o centro da circunferência é $P(x_c, y_c)$ e r é o raio. Analogamente, no Plano de Markowitz o centro da circunferência é o ponto $P\left(0, \frac{1}{2\alpha}\right)$ e o raio é $\sqrt{\frac{1}{4\alpha^2} - \frac{\bar{U}}{\alpha}}$. Pode-se concluir que quanto maior for a Utilidade ($\bar{U}$) menor será o raio da circunferência formado pela equação (5.11). Portanto, considerando um decisor com uma atitude α com relação risco tem-se que a empresa com um retorno esperado μ e um desvio padrão σ que estiver mais próxima do centro da circunferência $P\left(0, \frac{1}{2\alpha}\right)$ será a empresa escolhida pelo investidor. A Figura 5.2.5 ilustra a comparação de duas empresas e o comportamento de dois decisores, sendo que um possui atração ao risco e o outro possui aversão [35].

Pode-se observar que para o decisor que tem atração ao risco a Empresa I está mais próxima do centro da circunferência (o ponto A_{At}) e apresenta uma Utilidade maior que a Empresa II. Por outro lado, para um decisor mais conservador, que tem aversão ao risco, a Empresa II é quem está mais próxima do centro da circunferência (o ponto A_{Av}) e assim apresenta uma Utilidade maior que a Empresa I.

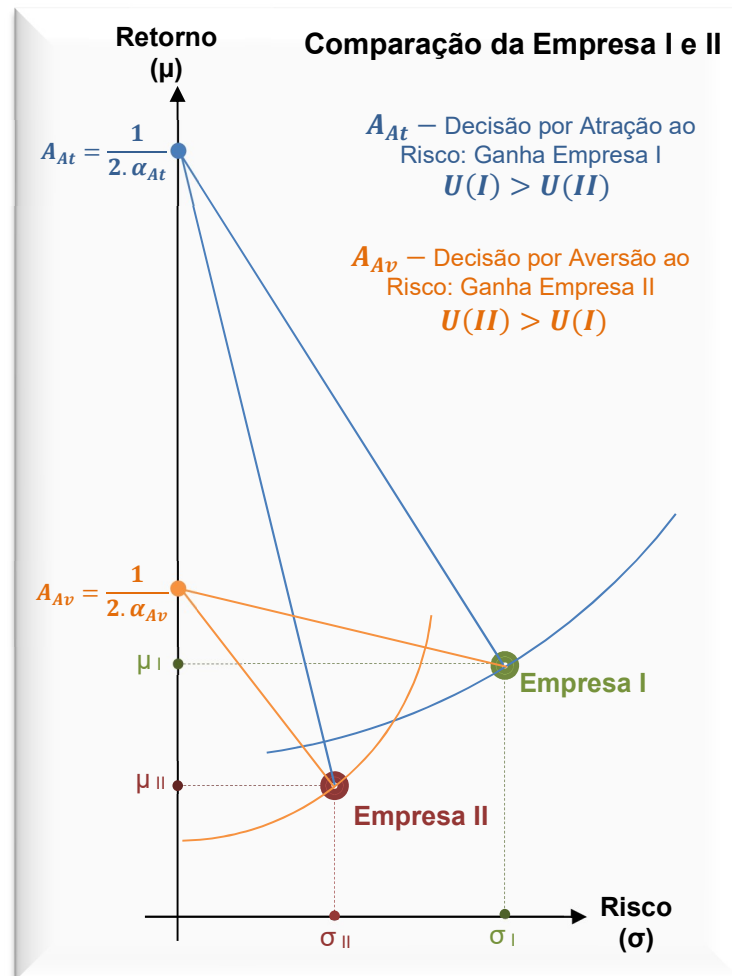


Figura 5.2.5: Comparação de Empresas utilizando o Teorema da Utilidade. Adaptado de [35].

5.3. MÉTODOS DE PREVISÃO DE SÉRIES TEMPORAIS

Uma série temporal consiste em um conjunto de dados organizados segundo um parâmetro de tempo, ou seja, uma série de dados observados são ordenados em intervalos de tempo equidistantes. Além disso, as séries temporais devem apresentar dependência serial e podem ser representadas como a combinação de quatro componentes: tendência, cíclica, sazonal e erro.

A tendência gera mudança gradual em longo prazo. A cíclica é responsável por oscilações repetitivas ao longo da componente de tendência. A sazonalidade representa oscilações relacionadas a um período específico repetido na série. E

por último, o erro, aparece como flutuação de curto período e representa fenômenos inexplicáveis causados pelo carácter aleatório da natureza [66].

As séries temporais são classificadas de estacionárias quando as suas estatísticas não são afetadas por variações no tempo.

Os métodos de previsão, de forma geral, baseiam-se na ideia de que as observações das séries temporais contêm informações sobre um padrão de comportamento do fenómeno observado [66].

5.3.1. *Random Walk* ou Passeio Aleatório

Ao se fazer estimativas com relação ao futuro de uma variável pode-se supor que o futuro está, em parte, relacionado ao passado. Podemos pensar então que um ponto futuro estará associado em partes ao ponto presente e em partes a uma imprevisibilidade que pode ser considerada aleatória. Na literatura, este comportamento é conhecido como *Random Walk* ou Passeio Aleatório. As características principais desse processo são:

$$x_{k+1} = x_k + \varepsilon_k \quad (5.15)$$

sendo:

- x_{k+1} é o ponto futuro que se quer prever;
- x_k é o ponto presente da variável;
- ε_k é conhecido como ruído aleatório com média zero e desvio padrão finito, ou seja, $\varepsilon_k \sim N(\mu = 0; \sigma)$
- O desvio padrão (σ) é encontrado por meio de simulação dos dados passados;
- Cada passo do processo x_k está em um novo nível;
- Cada passo é estatisticamente independente do anterior;
- A variância aumenta com o tempo, isto é, $\text{variância} = t \cdot \sigma^2$. Então o desvio padrão real é $\sigma\sqrt{t}$, logo o Índice de Confiança deve ser corrigido para acompanhar a abertura da margem de erro para o futuro [67].

Conforme foi mencionado, o valor do desvio padrão (σ) é dado por meio de simulação dos dados passados. Portanto, a partir de um banco de dados do valor de x_k tem-se:

$$\text{erro} = x_k - x_{k-1} \rightarrow (x_k - x_{k-1}) \sim N(\mu = 0; \sigma) \quad (5.16)$$

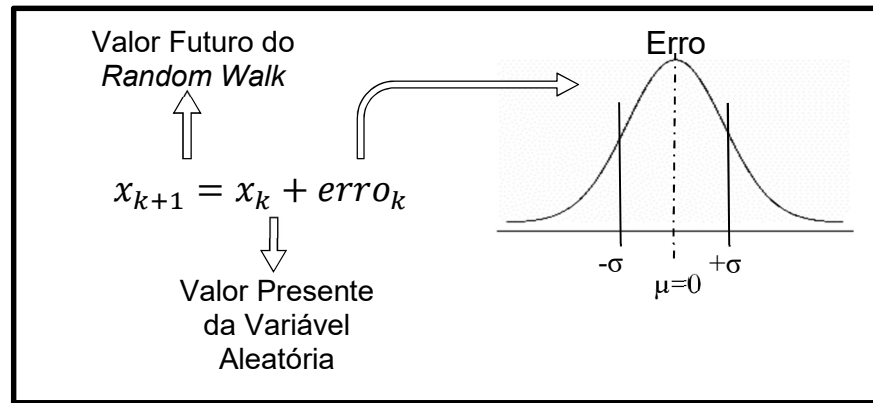


Figura 5.3.1: Random Walk

5.4. MODELAGEM DAS VARIÁVEIS ESTOCÁSTICAS

Conforme abordado no Capítulo 4, o risco de Mercado ao qual as empresas de distribuição de energia elétrica estão sujeitas, estão nesta dissertação sendo em função do:

- Risco hidrológico: cujo impacto direto está na oferta de energia e, consequentemente, nos custos de fornecimento; e
- Risco econômico do país: onde o impacto direto está na demanda de energia elétrica afetando a receita da empresa.

Estes dois riscos essenciais serão inseridos no modelo TAROT-Estocástico proposto nesta dissertação por meio da modelagem estocásticas dos parâmetros:

- coeficiente dos custos de funcionamento da rede (e); e
- avidez do consumidor (a).

De forma geral, o coeficiente dos custos é impactado pelo risco hidrológico e a avidez do consumidor deve ser modelada em função do risco econômico do país. Os itens a seguir detalham a modelagem utilizada para os parâmetros em questão.

5.4.1. A avidez do Consumidor

Para uma modelagem genérica da avidez utilizou-se os dados da EPE, Empresa de Pesquisa Energética, sobre o registro histórico anual, de 1995 a 2015, do consumo nacional de energia elétrica [68] conforme apresentado no gráfico da Figura 5.4.1.

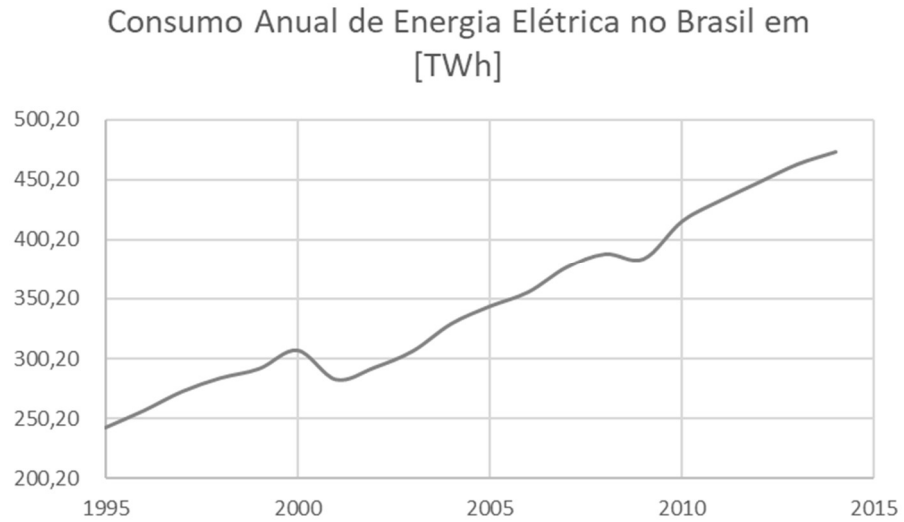


Figura 5.4.1: Consumo anual de energia elétrica no Brasil desde 1995 até 2015. Adaptado de [68].

Observando o comportamento do consumo de energia ao longo dos anos pode-se notar uma componente de tendência e outra aleatória, ou seja, que ao se fazer estimativas com relação ao futuro de uma variável pode-se supor que o futuro está em parte relacionado ao passado.

Pode-se pensar então que um ponto futuro estará associado em partes ao ponto presente e em partes a uma imprevisibilidade aleatória. Conforme apresentado em 5.3.1, na literatura, este comportamento é conhecido como *Random Walk*. Sendo assim, a variável estocástica da aivez ($\tilde{a}$) fica definida como em (5.9):

$$\tilde{a} = a \cdot e^g + \widetilde{erro}_a \left[\frac{R\$}{MWh} \right] \quad (5.17)$$

Onde:

- a é o valor determinístico da aivez;
- e é o número neperiano;
- g é um parâmetro que representa a tendência de crescimento do consumo de energia.
- $\widetilde{erro}_a$ é conhecido como ruído aleatório com média zero e desvio padrão finito, ou seja $\widetilde{erro}_a \sim N(\mu = 0; \sigma)$. O desvio padrão do erro (σ) é encontrado por meio de simulação dos dados passados.

5.4.2. O Coeficiente dos Custos de Funcionamento da Rede

Assim como foi considerado para a aivez, a modelagem do coeficiente dos custos de funcionamento da rede também foi feita por meio do *Random Walk*.

No Submódulo 2.2 do PRORET a abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais regulatórios na revisão tarifária periódica busca

definir o nível eficiente de custos para execução dos processos, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão, assegurando uma prestação de serviço adequada e que os ativos manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda a sua vida útil.

Baseado na metodologia da ANEEL entende-se que as empresas trabalharão no sentido de atingir as metas de efficientização e, portanto, existe uma tendência de o coeficiente dos custos estar em função de γ .

Assim:

$$\tilde{e} = e \cdot e^\gamma + \widetilde{erro}_e \left[\frac{R\$}{MWh} \right] \quad (5.18)$$

onde:

- e é o valor determinístico do coeficiente;
- e é o número neperiano;
- γ é um parâmetro que representa a tendência de redução dos custos devido às metas efficientização impostas pela ANEEL nas revisões tarifárias.
- O parâmetro $\widetilde{erro}_e$ é conhecido como ruído aleatório com média zero e desvio padrão finito, ou seja $\widetilde{erro}_e \sim N(\mu = 0; \sigma)$. O desvio padrão do erro (σ) é encontrado por meio de simulação dos dados passados.

5.5. O MODELO TAROT-ESTOCÁSTICO

O modelo proposto usa a modelagem das variáveis estocásticas no modelo determinístico do TAROT apresentado na Figura 3.2.3, e a partir dele apresenta-se o fluxo econômico do TAROT-Estocástico na Figura 5.2.5.

Para a simulação estocástica do modelo, existirão eventuais cenários onde o EBIT da empresa será negativo o que, por consequência, fará com que o tributo sobre o lucro ($trib_L$) também seja negativo, o que por definição é inconsistente. Existe na legislação Brasileira uma tratativa específica para estes casos onde os prejuízos tributários podem ser parcialmente revertidos como abatimento nos tributos futuros. Para solucionar este problema, inseriu-se na modelagem que para valores negativos do tributo ($trib_L < 0$), este valor será considerado como um benefício fiscal reduzindo as despesas da empresa.

Para demonstração da aplicação da modelagem proposta utilizou-se dados de uma empresa típica de distribuição de energia elétrica conforme Tabela 5.2.

A empresa deve operar de forma otimizada ($EVA = 0$). Utilizou-se a equação (3.30) para cálculo do investimento otimizado (B^*). A partir de (3.37) determinou-se a tarifa otimizada (T^*) e com base em (3.38) definiu-se a energia vendida otimizada.

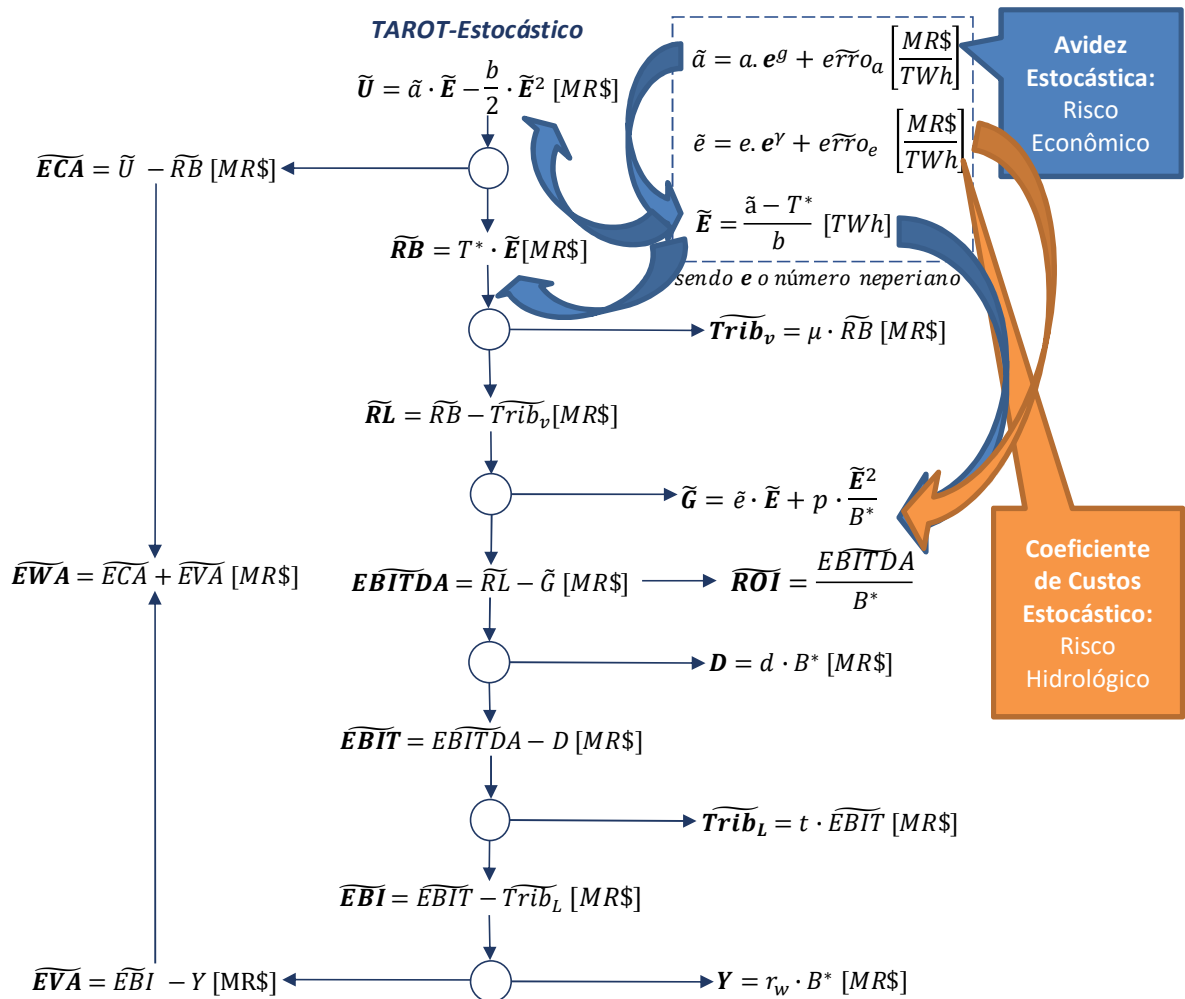


Figura 5.5.1: Modelagem econômica do TAROT-Estocástico.

Tabela 5.2: Valores típicos de uma concessionária de distribuição de energia elétrica

Coeficiente	Unidade	Valor
a	[MR\$/TWh]	1.600
b	[MR\$/TWh ²]	40
e	[MR\$/TWh]	200
p	[MR\$ ² /TWh ²]	3.000
μ	[%]	22,00
t	[%]	34,00
d	[%]	4,00
r _w	[%]	7,50
k	[%]	15,12

Tabela 5.3: Parâmetros otimizados

Coeficiente	Unidade	Valor
E*	[TWh]	32,22
T*	[MR\$/TWh]	311,02
B*	[MR\$]	4.539,11

Utilizando a modelagem determinística do TAROT apresenta-se na Figura

5.5.2 o fluxograma do modelo econômico de mercado para os dados da Tabela 5.2. O fluxo está otimizado e, portanto, mostra um cenário de equilíbrio econômico financeiro (EEF) onde a receita da empresa é suficiente para cobrir os gastos da mesma: custos operacionais, custos de capital e tributos. Esta otimização maximiza o valor econômico agregado à sociedade e promove o equilíbrio social da atividade.

Por outro lado, esta análise determinística do resultado econômico de uma empresa distribuidora não representa a complexidade da mesma. Ora, este fluxo é apenas uma fotografia de um cenário ideal otimizado e não permite mensurar o impacto da aleatoriedade do mercado elétrico.

Neste sentido, a proposta do modelo TAROT-Estocástico é permitir a simulação de uma grande quantidade de cenários, possibilitando uma avaliação mais abrangente da saúde financeira da empresa. Por meio de simulação de Monte Carlo, o modelo fornece estatísticas sobre os resultados esperados e os respectivos riscos. Utilizando novamente os dados da Tabela 5.2 modelou-se estocasticamente a adiverz dos consumidores do seu mercado ($\tilde{a}$) e o coeficiente de custo operacional ($\tilde{e}$) a fim de realizar um estudo estocástico da empresa.

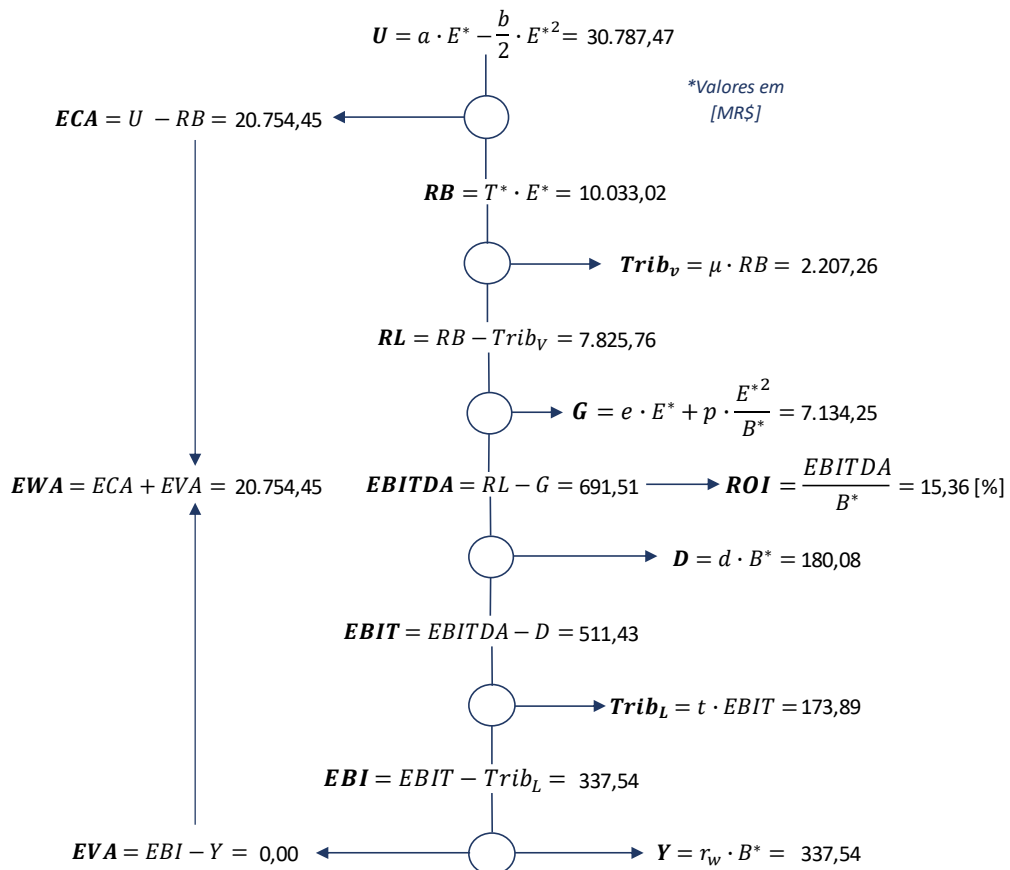


Figura 5.5.2: Fluxo financeiro do modelo de mercado para uma distribuidora típica em EEF.

Inicialmente, conforme a equação (5.17) para a simulação estocástica de um valor futuro da adiverz é necessário levar em consideração que existe uma tendên-

cia de crescimento/retração do mercado consumidor encontrado a partir de uma série histórica da quantidade de energia vendida. Para o exemplo em questão, considerou-se que a tendência do mercado da empresa que se deseja modelar será crescente: $g = 5$ [%], tal valor representa um crescimento típico de mercado (vide Tabela 6.2: $\mu_g = 8,49$ [%] e $\sigma_g = 1,68$ [%]).

Por outro lado, existe uma tendência de eficientização da empresa, ou seja, as empresas são estimuladas pelo órgão regulador a promover melhoria nos seus processos operacionais. Conforme a equação (5.18) a tendência de eficientização é incorporada no modelo por meio da variável γ . No exemplo proposto considerou-se que $\gamma = -0,5$ [%] significando que a empresa terá uma eficientização de 0,5 [%] (vide Tabela 6.2: $\mu_\gamma = -0,17$ [%] e $\sigma_\gamma = 0,29$ [%]).

Além da tendência inserida nas modelagens das variáveis estocásticas, faz-se necessário também levar em consideração a participação da aleatoriedade, também chamado de erro conforme definido no comportamento *Randon Walk*. Para a aivez, esta aleatoriedade é definida a partir do registro da série anual da energia vendida utilizando a equação (5.16). Para a empresa que será modelada tem-se que o $\widetilde{erro}_a \sim N(\mu = 0; 23)$ [MR\$/TWh].

Para o coeficiente dos custos pode-se pensar que sua dispersão será proporcional ao valor médio esperado. Ou seja, quanto maior o coeficiente maior a possibilidade de dispersão e o contrário também se aplica. Definiu-se para a empresa em questão que o desvio padrão do erro será 1,0% de e , ou seja, $\widetilde{erro}_e \sim N(\mu = 0; 2)$ [MR\$/TWh].

A Tabela 5.4 resume os dados de entrada para a modelagem estocástica da empresa em equilíbrio econômico financeiro apresentado no fluxograma da Figura 5.5.2.

$$\text{Lembrando que } \tilde{e} = e \cdot e^\gamma + \widetilde{erro}_e \left[\frac{R\$}{MWh} \right] \quad \text{e} \quad \tilde{a} = a \cdot e^g + \widetilde{erro}_a \left[\frac{R\$}{MWh} \right].$$

Sendo e o número neperiano.

Tabela 5.4: Dados de Entrada para modelagem estocástica dos parâmetros ($\tilde{a}$) e ($\tilde{e}$) para uma empresa típica de distribuição de energia elétrica

Coeficiente	Unidade	Valor
Parâmetros Estocásticos para modelagem da Aivez		
g	[%]	5
$\mu(\tilde{a})$		0
$\widetilde{erro}_a$	[MR\$/TWh]	23
$\sigma(\tilde{a})$		
Parâmetros Estocásticos para modelagem do Coeficiente dos Custos		
γ	[%]	-0,5
$\mu(\tilde{e})$		0
$\widetilde{erro}_e$	[MR\$/TWh]	2
$\sigma(e)$		

Os parâmetros estocásticos apresentados foram modelados no software Crystal Ball® como funções normais de distribuições de probabilidade conforme

Figura 5.5.3 e Figura 5.5.4.

A partir dos parâmetros estocásticos apresentados foi feita uma simulação de Monte Carlo com 10.000 avaliações geradas aleatoriamente com base na distribuição de probabilidade das variáveis estocásticas.

A partir da simulação de Monte Carlo gerou-se o fluxograma do TAROT-Estocástico (Figura 5.5.5) e encontrou-se as estatísticas de cada variável. Nesta nova análise nota-se que, com exceção do CAPEX ($D + Y$), todas as outras variáveis do modelo apresentam respostas estocásticas.

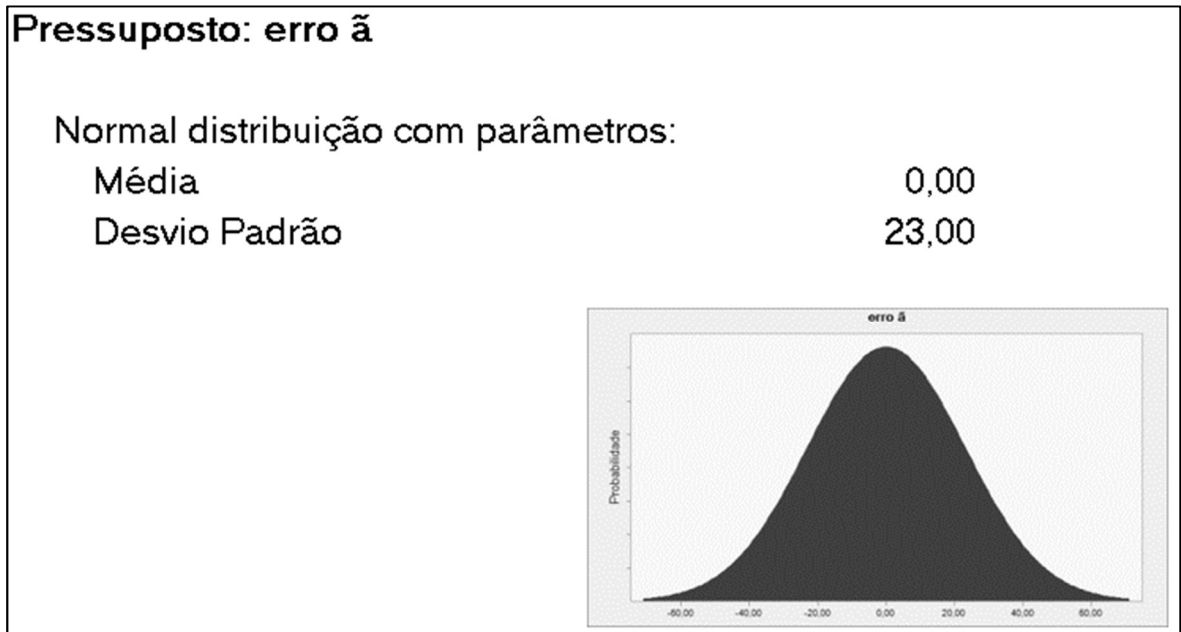


Figura 5.5.3: Modelagem estocástica da Aidez

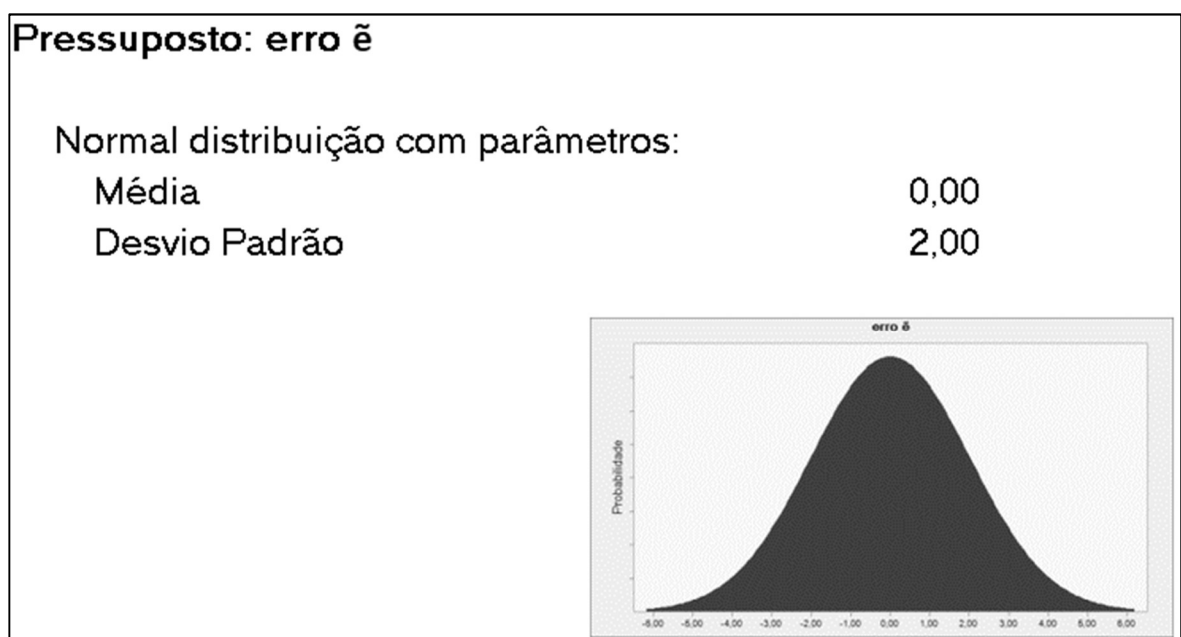


Figura 5.5.4: Modelagem estocástica dos coeficientes de custo

O valor do CAPEX, remuneração do capital e depreciação de ativos, se

comporta de forma determinística porque é calculado em função da Base de Remuneração (B^*) definido somente no momento da revisão tarifária, ou seja, o valor de B^* é fixado durante o período de um ciclo tarifário, 4 ou 5 anos, dependendo do contrato de concessão.

Além do fluxograma com as estatísticas das variáveis, o programa Crystal Ball® permite gerar a função distribuição de probabilidade das variáveis estocásticas conforme apresentado nos histogramas das Figura 5.5.6-Figura 5.5.9

As variáveis modeladas apresentam comportamento de distribuição normal. Como resultado, tem-se que a empresa apresenta uma probabilidade de 67,63% de chance de obter um EVA positivo. Além disso, o valor médio esperado é de 20,19 [MR\$] com um desvio padrão de 45,04 [MR\$].

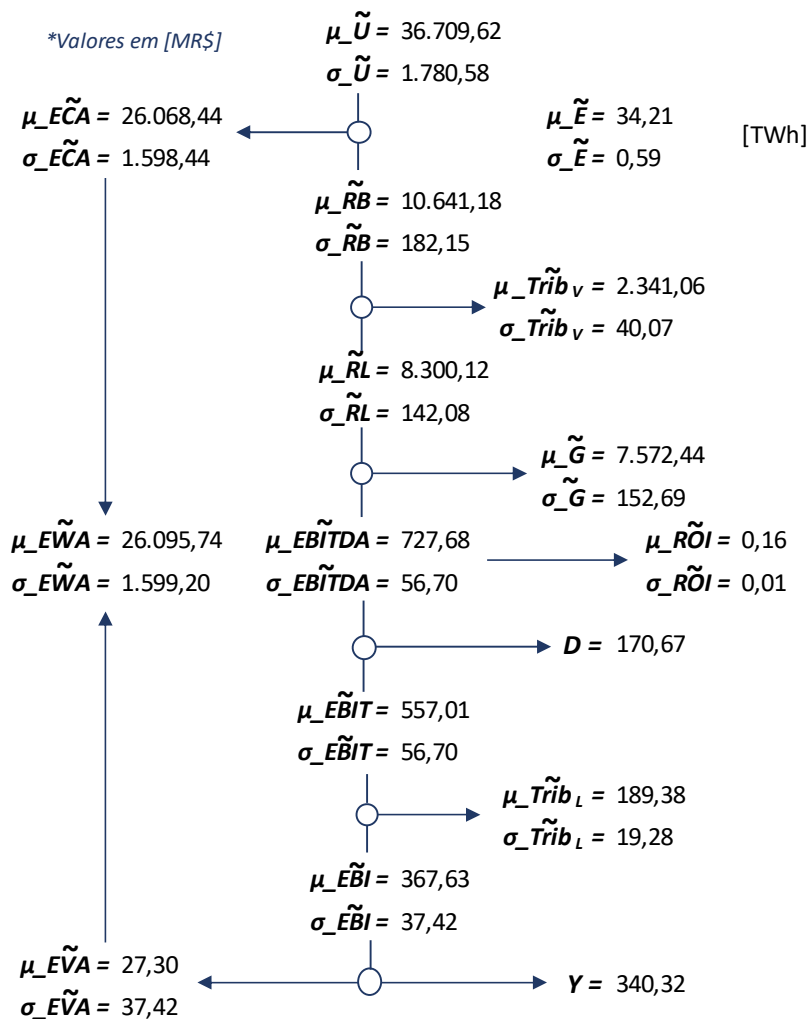


Figura 5.5.5: Simulação do TAROT-Estocástico.

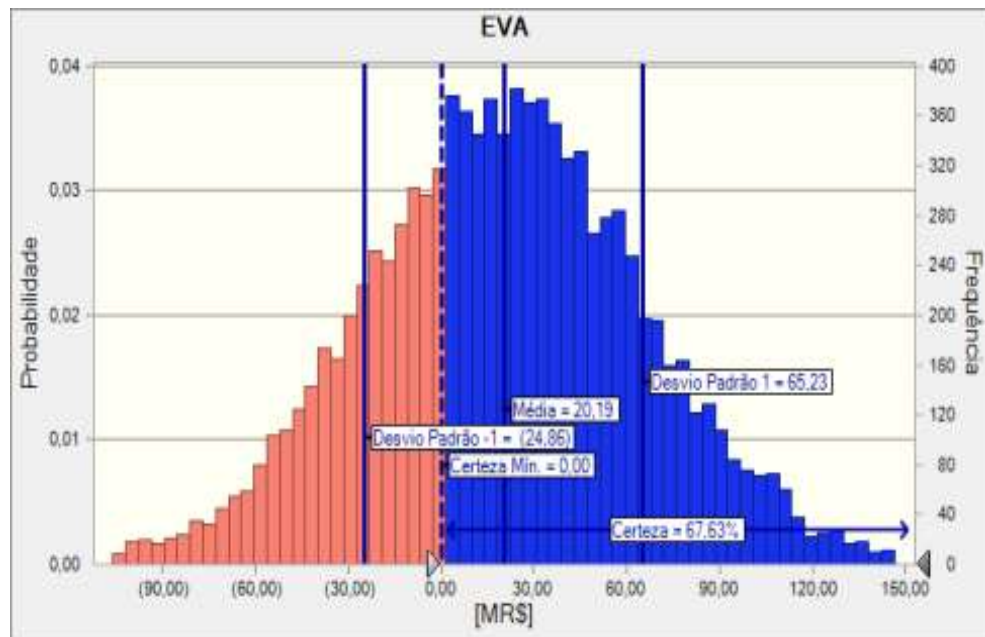


Figura 5.5.6: Função Distribuição de Probabilidade do EVA.

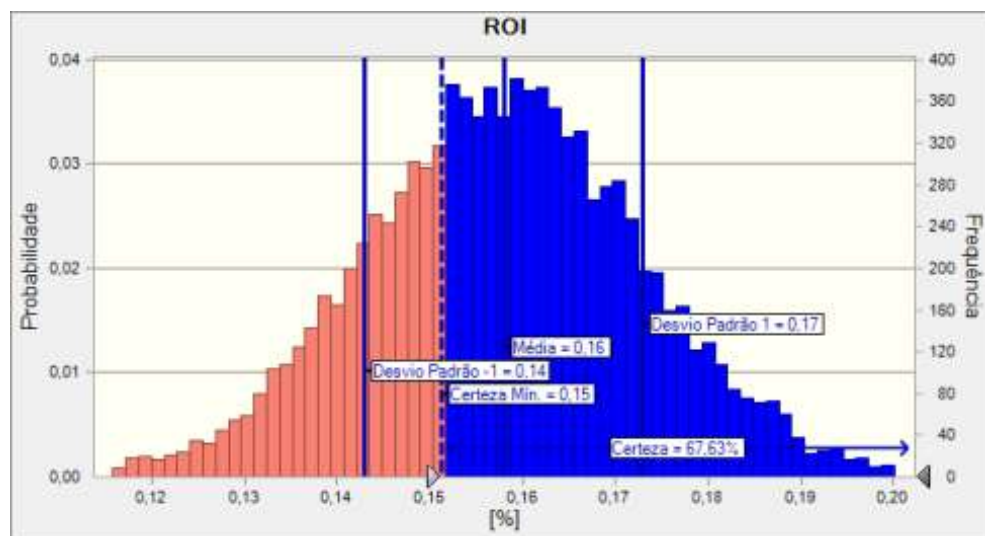


Figura 5.5.7: Função Distribuição de Probabilidade do ROI.

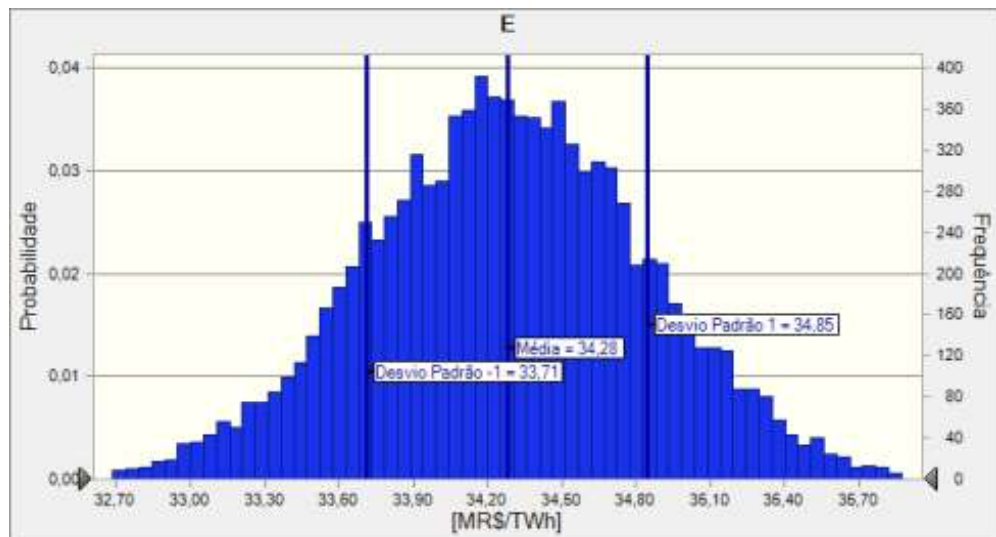


Figura 5.5.8: Função Distribuição de Probabilidade da Energia Vendida (E).

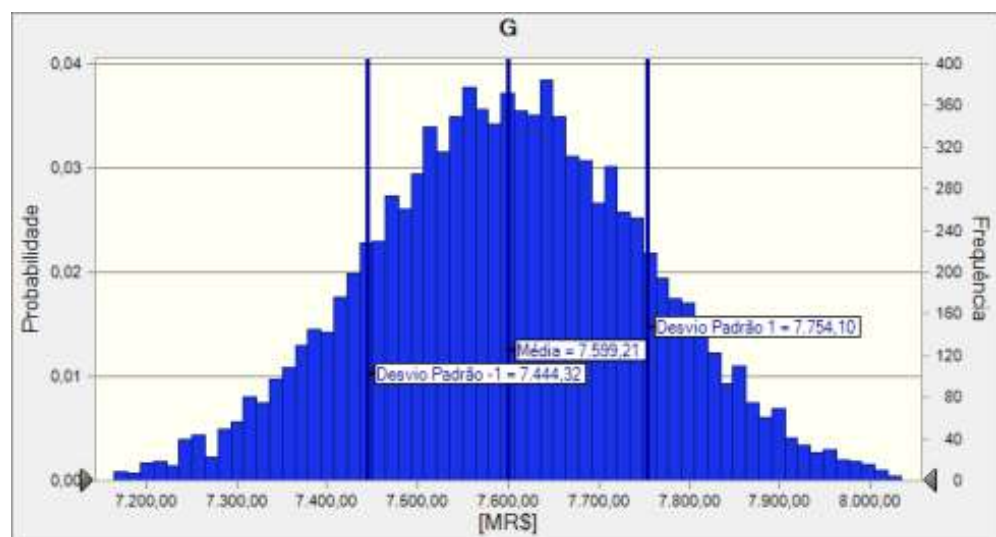


Figura 5.5.9: Função Distribuição de Probabilidade dos Gastos (G).

Foi feito também uma análise do risco econômico da empresa modelada por meio de VaR utilizando a equação (5.7). Os valores encontrados estão apresentados na tabela a seguir:

Tabela 5.5: VaR de EVA

μ_{EVA}	20,19	[MR\$]
σ_{EVA}	45,04	[MR\$]

$Z_{1\%}$	-2,33	VaR_{1%}	-84,59	[MR\$]
$Z_{5\%}$	-1,64	VaR_{5%}	-53,89	[MR\$]
$Z_{10\%}$	-1,28	VaR_{10%}	-37,53	[MR\$]

Os valores encontrados para VaR em todos os cenários são alarmantes pois representam que atividade de distribuição possui um alto risco. No entanto, deve-

se levar em conta que a remuneração do capital investido é $Y = 340,32$ [MR\$]. Ao somar Y a qualquer dos valores de VaR calculados na Tabela 5.5 tem-se uma garantia de remuneração positiva aos investidores. Portanto, apesar de EVA apresentar um valor com alto risco.

Fez-se também uma análise de sensibilidade na variável EVA mostrando que o coeficiente de custo apresenta um impacto de aproximadamente -100% na variável em análise. Pelo Modelo TAROT-Estocástico a avidez do consumidor tem pouca relevância nos resultados da empresa uma vez que a avidez tem impacto tanto na receita quanto nos custos. Portanto, quando a empresa tem um ganho na receita ela também tem um aumento nas despesas.

Os riscos associados às flutuações dos custos operacionais (OPEX) da empresa devem ser o principal motivo de preocupação no tratamento dos riscos das concessionárias.

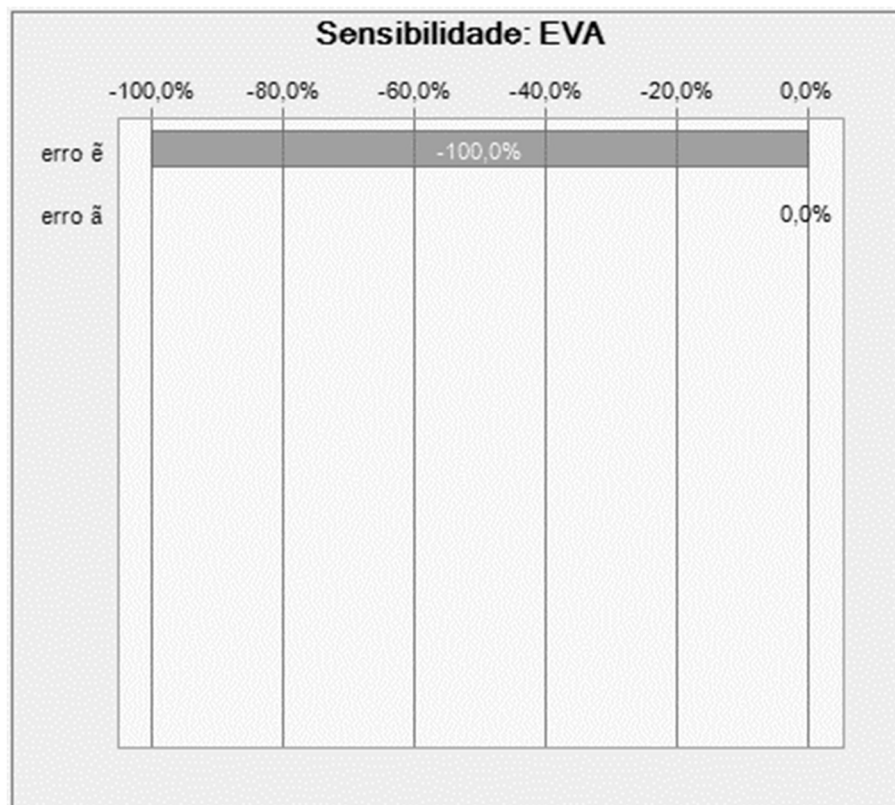


Figura 5.5.10: Impacto das variáveis estocásticas no resultado de EVA.

6. MODELAGEM E SIMULAÇÃO APLICADO A CASO REAL

O modelo TAROT-Estocástico proposto no Capítulo 5 possibilita analisar o risco de uma empresa de distribuição de energia elétrica a partir da modelagem dos parâmetros de entrada.

A partir dos dados técnicos e econômicos publicados pela ANEEL nos processos tarifários das concessionárias brasileiras foi possível desenvolver uma metodologia de ajuste dos parâmetros de entrada para modelagem do TAROT-Estocástico. Desenvolveu-se uma interface no Excel® que possibilitou, por meio do software Crystal Ball®, realizar a simulação de Monte Carlo para 49 empresas do setor elétrico.

Por último, utilizando os resultados estocásticos das simulações foi possível analisar o risco das empresas de forma individualizada e, também, por meio de comparação do desempenho entre elas. As métricas utilizadas para avaliação do risco foram: VaR, binômio Risco-Retorno de Markowitz e a Utilidade de John Von Neuman e Oskar Morgenstern.

6.1. CALCULO DOS PARÂMETROS DO TAROT PARA AS CONCESSIONÁRIAS

6.1.1. Cálculo dos parâmetros Determinísticos do TAROT

Primeiramente é necessário modelar os parâmetros determinísticos conforme apresentado no Capítulo 3. São eles:

- Aidez (a) – calculado por meio da equação (3.9): $a = T \cdot \frac{1+\varepsilon}{\varepsilon}$
- Saciedade (b) – calculado por meio da equação (3.38): $b = \frac{a-T}{E}$

onde ε é a elasticidade demanda-preço da energia elétrica.

Os outros parâmetros determinísticos e e p fazem parte do cálculo dos custos (G) por meio da equação (3.12):

$$G = \underbrace{e \cdot E}_{\$Operacionais} + \underbrace{p \cdot \frac{E^2}{B}}_{\$Perdas}$$

A partir da equação (3.12) tem-se:

- Coeficiente de Custo (e) – calculado por meio de:

$$e = \frac{\$Operacional - \$Perdas}{E} \quad (6.1)$$

- Coeficiente de Perdas (p) – calculado por meio de:

$$p = \$Perdas \cdot \frac{B}{E^2} \quad (6.2)$$

Além disso, para cada concessionária deve-se modelar o parâmetro k , conforme equação (3.27): $k = d + \frac{r_w}{1-t}$.

Os processos de Reajuste Tarifário Anual (*RTA*) e Revisão Tarifária Periódica (*RTP*) ocorrem em datas definidas nos contratos de concessão. Cada processo tarifário é aprovado em reunião de diretoria pública da ANEEL e só então as tarifas são publicadas por meio de Resolução Homologatória. O memorial de cálculo dos processos tarifários homologados a partir de 2013 estão disponíveis no site da ANEEL por meio das planilhas SPARTA [53].

A seguir está demonstrado o memorial de cálculo para a modelagem dos dados retirados das tabelas de *RTP* e *RTA* conforme definido no item 2.6 sobre o PRORET:

- E [TWh] – Energia Vendida:

$$E = MR \text{ [TWh]} \quad (6.3)$$

onde:

- MR [TWh] - Mercado de Referência;
- $\$Operacional$ [MR\$] - Valor total dos gastos operacionais da empresa:

$$\$Operacional = ES + CT + CE + CAOM + CAIMI - OR \quad (6.4)$$

onde:

- ES [MR\$] - Encargos setoriais definidos em legislação específica;
- CT [MR\$] - Custo com Conexão e uso dos sistemas de Transmissão e/ou Distribuição;
- CE [MR\$] - Custo com aquisição de Energia Elétrica (inclui as perdas);
- $CAOM$ [MR\$] - Custos de Administração, Operação & Manutenção;
- $CAIMI$ [MR\$] - Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis; e
- OR [MR\$] - Outras Receitas.
- $\$Perdas$ [MR\$] - Custo das Perdas de Energia Elétrica:

$$\$Perdas = T_c \cdot E_p \quad (6.5)$$

onde:

- $T_c \left[\frac{MR\$}{TWh} \right]$ - Valor médio pago pela concessionária na compra da energia; e
- E_p [TWh] - Energia Perdida.

- μ [%] - Alíquota dos Tributos sobre a venda:

$$\mu = ICMS + PIS/COFINS \quad (6.6)$$

onde:

- $ICMS$ [%]: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços; e
- $PIS/COFINS$ [%]: Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público/Contribuição para Financiamento da Seguridade Social.

- $T \left[\frac{MR\$}{TWh} \right]$ - Valor médio da Tarifa de Venda da Energia:

$$T = \frac{RV \cdot (1 + IRT_{EMC})}{MR \cdot (1 - ICMS - PIS/COFINS)} \quad (6.7)$$

onde

- RV [MR\$] - Receita Verificada;
- IRT_{EMC} [%] – Efeito médio para o consumidor do Índice de Reposicionamento Tarifário em processamento;
- B [MR\$] - Base de Remuneração do Capital:

$$B = BRRL_{ajustado} \quad (6.8)$$

onde:

- $BRRL_{ajustado}$ [MR\$] – Base de Remuneração Líquida ajustado pelo Fator X.
- r_w [%] - Custo Médio Ponderado de Capital após Impostos:

$$r_w = WACC_{pós} \quad (6.9)$$

onde:

- $WACC_{pós}$ [%] - Custo médio ponderado de capital após impostos.
- d [%] - Taxa média de Depreciação das Instalações:

$$d = \delta \quad (6.10)$$

onde:

- δ [%] - Taxa média de depreciação das instalações [2].
- t [%] - Alíquota dos Tributos sobre o Lucro:

$$t = IRPJ + CSLL \quad (6.11)$$

onde:

- $IRPJ$ [%] - Imposto de Renda de Pessoa Jurídica; e
- $CSLL$ [%] – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

6.1.1.1. Elasticidade Demanda-Preço

Além dos dados retirados dos processos tarifários, é necessário calcular o

valor da elasticidade consumo-tarifa (ε) para cálculo da avides (a) conforme expresso na equação (3.9).

O estudo desenvolvido por Modiano estimou as demandas para o Brasil, separadamente por classe de consumo, no período de 1963/1981, com base anual [69]. Como conclusão as elasticidades consumo-preço de curto prazo foram de:

- $\varepsilon_R = 0,118 \rightarrow$ classe residencial;
- $\varepsilon_C = 0,062 \rightarrow$ classe comercial; e
- $\varepsilon_I = 0,451 \rightarrow$ classe industrial.

No entanto, no modelo TAROT, a avides não está separada por classe de consumo, fazendo-se necessário o cálculo da elasticidade agregada demanda-preço.

A elasticidade consumo-tarifa é expressa em função da variação do consumo frente à variação da tarifa. Considerando que E_j é o mercado de energia elétrica da j -ésima classe de consumo e T é a tarifa média da empresa, sabe-se que o valor da elasticidade (ε_j) é calculado a partir da seguinte relação:

$$\varepsilon_j = \frac{\Delta E_j / E_j}{\Delta T / T} [\%] \text{ ou também } \varepsilon_j E_j = \frac{\Delta E_j}{\Delta T / T} [\%] \quad (6.12)$$

considerando as classes de consumo: R – Residencial; I – Industrial e C – Comercial.

Da equação (6.12) tem-se que:

$$\varepsilon_R E_R + \varepsilon_I E_I + \varepsilon_C E_C = \frac{\Delta E_R + \Delta E_I + \Delta E_C}{\Delta T / T} \quad (6.13)$$

Substituindo $\Delta E_R + \Delta E_I + \Delta E_C$ por ΔE , que representa a variação total no consumo (demanda) de energia elétrica, resulta (6.14):

$$\varepsilon_R E_R + \varepsilon_I E_I + \varepsilon_C E_C = \frac{\Delta E}{\Delta T / T} \quad (6.14)$$

Dividindo os dois lados da equação por E tem-se:

$$\varepsilon_R \cdot \frac{E_R}{E} + \varepsilon_I \cdot \frac{E_I}{E} + \varepsilon_C \cdot \frac{E_C}{E} = \frac{\Delta E / E}{\Delta T / T} \quad (6.15)$$

Da equação (6.12) tem-se que $\frac{\Delta E / E}{\Delta T / T} = \varepsilon$, portanto:

$$\varepsilon = \varepsilon_R \cdot \frac{E_R}{E} + \varepsilon_I \cdot \frac{E_I}{E} + \varepsilon_C \cdot \frac{E_C}{E} \quad (6.16)$$

Considera-se que a participação φ_j no consumo agregado é a porcentagem do consumo auferido na respectiva classe, em relação ao consumo total, conforme

(6.17):

$$\varphi_j = \frac{E_j}{\sum_{j=1}^k E_j} [\%] \quad (6.17)$$

Logo, utilizando os valores de Elasticidade Demanda-Preço apresentado em [69] para cada classe de consumo (residencial, comercial e industrial), tem-se que o cálculo da elasticidade para cada concessionária pode ser feito através (6.18):

$$\varepsilon = 0,118 \cdot \varphi_R + 0,062 \cdot \varphi_C + 0,451 \cdot \varphi_I [\%] \quad (6.18)$$

onde:

- φ_R [%]: participação do consumo residencial no consumo agregado;
- φ_C [%]: participação do consumo comercial no consumo agregado; e
- φ_I [%]: participação do consumo industrial no consumo agregado.

6.1.2. Calculo dos parâmetros Estocástico do TAROT

A modelagem estocástica do modelo proposto está em função da Avidéz Estocástica e do Coeficiente de Custo Estocástico.

6.1.2.1. Avidéz Estocástica ($\tilde{a}$)

Este parâmetro é calculado por meio da equação (5.17), onde $\tilde{a} = a \cdot e^g + \widetilde{erro}_a \left[\frac{R\$}{MWh} \right]$. Sendo e o número neperiano.

A modelagem do g para cada empresa pode ser encontrada a partir de n registro do passado sobre a avidéz do consumidor, sendo a_1 o primeiro registro e a_n o último, calculado em (6.19):

$$g = \frac{1}{n} \cdot \ln \left(\frac{a_n}{a_1} \right) [\%] \quad (6.19)$$

O $\widetilde{erro}_a$ será uma função de distribuição de probabilidade com desvio padrão de $n - 1$ registros de variações da avidéz do consumidor (Δa), conforme (6.20):

$$\widetilde{erro}_a = \sqrt{\sum_{i=1}^{n-1} \frac{(\Delta a_i - \overline{\Delta a})^2}{n-2} \left[\frac{R\$}{MWh} \right]} \quad (6.20)$$

Cada registro da variação da avidéz (Δa_i) é calculado conforme a equação (6.21):

$$\Delta a_i = a_i - (a_{i-1} \cdot e^g) \quad (6.21)$$

6.1.2.2. Coeficiente Estocástico dos Custos ($\tilde{e}$)

O coeficiente estocástico de custo é calculado por meio da equação (5.18): $\tilde{e} = e \cdot e^\gamma + \widetilde{erro}_e \left[\frac{R\$}{MWh} \right]$. Sendo e o número neperiano.

Baseado na metodologia da ANEEL entende-se que as empresas trabalham no sentido de atingir as metas de efficientização. No PRORET o *Componente T* representa a Trajetória de Custos Operacionais da concessionária em relação ao custo operacional eficiente determinado pela ANEEL (vide Equação (2.3) e Figura 2.6.3). Para cada empresa a meta anual de efficientização quanto à Parcela B. Portanto, existe uma tendência de o coeficiente dos custos estar em função do *Componente T*. Esta tendência pode ser de decaimento ou crescimento e é encontrado na revisão tarifária de cada concessionária.

Se o *Componente T* for positivo, significa que a eficiência da empresa se encontra abaixo do patamar esperado pela ANEEL e, portanto, a empresa trabalhará para melhorar a sua produtividade. Por outro lado, se o *Componente T* for negativo a empresa estará trabalhando com um nível de eficiência acima do esperado, portanto, acredita-se que esta empresa manterá o seu padrão de eficiência.

Neste sentido, o cálculo de γ pode ser feito em função do *Componente T* ponderado pela porcentagem da Parcela B com relação ao custo total (δ) se, e somente se, *Componente T* for maior que zero. Portanto tem-se em (6.22):

$$\gamma = \ln(1 - \theta \cdot \delta) [\%]$$

$$\text{sujeito à } \begin{cases} \text{se } \text{Componente } T \geq 0. \text{ Então: } \theta = \text{Componente } T \\ \text{se } \text{Componente } T < 0. \text{ Então: } \theta = 0 \end{cases} \quad (6.22)$$

Para a função distribuição de probabilidade de $\widetilde{erro}_e$, não foram levantados os dados históricos das empresas sobre suas despesas anuais e, portanto, considerou-se para esta simulação que o desvio padrão do erro é 5% do valor determinístico calculado para o coeficiente, ou seja:

$$\sigma(\widetilde{erro}_e) = 5\% \cdot e \quad (6.23)$$

6.2. APLICAÇÃO DO MODELO TAROT NAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

A aplicação do modelo TAROT foi feita para todas as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica. Segundo a ABRAADE, dentre empresas privadas e públicas, o Brasil possui 52 distribuidoras [70]. Por meio da plataforma disponibilizada pela ANEEL para acesso ao memorial de cálculo dos processos tarifários homologados a partir de 2013 obteve-se os dados necessários para aplicação do modelo TAROT a todas as concessionárias [53]. As datas dos processa-

mentos tarifários utilizados estão apresentadas na Tabela 6.1.

Para as empresas que tiveram como último processo o reajuste tarifário foi necessário coletar dados relativos aos valores da Parcela B nas revisões tarifárias.

Tabela 6.1: Data dos últimos processos tarifários das Concessionárias de Distribuição. Adaptado de [53].

	Nome Empresa	Estado	Região	Data da Última Revisão	Ciclo RTP	Data do Último Reajuste
1	AES ELETROPAULO	SP	Sudeste	04/07/2015	4º	04/07/2017
2	CEB-DIS	DF	Centro Oeste	22/10/2016	4º	22/10/2017
3	CEEE-D	RS	Sul	25/10/2016	4º	22/11/2017
4	CELESC-DIS	SC	Sul	22/08/2016	4º	22/08/2017
5	CELG-D	GO	Centro Oeste	12/09/2013	3º	22/10/2017
6	CELPA	PA	Norte	07/08/2015	4º	07/08/2017
7	CELPE	PE	Nordeste	29/04/2017	4º	-
8	CEMAR	MA	Nordeste	28/08/2017	4º	-
9	CEMIG-D	MG	Sudeste	08/04/2013	3º	28/05/2017
10	CERR	RR	Norte	-	-	-
11	CHESP	GO	Centro Oeste	22/11/2016	4º	22/11/2017
12	COCEL	PR	Sul	29/06/2016	4º	29/06/2017
13	COELBA	BA	Nordeste	22/04/2013	3º	22/04/2017
14	COPEL-DIS	PR	Sul	24/06/2016	4º	24/06/2017
15	COPERALIANÇA	SC	Sul	29/08/2017	4º	-
16	COSERN	RN	Nordeste	22/04/2013	3º	22/04/2017
17	CPFL Paulista	SP	Sudeste	08/04/2018	4º	-
18	CPFL Piratininga	SP	Sudeste	23/10/2015	4º	23/10/2017
19	CPFL Santa Cruz	SP	Sudeste	-	-	22/03/2018
20	DEMEI	RS	Sul	22/07/2017	4º	-
21	DMED	MG	Sudeste	30/10/2015	4º	22/11/2017
22	EDP ES	ES	Sudeste	07/08/2016	4º	07/08/2017
23	EDP SP	SP	Sudeste	23/10/2015	4º	23/10/2017
24	EFLJC	SC	Sul	29/08/2016	4º	29/08/2017
25	EFLUL	SC	Sul	29/08/2016	4º	29/08/2017
26	ELEKTRO	SP	Sudeste	27/08/2015	4º	28/08/2017
27	ELETOBRAS AL	AL	Nordeste	28/09/2016	4º	28/09/2017
28	ELETOBRAS AM	AM	Norte	01/11/2013	3º	01/11/2017
29	ELETOBRAS PI	PI	Nordeste	28/09/2016	4º	28/09/2017
30	ELETOBRAS RR	RR	Norte	01/11/2013	3º	01/11/2017
31	ELETOCAR	RS	Sul	22/07/2017	4º	-
32	ELFSM	ES	Sudeste	22/08/2016	4º	23/08/2017
33	ENEL CE	CE	Nordeste	30/11/2017	4º	-
34	ENEL RJ	RJ	Sudeste	15/03/2018	4º	-
35	ENERGISA BO	PB	Nordeste	04/02/2017	4º	04/02/2018
36	ENERGISA SUL-SUDESTE	SP-PR	Sudeste-Sul	-	-	12/07/2017
37	ENERGISA MG	MG	Sudeste	22/06/2016	4º	22/06/2017
38	ENERGISA MS	MS	Centro Oeste	08/04/2018	4º	-
39	ENERGISA MT	MT	Centro Oeste	08/04/2018	4º	-
40	ENERGISA NF	RJ	Sudeste	22/06/2016	4º	22/06/2017
41	ENERGISA PB	PB	Nordeste	28/08/2017	4º	-
42	ENERGISA SE	SE	Nordeste	22/04/2013	3º	22/04/2017
43	ENERGISA TO	TO	Norte	04/07/2016	4º	04/07/2017
44	FORCEL	PR	Sul	26/08/2016	4º	26/08/2017
45	HIDROPAN	RS	Sul	22/07/2017	4º	-
46	IENERGIA	SC	Sul	29/08/2016	4º	29/08/2017
47	LIGHT	RJ	Sudeste	15/03/2017	4º	15/03/2018
48	MUXENERGIA	RS	Sul	22/07/2017	4º	-
49	RGE	RS	Sul	19/06/2013	3º	19/06/2017
50	RGE SUL	RS	Sul	19/04/2013	3º	19/04/2017

	Nome Empresa	Estado	Região	Data da Última Revisão	Ciclo RTP	Data do Último Reajuste
51	SULGIPE	SE	Nordeste	22/05/2017	4º	-
52	UHENPAL	RS	Sul	22/05/2017	4º	-

A empresa CERR (nº 10) não passou por processo de revisão tarifária desde 2013 o que impossibilita a modelagem da empresa por falta de disponibilidade de dados. Já as empresas CPFL Santa Cruz (nº 19) e ENERGISA Sul-Sudeste nº 36) passaram recentemente pelo processo de agrupamento de empresas e, portanto, também não possuem revisão tarifária e não podem ser modeladas.

Os dados coletados e a modelagem do TAROT Determinístico para cada concessionária estão disponíveis no APÊNDICE A – TAROT Determinístico das Concessionárias.

Os parâmetros para o TAROT Estocástico de cada concessionária foram modelados conforme memorial descrito e estão apresentados na Tabela 6.2 a seguir.

Tabela 6.2: Parâmetros estocásticos das Concessionárias de Distribuição

Concessionárias	Avidez Estocástica ($\tilde{a}$)			Coeficiente de Custo Estocástico ($\tilde{e}$)				
	α	g	$\sigma_{\tilde{a}}$	e	θ	δ	γ	$\sigma_{\tilde{e}}$
	(DRP) [R\$/MWh]	(2003-2017) [%]	(2003-2017) [R\$/MWh]	(DRP) [R\$/MWh]	(DRP) [%]	(DRP) [%]	(DRP) [%]	(DRP) [R\$/MWh]
AES ELETROP.	3755,10	7,27%	457,12	278,76	0,00%	21,15%	0,00%	13,94
CEB-DIS	5152,34	6,75%	680,68	325,73	0,00%	19,35%	0,00%	16,29
CEEE-D	6351,36	7,57%	612,43	351,86	0,00%	21,40%	0,00%	17,59
CELESC-DIS	2890,16	9,36%	295,79	268,81	0,00%	19,56%	0,00%	13,44
CELG-D	4637,00	8,82%	432,41	327,88	0,00%	24,03%	0,00%	16,39
CELPA	5974,09	8,66%	349,66	356,78	0,21%	36,64%	-0,08%	17,84
CELPE	3830,09	8,50%	323,94	275,42	0,00%	31,90%	0,00%	13,77
CEMAR	6327,52	9,61%	349,53	361,92	0,34%	43,21%	-0,15%	18,10
CEMIG-D	2869,66	12,66%	505,22	250,41	0,68%	29,64%	-0,20%	12,52
CHESP	4905,97	7,54%	615,00	417,14	0,00%	37,90%	0,00%	20,86
COCEL	5970,82	9,91%	343,96	411,16	0,00%	39,12%	0,00%	20,56
COELBA	3302,14	7,09%	374,93	303,53	1,19%	22,95%	-0,27%	15,18
COPEL-DIS	3594,18	9,89%	400,42	279,17	2,00%	34,46%	-0,69%	13,96
COPERALIANÇA	3373,16	7,71%	319,30	282,00	0,00%	23,72%	0,00%	14,10
COSERN	2021,56	9,41%	295,23	316,28	0,64%	29,02%	-0,19%	15,81
CPFL Paulista	3256,75	8,89%	383,41	259,24	0,00%	22,50%	0,00%	12,96
CPFL Pirat.	3256,75	10,06%	432,18	259,24	0,00%	22,50%	0,00%	12,96
DEMEI	6308,31	5,91%	451,00	423,74	3,77%	26,28%	-1,00%	21,19
DMED	3634,26	6,84%	471,43	235,98	0,17%	35,05%	-0,06%	11,80
EDP ES	3472,89	10,97%	460,73	261,26	0,00%	25,25%	0,00%	13,06
EDP SP	2805,84	8,89%	409,78	235,58	0,00%	19,96%	0,00%	11,78
EFLJC	5090,34	12,26%	367,13	468,57	0,00%	30,92%	0,00%	23,43
EFLUL	2150,63	9,90%	352,02	270,87	0,68%	23,93%	-0,16%	13,54
ELEKTRO	3117,40	9,10%	333,49	291,02	1,38%	24,30%	-0,34%	14,55
ELETROB. AL	5011,56	8,47%	412,62	347,29	0,00%	29,99%	0,00%	17,36
ELETROB. AM	4329,64	8,84%	474,98	367,63	0,00%	21,65%	0,00%	18,38
ELETROB. PI	7380,45	8,44%	506,87	390,39	0,00%	31,11%	0,00%	19,52
ELETROB. RR	6214,52	4,39%	455,71	324,57	0,00%	37,49%	0,00%	16,23
ELETROCAR	4733,92	10,04%	424,85	383,31	2,36%	33,38%	-0,79%	19,17

Concessionárias	Avidez Estocástica ($\tilde{a}$)			Coeficiente de Custo Estocástico ($\tilde{e}$)				
	α (DRP)	g (2003-2017)	$\sigma_{\tilde{a}}$ (2003-2017)	e (DRP)	θ (DRP)	δ (DRP)	γ (DRP)	$\sigma_{\tilde{e}}$ (DRP)
	[R\$/MWh]	[%]	[R\$/MWh]	[R\$/MWh]	[%]	[%]	[%]	[R\$/MWh]
ELFSM	4366,41	6,54%	459,05	410,20	0,63%	28,97%	-0,18%	20,51
ENEL CE	4139,21	8,92%	395,93	301,68	1,77%	32,20%	-0,57%	15,08
ENEL RJ	6763,50	8,68%	494,15	338,59	0,00%	33,48%	0,00%	16,93
ENERGISA BO	4703,63	12,23%	376,44	333,86	0,55%	29,83%	-0,16%	16,69
ENERGISA MG	4548,45	7,74%	495,98	358,70	0,00%	33,69%	0,00%	17,93
ENERGISA MS	5084,51	8,43%	468,38	365,90	0,00%	34,52%	0,00%	18,29
ENERGISA MT	5279,23	7,48%	368,90	361,60	0,00%	34,53%	0,00%	18,08
ENERGISA NF	4637,31	7,36%	508,02	382,84	0,00%	28,77%	0,00%	19,14
ENERGISA PB	4651,93	6,93%	410,52	302,89	0,39%	37,89%	-0,15%	15,14
ENERGISA SE	3461,77	8,62%	318,59	263,61	0,80%	33,65%	-0,27%	13,18
ENERGISA TO	5760,05	6,24%	454,19	407,47	0,00%	42,07%	0,21%	20,37
FORCEL	1979,09	5,52%	345,67	245,99	2,34%	31,78%	-0,75%	12,30
HIDROPAN	3742,49	8,75%	389,87	366,14	2,03%	28,90%	-0,59%	18,31
IENERGIA	3142,10	7,83%	247,57	318,29	3,26%	23,06%	-0,75%	15,91
LIGHT	6239,33	8,41%	567,01	298,84	0,00%	23,29%	0,00%	14,94
MUXENERGIA	2651,66	6,11%	286,97	320,84	4,35%	23,57%	-1,03%	16,04
RGE	3024,33	8,07%	423,07	272,38	0,00%	24,55%	0,00%	13,62
RGE SUL	3351,11	10,49%	382,56	313,49	0,00%	21,50%	0,00%	15,67
SULGIPE	2898,98	8,38%	261,76	376,06	0,60%	37,69%	-0,23%	18,80
UHENPAL	3384,59	9,39%	455,14	392,91	0,00%	33,06%	0,00%	19,65
Média	4276,08	8,49%	416,36	327,71	0,62%	29,29%	-0,17%	16,38
Desvio Padrão	1346,80	1,68%	90,83	56,81	1,06%	6,38%	0,29%	2,84

A partir da modelagem dos parâmetros necessários foi feito a simulação de Monte Carlo utilizando os softwares Microsoft EXCEL® e Crystal Ball®. As figuras a seguir apresentam um exemplo da interface desenvolvida para a simulação do TAROT-Estocástico utilizando o processo tarifário da AES ELETROPAULO do reajuste anual realizado em 2017.

Na Figura 6.2.1 a modelagem utiliza somente os dados originais retirados da planilha de revisão tarifária da concessionária. Pode-se observar que o processo tarifário em questão está apresentando EVA negativo, o que indica que a tarifa praticada é inferior ao valor otimizado.

Por outro lado, na Figura 6.2.2, foi apresentado a modelagem otimizada da empresa e nesta interface é possível verificar os dados determinísticos da tarifa otimizada e a modelagem do TAROT-Estocástico, que deve passar por uma simulação de Monte Carlo. As células em negrito representam as entradas de variáveis estocásticas, ou seja, os pressupostos: o erro da avidiez e o erro do coeficiente de custos. Já as células azuis representam as previsões as quais se tem interesse em monitorar. Foram selecionadas as variáveis mais relevantes à análise: a avidiez estocástica, o coeficiente de custo estocástico, energia vendida, utilidade, gastos, ROI, EVA, ECA e EWA.

A simulação foi feita pelo software Crystal Ball® com um número de 10.000 avaliações utilizando valores aleatórios com base na distribuição de probabilidade de cada pressuposto. O controle de precisão em nível de confiança foi de 95%, o

tempo total de execução foi de 22,57 segundos com um média de 443 avaliações por segundo. Como resultado da simulação o software forneceu as estatísticas das previsões monitoradas conforme apresentado nas figuras a seguir, utilizando novamente os dados da empresa AES ELETROPAULO como exemplo.

Como se pode verificar, as distribuições de probabilidade das saídas monitoradas se ajustam a uma distribuição normal.

Da Tabela 6.3 até a Tabela 6.6 é mostrado o resumo dos resultados das simulações geradas para as 49 empresas modeladas.

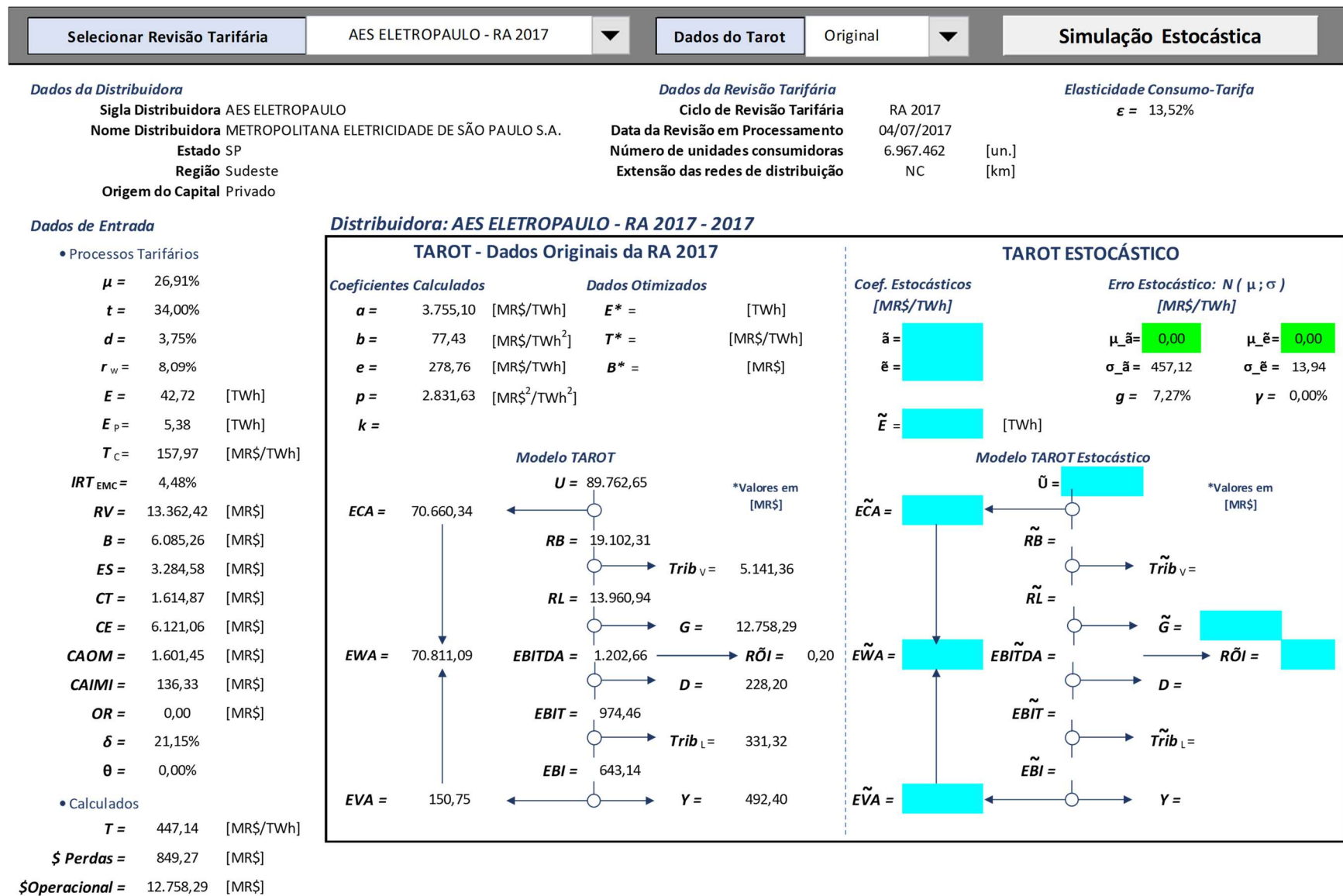


Figura 6.2.1: Exemplo de tela de simulação do TAROT Estocástico com dados originais.

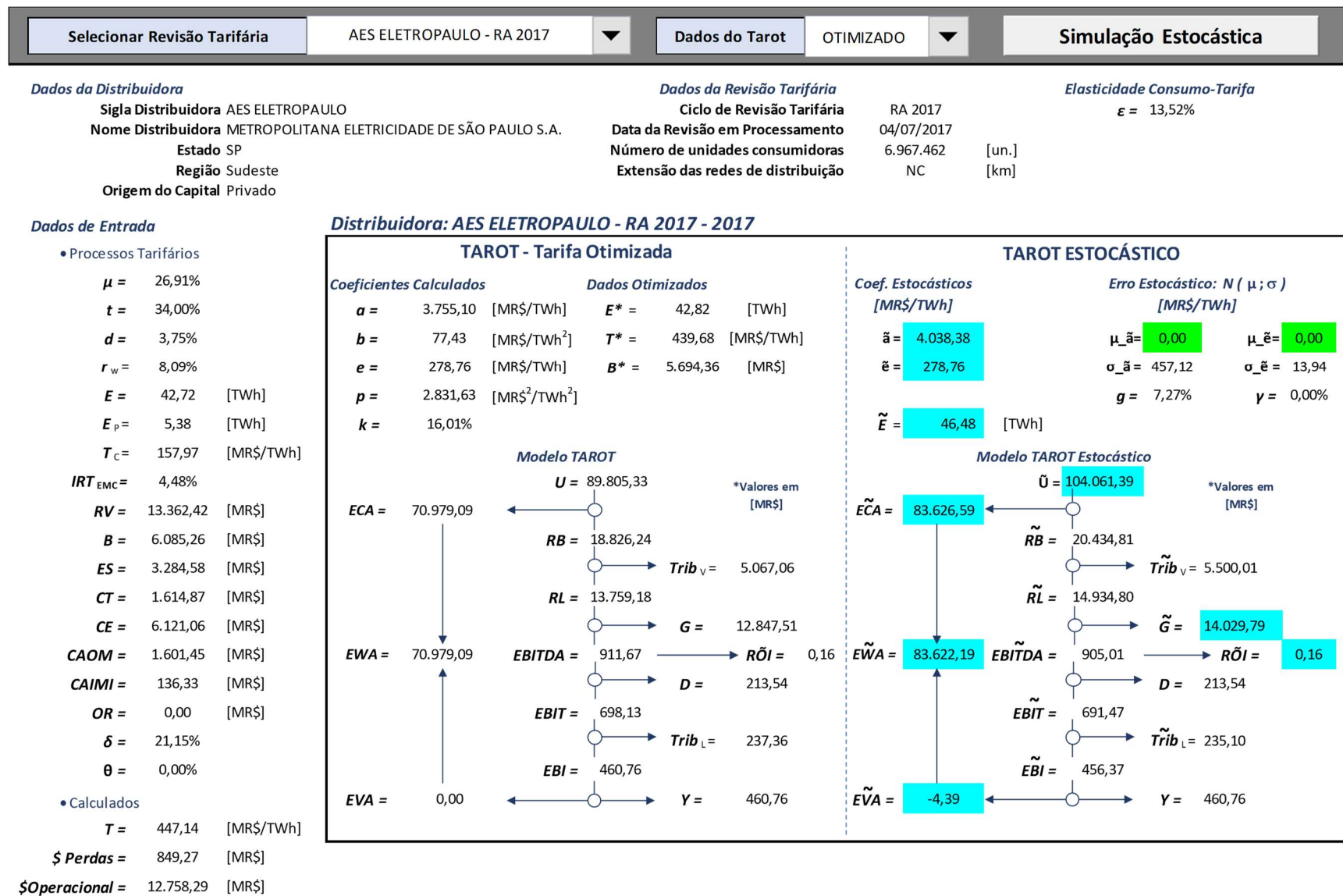
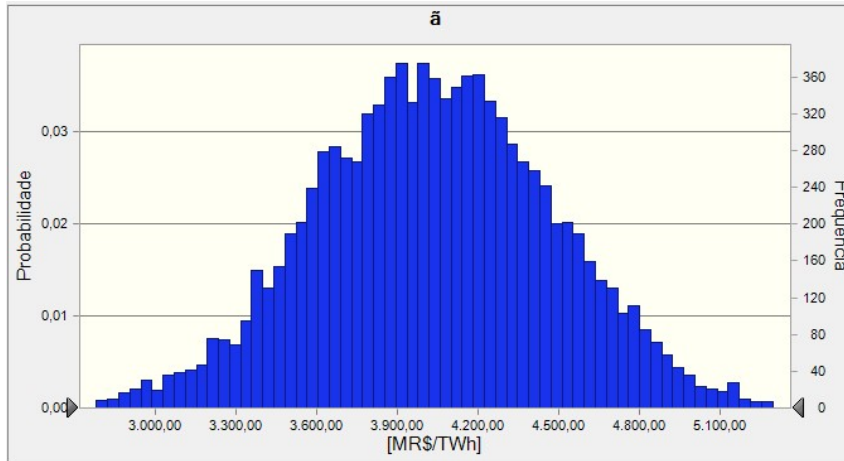
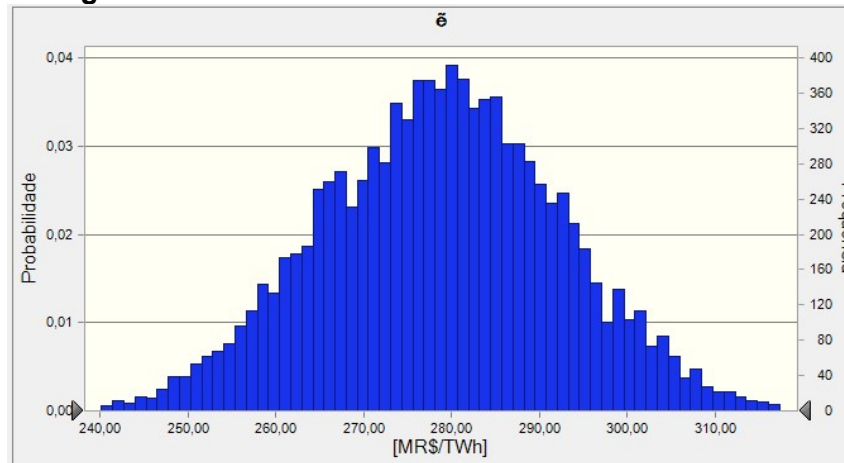


Figura 6.2.2: Exemplo de tela de simulação do TAROT Estocástico com dados otimizados.

Histograma:**Estatística:**

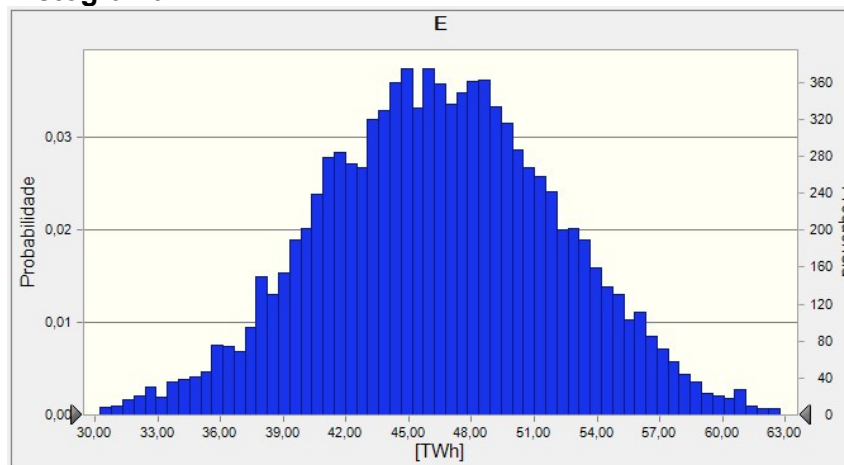
Valores de previsão	
Avaliações	10.000
Caso Base	4.038,38
Média	4.039,15
Mediana	4.033,29
Moda	---
Desvio Padrão	449,11
Variância	201.696,22
Obliquidade	0,0481
Curtose	3,05
Coef. de Variação	0,1112
Mínimo	2.424,94
Máximo	5.983,38
Largura do Intervalo	3.558,44
Erro Padrão Média	4,49

Figura 6.2.3: Previsão da Aidez Estocástica para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)

Histograma:**Estatística:**

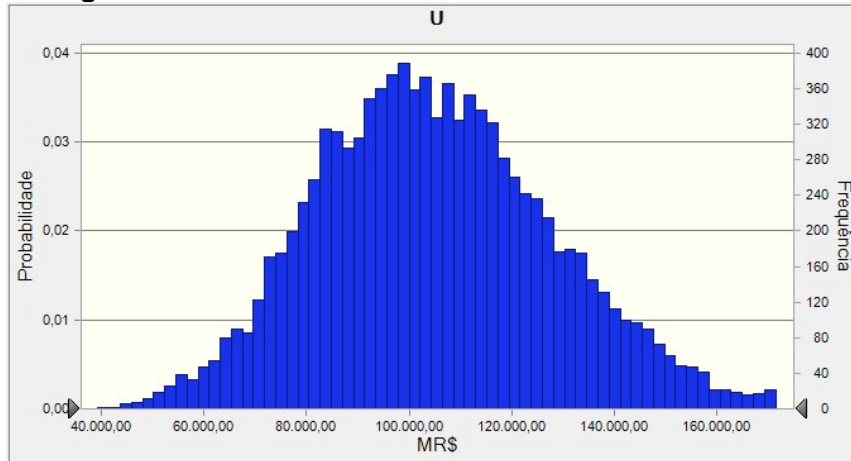
Valores de previsão	
Avaliações	10.000
Caso Base	278,76
Média	278,73
Mediana	278,98
Moda	---
Desvio Padrão	13,76
Variância	189,43
Obliquidade	-0,0322
Curtose	2,95
Coef. de Variação	0,0494
Mínimo	227,72
Máximo	333,37
Largura do Intervalo	105,65
Erro Padrão Média	0,14

Figura 6.2.4: Previsão do Coeficiente de Custos Estocástico para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)

Histograma:**Estatística:**

Valores de previsão	
Avaliações	10.000
Caso Base	46,48
Média	46,49
Mediana	46,41
Moda	---
Desvio Padrão	5,80
Variância	33,64
Obliquidade	0,0481
Curtose	3,05
Coef. de Variação	0,1248
Mínimo	25,64
Máximo	71,60
Largura do Intervalo	45,96
Erro Padrão Média	0,06

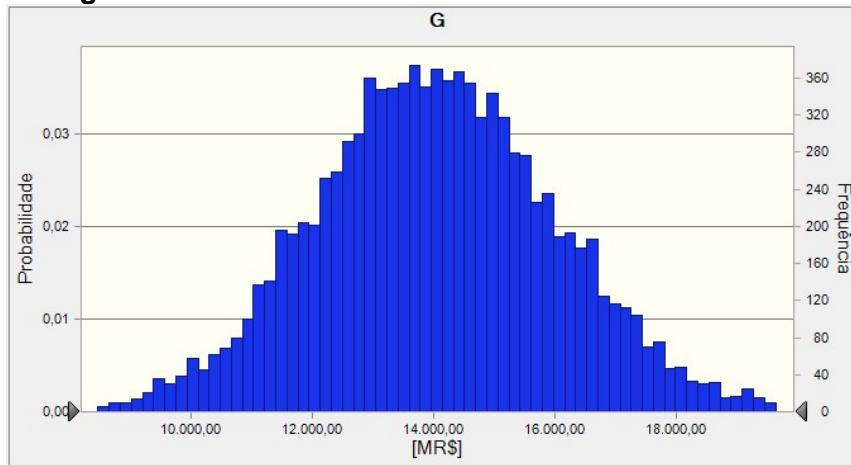
Figura 6.2.5: Previsão da Energia Vendida Estocástica para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)

Histograma:**Estatística:**

Valores de previsão

Avaliações	10.000
Caso Base	104.061,39
Média	105.403,65
Mediana	103.795,74
Moda	---
Desvio Padrão	23.563,65
Variância	5,55E+08
Obliquidade	0,3892
Curtose	3,30
Coef. de Variação	0,2236
Mínimo	36.722,89
Máximo	229.929,75
Largura do Intervalo	193.206,86
Erro Padrão Média	235,64

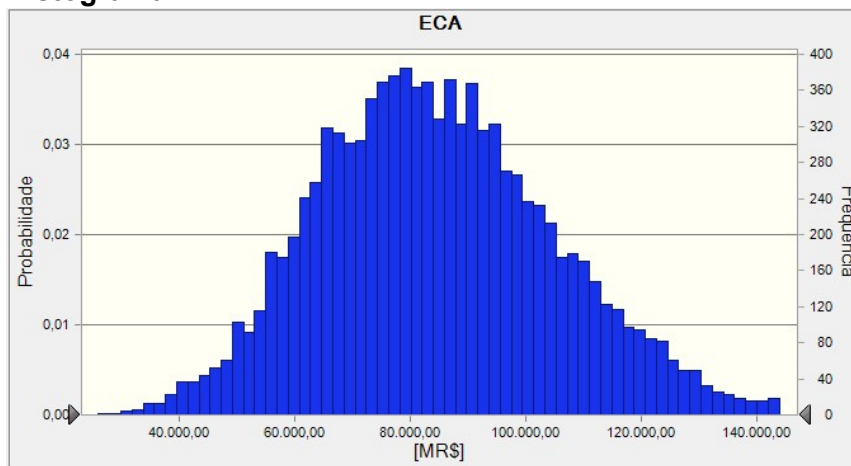
Figura 6.2.6: Previsão da Utilidade Estocástica para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)

Histograma:**Estatística:**

Valores de previsão

Avaliações	10.000
Caso Base	14.029,79
Média	14.048,61
Mediana	14.010,91
Moda	---
Desvio Padrão	1.993,70
Variância	3,97E+06
Obliquidade	0,1438
Curtose	3,09
Coef. de Variação	0,1419
Mínimo	7.715,37
Máximo	22.880,28
Largura do Intervalo	15.164,91
Erro Padrão Média	19,94

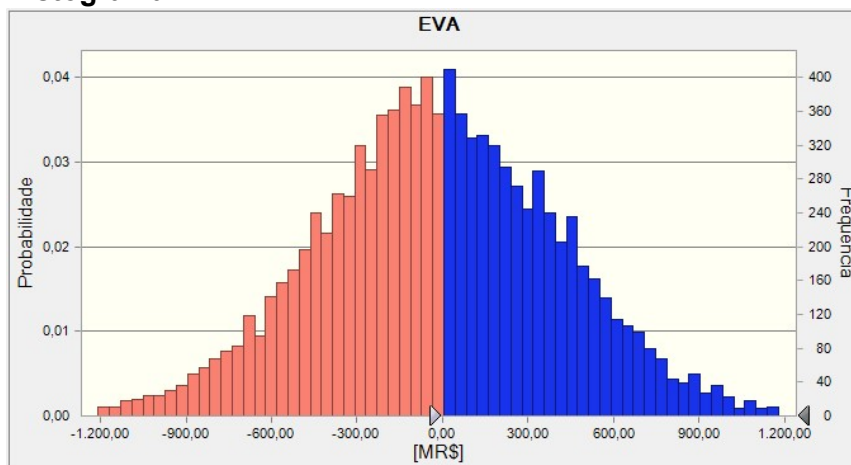
Figura 6.2.7: Previsão dos Gastos Operacionais Estocásticos para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)

Histograma:**Estatística:**

Valores de previsão

Avaliações	10.000
Caso Base	83.626,59
Média	84.964,49
Mediana	83.389,88
Moda	---
Desvio Padrão	21.022,40
Variância	4,42E+08
Obliquidade	0,4306
Curtose	3,36
Coef. de Variação	0,2474
Mínimo	25.449,85
Máximo	198.450,49
Largura do Intervalo	173.000,65
Erro Padrão Média	210,22

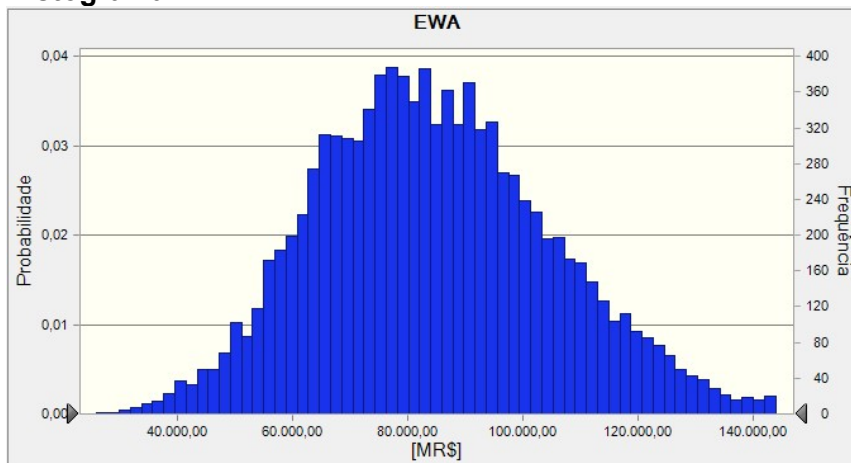
Figura 6.2.8: Previsão do *Economic Consumer Added* Estocástico para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)

Histograma:**Estatística:**

Valores de previsão

Avaliações	10.000
Caso Base	-4,39
Média	-14,71
Mediana	-19,68
Moda	---
Desvio Padrão	425,96
Variância	181.439,16
Obliquidade	0,0032
Curtose	3,15
Coef. de Variação	-28,9474
Mínimo	-2.212,44
Máximo	1.570,53
Largura do Intervalo	3.782,98
Erro Padrão Média	4,26

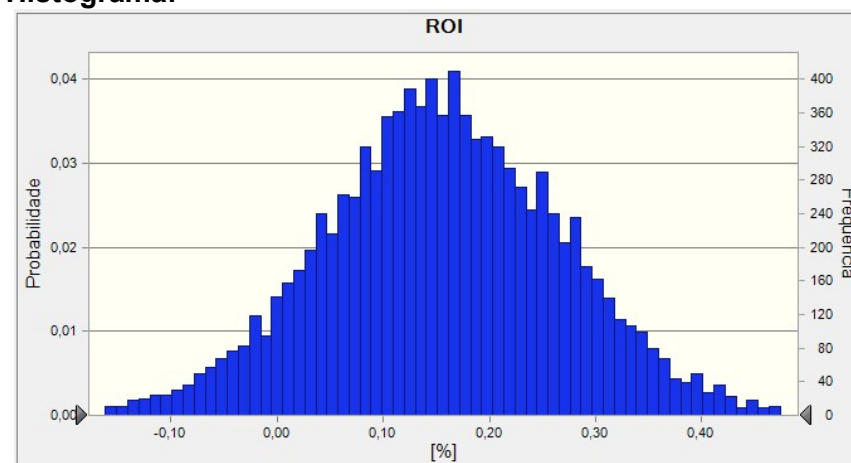
Figura 6.2.9: Previsão do *Economic Value Added* Estocástico para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)

Histograma:**Estatística:**

Valores de previsão

Avaliações	10.000
Caso Base	83.622,19
Média	84.949,78
Mediana	83.421,36
Moda	---
Desvio Padrão	21.010,88
Variância	4,41E+08
Obliquidade	0,4287
Curtose	3,35
Coef. de Variação	0,2473
Mínimo	25.071,72
Máximo	197.932,20
Largura do Intervalo	172.860,48
Erro Padrão Média	210,11

Figura 6.2.10: Previsão do *Economic Wealth Added* Estocástico para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)

Histograma:**Estatística:**

Valores de previsão

Avaliações	10.000
Caso Base	0,16
Média	0,16
Mediana	0,15
Moda	---
Desvio Padrão	0,11
Variância	0,01
Obliquidade	0,0032
Curtose	3,15
Coef. de Variação	0,7257
Mínimo	-0,43
Máximo	0,58
Largura do Intervalo	1,01
Erro Padrão Média	0,00

Figura 6.2.11: Previsão do *Return Over Investments* Estocástico para AES Eletropaulo (Reajuste Anual de 2017)

Tabela 6.3: Estatística Saídas TAROT-Estocástico Concessionárias – Parte 1

		AES ELETROP. RA 2017	CEB-DIS RA 2017	CEEE-D RA 2017	CELESC-DIS RA 2017	CELG-D RA 2017	CELPA RA 2017	CELPE RTP 4º Ciclo	CEMAR RTP 4º Ciclo	CEMIG-D RA 2017	CHESP RA 2017	COCEL RA 2017	COELBA RA 2017	COPEL-DIS RA 2017
ã	μ	4039,15	5514,14	6856,91	3174,62	5072,38	6519,24	4169,12	6969,06	3259,84	6433,27	3653,18	3856,25	3726,45
	σ	449,11	679,63	613,90	292,01	432,36	350,56	325,26	353,45	512,52	619,86	340,68	376,09	403,52
ë	μ	278,73	326,02	351,86	268,80	328,16	356,31	275,53	361,42	249,94	411,21	302,71	277,53	281,94
	σ	13,76	16,38	17,68	13,64	16,33	17,93	13,76	18,10	12,64	20,61	15,22	13,94	14,14
E	μ	46,49	6,93	9,08	26,27	14,84	9,75	15,00	6,84	49,30	0,13	0,34	21,12	32,49
	σ	5,80	0,94	0,89	2,77	1,42	0,58	1,32	0,38	8,89	0,01	0,04	2,34	4,03
U	μ	105403,65	21156,57	34168,44	47482,53	42063,29	35167,50	35069,72	26030,61	92916,09	466,67	723,88	46045,22	69030,82
	σ	23563,65	5199,10	6128,18	8840,56	7204,66	3811,84	5515,09	2655,38	29145,31	90,42	136,72	9053,38	15061,98
G	μ	14048,61	2436,25	3470,83	7625,07	5253,99	4225,30	4786,28	2934,88	13748,77	57,33	109,91	6601,85	9996,00
	σ	1993,70	373,00	401,15	938,66	593,77	346,51	520,91	226,78	2791,42	7,15	13,55	863,28	1411,00
ROI	μ	0,16	0,15	0,16	0,16	0,15	0,16	0,16	0,16	0,15	0,16	0,17	0,16	0,16
	σ	0,11	0,12	0,11	0,13	0,12	0,05	0,06	0,05	0,09	0,13	0,19	0,07	0,11
ECA	μ	84964,49	17717,64	28632,12	36725,72	33822,66	28618,18	27913,82	21801,07	72338,62	374,52	546,69	36293,53	53658,00
	σ	21022,40	4735,22	5585,29	7707,31	6417,50	3419,53	4885,83	2420,16	25460,94	80,47	117,53	7975,86	13161,45
EWA	μ	84949,78	17713,48	28629,23	36717,68	33815,14	28615,13	27905,79	21799,27	72307,57	374,47	546,79	36307,78	53645,04
	σ	21010,88	4731,71	5583,47	7700,43	6412,76	3415,42	4880,61	2417,57	25419,00	80,45	117,55	7972,35	13154,99
EVA	μ	-14,71	-4,16	-2,89	-8,05	-7,51	-3,05	-8,03	-1,80	-31,05	-0,05	0,10	14,26	-12,84
	σ	425,96	75,83	106,32	237,98	161,55	115,86	136,92	82,03	423,24	1,77	3,48	195,86	305,80

Tabela 6.4: Estatística Saídas TAROT-Estocástico Concessionárias – Parte 2

		COPERALIANÇA RTP 4º Ciclo	COSERN RA 2017	CPFL Paulista RTP 4º Ciclo	CPFL Piratininga RA 2017	DEMEI RTP 4º Ciclo	DMED RA 2017	EDP ES RA 2017	EDP SP RA 2017	EFJC RA 2017	EFUL RA 2017	ELEKTRO RA 2017	ELETOBRAS AL RA 2017	ELETOBRAS AM RA 2017
ã	μ	2181,54	4249,83	3556,26	3305,36	6690,75	3898,58	3876,65	3068,50	5758,30	2376,96	3412,54	5444,15	4731,85
	σ	318,38	297,20	383,16	434,91	454,13	471,74	461,05	409,09	367,66	354,61	334,41	413,52	476,24
ë	μ	315,56	281,34	259,31	243,86	418,95	235,93	261,19	235,78	468,77	270,37	289,99	347,42	367,50
	σ	15,90	14,27	12,96	12,14	21,08	11,83	13,22	11,76	23,28	13,49	14,77	17,38	18,25
E	μ	0,20	6,26	35,47	15,63	0,14	0,50	11,15	16,62	0,02	0,11	18,37	4,05	6,72
	σ	0,04	0,49	4,32	2,32	0,01	0,07	1,49	2,50	0,00	0,02	2,06	0,34	0,76
U	μ	271,02	14821,47	71143,32	29267,48	523,20	1100,26	24389,40	28906,45	63,99	154,38	35598,36	12247,21	17847,06
	σ	81,49	2090,87	15419,34	7693,55	71,45	266,06	5819,36	7697,21	8,27	46,75	7032,25	1874,12	3607,11
G	μ	68,45	1963,19	10176,53	4131,73	62,51	127,87	3271,53	4247,02	9,58	30,68	5780,90	1578,82	2748,05
	σ	13,90	192,50	1430,43	688,25	5,74	19,48	507,67	714,42	0,85	5,98	746,24	163,25	363,30
ROI	μ	0,14	0,16	0,15	0,15	0,18	0,16	0,16	0,15	0,16	0,16	0,17	0,15	0,15
	σ	0,11	0,08	0,09	0,12	0,16	0,13	0,09	0,12	0,30	0,21	0,12	0,08	0,08
ECA	μ	178,55	11932,97	56643,53	23393,12	428,99	894,74	19517,95	23100,98	50,04	109,20	27779,29	9946,03	14318,60
	σ	64,50	1864,57	13660,05	6825,62	64,35	238,39	5168,99	6828,20	7,26	38,62	6159,14	1679,28	3208,80
EWA	μ	178,49	11935,96	56626,81	23383,69	429,58	894,61	19510,98	23091,99	50,03	109,19	27785,42	9944,04	14315,20
	σ	64,45	1863,27	13647,69	6818,09	64,48	238,25	5161,92	6822,06	7,26	38,61	6157,90	1678,88	3205,81
EVA	μ	-0,06	2,99	-16,72	-9,43	0,59	-0,13	-6,97	-8,99	-0,01	-0,01	6,13	-1,98	-3,40
	σ	3,26	59,21	305,28	127,05	2,73	3,98	98,23	130,74	0,30	0,98	180,68	46,64	81,49

Tabela 6.5: Estatística Saídas TAROT-Estocástico Concessionárias – Parte 3

		ELETROBRAS PI RA 2017	ELETROBRAS RR RA 2018	ELETROCAR RTP 4º Cíclo	ELFSM RA 2017	ENELCE RA 2017	ENEL RJ RTP 4º Cíclo	ENERGISA BO RA 2018	ENERGISA MG RA 2017	ENERGISA MS RTP 4º Cíclo	ENERGISA MT RTP 4º Cíclo	ENERGISA NF RA 2017	ENERGISA PB RTP 4º Cíclo	ENERGISA SE RA 2017
ã	μ	8026,89	6490,47	5237,30	4668,01	4524,69	7370,91	5327,23	4915,66	5538,06	5690,71	4986,06	4984,58	3771,39
	σ	508,78	457,21	426,88	458,37	398,19	494,28	379,22	498,03	470,79	369,03	507,10	413,30	319,28
ẽ	μ	390,33	324,84	380,04	409,33	299,91	338,53	333,25	358,42	365,88	361,64	382,84	302,29	262,91
	σ	19,46	16,09	18,96	20,82	15,29	16,82	16,63	17,87	18,33	17,99	19,05	15,13	13,28
E	μ	3,96	0,95	0,20	0,56	12,79	12,64	0,76	1,61	5,77	9,36	0,38	4,77	3,85
	σ	0,27	0,07	0,02	0,06	1,27	0,93	0,06	0,19	0,55	0,68	0,04	0,44	0,37
U	μ	17227,49	3362,18	596,68	1496,00	32441,50	51033,70	2247,89	4478,55	17793,20	29707,34	1083,60	13246,10	8124,45
	σ	2190,43	474,99	98,33	297,20	5747,37	6877,97	322,32	913,50	3037,22	3893,47	222,15	2211,92	1386,19
G	μ	1705,37	372,29	83,13	249,68	4325,46	5133,26	273,09	625,58	2372,26	3867,24	156,73	1628,75	1121,29
	σ	148,86	36,85	9,09	32,92	519,21	489,03	26,42	82,33	271,81	357,56	20,62	182,50	127,46
ROI	μ	0,15	0,15	0,18	0,16	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15
	σ	0,09	0,04	0,12	0,10	0,08	0,05	0,14	0,12	0,08	0,07	0,15	0,07	0,09
ECA	μ	14688,52	2845,85	467,65	1137,07	25944,92	42562,87	1832,09	3546,07	14438,23	23819,51	853,49	10696,05	6530,49
	σ	2015,71	435,35	86,38	256,43	5104,78	6253,86	289,38	806,75	2719,23	3464,72	195,63	1975,51	1234,93
EWA	μ	14687,41	2845,34	468,00	1137,13	25953,61	42555,72	1832,11	3545,74	14435,28	23815,56	853,36	10696,29	6531,02
	σ	2015,84	435,09	86,42	256,35	5098,58	6248,42	289,26	806,45	2716,76	3463,68	195,53	1975,06	1234,34
EVA	μ	-1,10	-0,51	0,35	0,06	8,69	-7,15	0,01	-0,33	-2,95	-3,95	-0,13	0,24	0,53
	σ	51,01	10,13	2,54	7,72	130,01	140,84	8,38	19,21	70,37	111,53	4,86	47,88	33,95

Tabela 6.6: Estatística Saídas TAROT-Estocástico Concessionárias – Parte 4

		ENERGISA TO RA 2017	FORCEL RA 2017	HIDROPAN RTP 4º Cíclo	IENERGIA RA 2017	LIGHT RA 2018	MUXENERGIA RTP 4º Cíclo	RGE RA 2017	RGE SUL RA 2017	SULGIPE RTP 4º Cíclo	UHENPAL RTP 4º Cíclo
ã	μ	6123,84	2090,40	4095,47	3400,35	6793,57	2817,41	3267,79	3722,47	3152,88	3717,76
	σ	454,48	343,58	387,23	247,63	569,72	286,66	423,95	385,55	259,56	450,42
ẽ	μ	407,79	244,24	364,12	315,81	299,03	317,55	272,31	313,31	375,35	393,02
	σ	20,36	12,34	18,34	15,84	14,82	16,09	13,67	15,64	18,83	19,60
E	μ	2,35	0,07	0,12	0,29	30,28	0,07	11,23	9,82	0,42	0,07
	σ	0,20	0,01	0,01	0,02	2,78	0,01	1,69	1,18	0,04	0,01
U	μ	8028,32	86,63	280,85	566,74	112615,38	122,72	21246,70	21078,77	779,18	157,17
	σ	1201,43	29,08	53,98	83,78	18919,98	25,69	5545,84	4413,75	131,90	38,57
G	μ	1054,46	17,14	45,71	95,98	10746,36	24,35	3359,32	3365,37	169,47	30,27
	σ	106,55	3,72	5,76	9,58	1220,93	3,37	568,83	464,52	19,80	4,87
ROI	μ	0,16	0,19	0,17	0,20	0,16	0,20	0,14	0,15	0,16	0,15
	σ	0,09	0,26	0,17	0,24	0,05	0,20	0,09	0,10	0,12	0,14
ECA	μ	6481,85	59,24	210,02	431,08	94656,96	85,80	16180,74	15926,52	546,22	113,98
	σ	1073,07	23,54	46,16	72,35	17273,12	21,12	4786,92	3794,55	108,64	32,35
EWA	μ	6480,67	59,30	210,14	431,53	94635,27	85,94	16175,65	15922,48	546,25	113,93
	σ	1073,00	23,55	46,16	72,44	17259,99	21,14	4783,49	3791,63	108,66	32,32
EVA	μ	-1,18	0,06	0,12	0,44	-21,70	0,14	-5,09	-4,04	0,04	-0,05
	σ	31,78	0,56	1,44	3,07	298,18	0,78	102,79	102,03	5,22	0,94

6.3. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO ECONÔMICO DAS DISTRIBUIDORAS UTILIZANDO UMA ANÁLISE DE RISCO

6.3.1. O VaR das Empresas

A partir dos dados gerados utilizou-se a medida de VaR para avaliar o risco do resultado financeiro das empresas modeladas. Para um índice de confiança de 10% tem-se o valor de VaR para o EVA das empresas, e os resultados estão apresentados na Tabela 6.7. Algumas observações devem ser feitas em função destes resultados:

- O número de consumidores da empresa influencia diretamente na receita da mesma e, por consequência, no montante de dinheiro que transita. Foi inserido na tabela o número de consumidores para evidenciar a diferença de porte entre elas;
- Existe uma correlação direta entre o valor de EVA e o número de consumidores da empresa o que dificulta a comparação entre os valores de VaR encontrados. Portanto, o risco deve ser analisado de forma individualizada uma vez que a estrutura das empresas é heterogenea.
- No contexto regulado do setor elétrico de distribuição de energia sabe-se que o EVA das concessionárias deve ser fixado em zero no momento dos processos de revisão tarifárias. Isso não significa que a empresa não tem lucro, pois na estrutura determinada no PRORET o lucro da empresa, também chamado de remuneração do capital investido (Y), faz parte dos custos da empresa, nesta dissertação denominada CAPEX. Sendo assim, o EVA representa somente o excedente.
- Quando o EVA é negativo, o acionista tem uma remuneração do capital reduzida, sendo assim, para valores negativos de EVA tem-se a destruição do valor da empresa, já que ela não consegue garantir o retorno esperado aos seus acionistas.
- O valor de $VaR_{10\%}$ para todas as empresas foi negativo.
- As empresas destacadas em verde na tabela Tabela 6.7 têm um prejuízo sob 10% de risco (o $VaR_{10\%}$) inferior que o retorno esperado agregado ao excedente da empresa. Ou seja, a empresa se encontra em uma posição mais confortável já que ela tem a expectativa de um retorno maior do que o risco de prejuízo apontado pelo VaR.

Tabela 6.7: Ranking Concessionárias em função do número de consumidores

Concessionárias	Nº de consumidores	γ	EVA		VaR _{10%}
			μ	σ	
EFLJC - RA 2017	3.644	0,13	-0,01	0,304	- 0,40
EFLUL - RA 2017	6.664	0,56	-0,01	0,979	- 1,26
FORCEL - RA 2017	7.521	0,27	0,059	0,563	- 0,66
MUXENERGIA - RTP 4º Ciclo	11.230	0,47	0,144	0,781	- 0,86
UHENPAL - RTP 4º Ciclo	15.525	0,83	-0,05	0,937	- 1,25
HIDROPAN - RTP 4º Ciclo	16.302	1,02	0,122	1,444	- 1,73
DEMEI - RTP 4º Ciclo	32.366	1,81	0,593	2,729	- 2,90
IENERGIA - RA 2017	34.623	1,59	0,443	3,068	- 3,49
CHESP - RA 2017	35.969	1,74	-0,05	1,774	- 2,33
ELETROCAR - RTP 4º Ciclo	36.654	2,58	0,352	2,535	- 2,90
COPERALIANÇA - RTP 4º Ciclo	36.659	2,95	-0,06	3,258	- 4,24
COCEL - RA 2017	49.250	2,20	0,10	3,48	- 4,36
DMED - RA 2017	74.372	3,83	-0,13	3,975	- 5,22
ENERGISA NF - RA 2017	104.617	4,09	-0,13	4,864	- 6,36
ELFSM - RA 2017	109.064	9,15	0,064	7,723	- 9,83
SULGIPE - RTP 4º Ciclo	142.159	5,29	0,037	5,217	- 6,65
ELETOBRAS RR - RA 2018	160.274	28,39	-0,51	10,13	- 13,49
ENERGISA BO - RA 2018	209.993	7,29	0,011	8,377	- 10,72
ENERGISA MG - RA 2017	440.831	19,72	-0,33	19,21	- 24,95
ENERGISA TO - RA 2017	571.663	41,23	-1,18	31,78	- 41,91
ENERGISA SE - RA 2017	751.988	43,58	0,533	33,95	- 42,97
ENERGISA MS - RTP 4º Ciclo	874.732	107,21	-2,95	70,37	- 93,13
ELETOBRAS AM - RA 2017	968.077	111,92	-3,4	81,49	- 107,83
CEB-DIS - RA 2017	1.051.894	75,29	-4,16	75,83	- 101,34
ELETOBRAS AL - RA 2017	1.146.258	69,23	-1,98	46,64	- 61,76
ENERGISA MT - RTP 4º Ciclo	1.159.665	205,07	-3,95	111,5	- 146,88
ENERGISA PB - RTP 4º Ciclo	1.225.318	79,95	0,238	47,88	- 61,13
ELETOBRAS PI - RA 2017	1.249.545	64,84	-1,1	51,01	- 66,47
RGE SUL - RA 2017	1.322.375	110,82	-4,04	102	- 134,81
COSERN - RA 2017	1.390.250	79,42	2,991	59,21	- 72,89
RGE - RA 2017	1.454.794	123,34	-5,09	102,8	- 136,82
EDP ES - RA 2017	1.484.655	137,68	-6,97	98,23	- 132,86
CEEE-D - RA 2017	1.562.447	117,10	-2,89	106,3	- 139,14
CPFL Piratininga - RA 2017	1.676.245	127,22	-9,43	127,1	- 172,26
EDP SP - RA 2017	1.829.701	130,42	-8,99	130,7	- 176,54
CEMAR - RTP 4º Ciclo	2.066.455	186,42	-1,8	82,03	- 106,92
CELPA - RA 2017	2.506.142	304,39	-3,05	115,9	- 151,53
ELEKTRO - RA 2017	2.575.844	182,53	6,132	180,7	- 225,42
ENEL RJ - RTP 4º Ciclo	2.667.339	344,73	-7,15	140,8	- 187,64
CELESC-DIS - RA 2017	2.868.090	226,14	-8,05	238	- 313,03
CELG-D - RA 2017	2.883.204	154,03	-7,51	161,6	- 214,55
ENEL CE - RA 2017	3.428.619	198,73	8,688	130	- 157,93
CELPE - RTP 4º Ciclo	3.594.069	266,30	-8,03	136,9	- 183,50
CPFL Paulista - RTP 4º Ciclo	3.813.597	400,20	-16,7	305,3	- 407,94
LIGHT - RA 2018	3.869.079	699,83	-21,7	298,2	- 403,83
COPEL-DIS - RA 2017	4.506.052	328,99	-12,8	305,8	- 404,74
COELBA - RA 2017	5.843.760	306,48	14,26	195,9	- 236,75
AES ELETROPAULO - RA 2017	6.967.462	460,76	-14,7	426,0	- 560,60
CEMIG-D - RA 2017	8.286.625	507,91	-31,1	423,2	- 573,46

A partir das observações apontadas, conclui-se que o VaR não é uma boa medida para uma avaliação comparativa das empresas no contexto apresentado. É mais interessante que a medida utilizada leve em conta o porte da empresa a fim de deixar os valores mais homogêneos.

Os valores encontrados tanto para EVA e, conseqüentemente, para VaR_{10%}

são alarmantes e mostram como as empresas devem estar atentas a seu modo de operação a fim de buscar a efficientização. Por outro lado, a ANEEL garante uma remuneração ao acionista (WACC) o que acaba por deixar o negócio atrativo, apesar dos valores de $VaR_{10\%}$. Entretanto, sempre que $ROI < k$ há destruição de valor econômico.

6.3.2. Ranking das Concessionárias segundo a Utilidade Risco-Retorno de ROI

Utilizando os dados de ROI Estocástico ($\widetilde{ROI}$) calculado para as concessionárias e apresentados desde a Tabela 6.3 até a Tabela 6.6 foi possível colocar as 49 empresas Brasileiras no plano Risco-Retorno de Markowitz (

Figura 6.3.1).

Como o ROI é uma métrica econômica que coloca o EBITDA em função do investimento (B), a comparação entre os resultados de diferentes empresas fica mais evidente e o efeito discrepante do porte das empresas é eliminado, como pode ser observado no gráfico, onde as 49 empresas estão em torno de um ponto central.

Entretanto, não é possível concluir qual das empresas abaixo apresenta uma melhor relação Risco-Retorno, pois como foi mencionado anteriormente, este tipo de decisão depende do perfil do investidor.

Conforme determinado no princípio da expectativa da utilidade o comportamento do investidor perante o risco pode ser modelado o que possibilita valorar e estabelecer uma preferência dentre as distribuições de probabilidade dos possíveis resultados de várias empresas. Sendo assim, considerou-se três perfis de investidores:

- Conservador: $\alpha = 4,0$;
- Moderado: $\alpha = 3,5$; e
- Arrojado: $\alpha = 3,0$

Aplicando estes valores na equação (5.12) ordenou-se três *rankings* de classificação das concessionárias segundo a preferência dos investidores frente ao risco-retorno das mesmas. Estes *rankings* estão apresentados na Tabela 6.8. Além disso, a Figura 6.3.2, Figura 6.3.3 e Figura 6.3.4 mostram graficamente os 10 primeiros colocados de cada *ranking*.

Algumas observações relevantes podem ser feitas a partir destes resultados:

- A utilidade calculada para o perfil de investimento mais arrojado é maior.
- Em algumas situações duas empresas em pontos diferentes do gráfico apresentam aproximadamente a mesma utilidade. Neste caso dizemos que elas estão ambas sobre uma circunferência de isouti-

lidade e para um mesmo investidor a preferência é indiferente.

- Nesta análise, o porte da empresa não é levado em consideração. Para uma decisão real seria necessário levar em consideração o montante da base de remuneração de cada empresa.

O levantamento dos dados das concessionárias possibilitou ao longo do desenvolvimento do estudo de caso uma melhor compreensão dos procedimentos tarifários assim como uma melhor percepção sobre os montantes transacionados na atividade de distribuição de energia elétrica.

Como resultado direto, obteve-se a classificação das concessionárias segundo a utilidade do risco-retorno modelado e simulado no TAROT-Estocástico. Além disso, foi possível avaliar individualmente o risco de cada empresa segundo a métrica do VaR calculado para cada EVA.

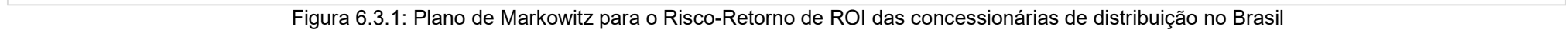


Figura 6.3.1: Plano de Markowitz para o Risco-Retorno de ROI das concessionárias de distribuição no Brasil

Tabela 6.8: Ranking das concessionárias segundo a Utilidade Risco-Retorno do ROI em função da atitude do investidor

Ranking	Investidor Conservador $\alpha = 3,0$		Ranking	Investidor Moderado $\alpha = 2,5$		Ranking	Investidor Arrojado $\alpha = 2,0$	
	Concessionárias	U_RÖI		Concessionárias	U_RÖI		Concessionárias	U_RÖI
1	ELETR. RR	0,077	1	CELPA	0,091	1	CELPA	0,105
2	CELPA	0,077	2	ENEL RJ	0,090	2	ENEL RJ	0,105
3	ENEL RJ	0,076	3	ELETR. RR	0,089	3	CEMAR	0,103
4	LIGHT	0,075	4	CEMAR	0,089	4	LIGHT	0,102
5	CEMAR	0,074	5	LIGHT	0,089	5	ELETR. RR	0,101
6	CELPE	0,071	6	CELPE	0,086	6	CELPE	0,100
7	ENER. MT	0,07	7	ENER. MT	0,084	7	ENER. MT	0,099
8	COELBA	0,067	8	ENER. PB	0,083	8	ENER. PB	0,099
9	ENER. PB	0,067	9	COELBA	0,082	9	ENEL CE	0,098
10	ELETR. AL	0,065	10	ENEL CE	0,081	10	COELBA	0,097
11	ENEL CE	0,064	11	ENER. MS	0,079	11	ENER. MS	0,095
12	ENER. MS	0,064	12	ELETR. AL	0,079	12	COSERN	0,093
13	ELETR. AM	0,062	13	COSERN	0,077	13	ELETR. AL	0,093
14	COSERN	0,062	14	EDP ES	0,076	14	EDP ES	0,092
15	EDP ES	0,06	15	ELETR. AM	0,076	15	ENER. SE	0,090
16	ENER. SE	0,059	16	ENER. SE	0,075	16	ELETR. AM	0,090
17	ELETR. PI	0,059	17	ELETR. PI	0,074	17	ELETR. PI	0,090
18	CPFL Paulista	0,057	18	CPFL Paulista	0,073	18	ENER. TO	0,090
19	ENER. TO	0,056	19	ENER. TO	0,073	19	CPFL Paulista	0,089
20	CEMIG	0,055	20	CEMIG	0,070	20	ELFSM	0,088
21	RGE	0,055	21	RGE	0,070	21	ELETROCAR	0,085
22	ELFSM	0,051	22	ELFSM	0,069	22	CEMIG	0,085
23	RGE SUL	0,049	23	RGE SUL	0,066	23	RGE	0,085
24	CEEE	0,046	24	CEEE	0,064	24	CEEE	0,083
25	AES	0,044	25	AES	0,063	25	RGE SUL	0,082
26	COPERALIANÇA	0,044	26	COPEL	0,063	26	AES	0,082
27	COPEL	0,044	27	ELETROCAR	0,062	27	COPEL	0,082
28	ENER. MG	0,04	28	ELEKTRO	0,060	28	ELEKTRO	0,081
29	ELETROCAR	0,04	29	ENER. MG	0,060	29	SULGIPE	0,080
30	CELG	0,039	30	SULGIPE	0,060	30	ENER. MG	0,080
31	SULGIPE	0,039	31	COPERALIANÇA	0,059	31	EDP SP	0,077
32	ELEKTRO	0,039	32	CELG	0,057	32	CHESP	0,076
33	EDP SP	0,038	33	EDP SP	0,057	33	CEB	0,076
34	CPFL Piratininga	0,038	34	CPFL Piratininga	0,056	34	DMED	0,075
35	CEB	0,037	35	CEB	0,056	35	CPFL Piratininga	0,075
36	CHESP	0,036	36	CHESP	0,056	36	CELG	0,075
37	DMED	0,034	37	DMED	0,055	37	COPERALIANÇA	0,075
38	CELESC	0,033	38	CELESC	0,054	38	CELESC	0,074
39	UHENPAL	0,025	39	ENER. BO	0,047	39	ENER. BO	0,069
40	ENER. BO	0,024	40	UHENPAL	0,046	40	UHENPAL	0,068
41	ENER. NF	0,019	41	ENER. NF	0,042	41	DEMEI	0,066
42	DEMEI	0,009	42	DEMEI	0,037	42	ENER. NF	0,065
43	HIDROPAN	-0,01	43	HIDROPAN	0,023	43	HIDROPAN	0,053
44	COCEL	-0,03	44	COCEL	0,004	44	MUXENERGIA	0,038
45	MUXENERGIA	-0,04	45	MUXENERGIA	-0,003	45	COCEL	0,037
46	EFLUL	-0,05	46	EFLUL	-0,017	46	EFLUL	0,019
47	IENERGIA	-0,09	47	IENERGIA	-0,041	47	IENERGIA	0,007
48	FORCEL	-0,11	48	FORCEL	-0,064	48	FORCEL	-0,013
49	EFLJC	-0,18	49	EFLJC	-0,127	49	EFLJC	-0,070

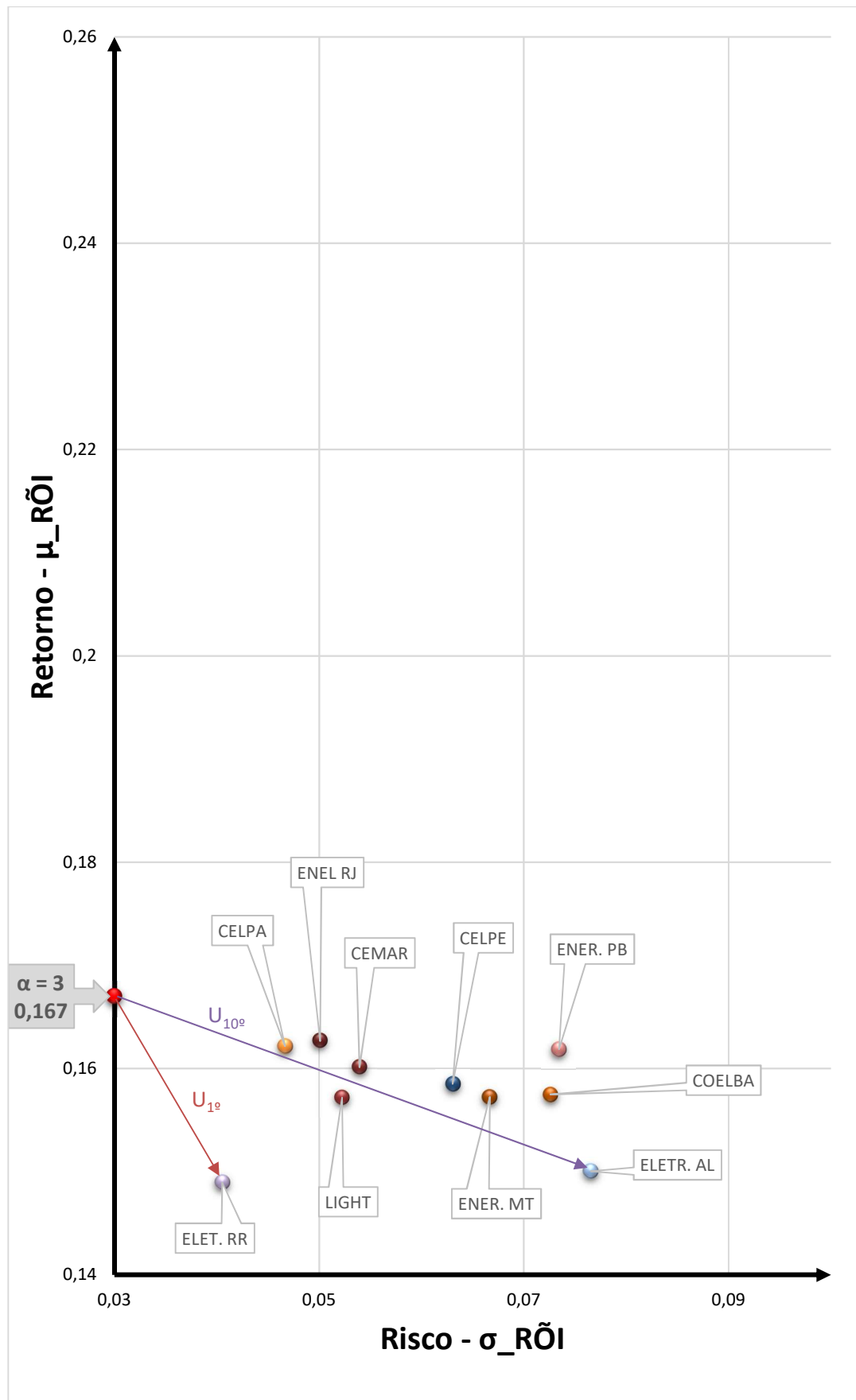


Figura 6.3.2: A Utilidade do Risco-Retorno do ROI para um Investidor Conservador ($\alpha = 3$).

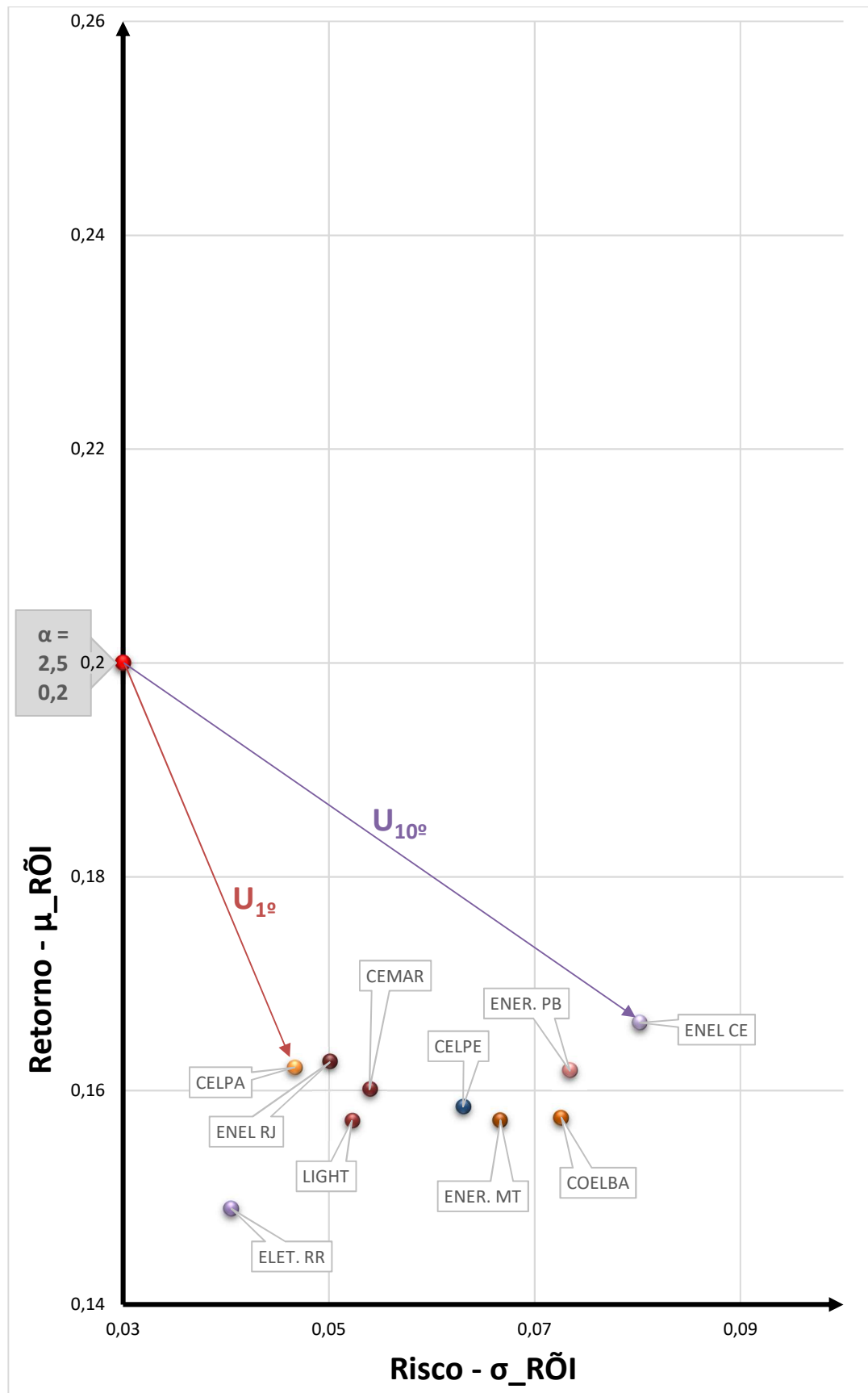


Figura 6.3.3: A Utilidade do Risco-Retorno do ROI para um Investidor Moderado ($\alpha = 2,5$).

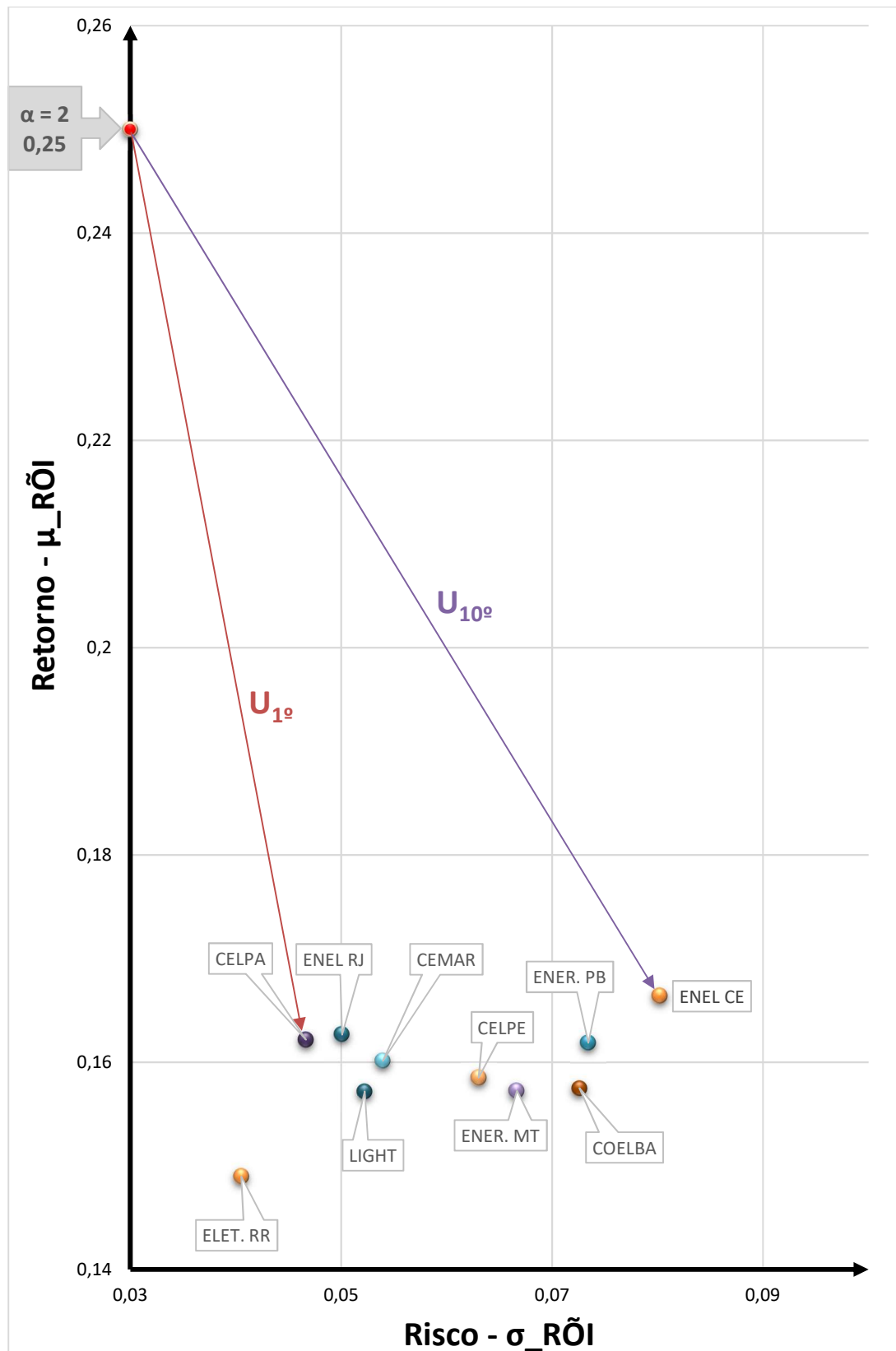


Figura 6.3.4: A Utilidade do Risco-Retorno do ROI para um Investidor Arrojado ($\alpha = 2$).

7. CONCLUSÕES

7.1. CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES

Foi possível verificar por meio do estado da arte sobre a regulação do setor elétrico o grande desafio da ANEEL em compreender e endereçar os problemas técnicos e econômicos advindos de fatores exógenos. Nos últimos anos houve um grande esforço por parte do órgão regulador de reagir aos problemas implantando uma série de medidas na tentativa de reestabelecimento do equilíbrio. Além disso, tem-se trabalhado na elaboração de um planejamento estratégico mais robusto para garantir uma maior estabilidade ao setor e uma tarifação mais justa.

Fica claro, que os problemas decorrentes das variabilidades dos níveis hidrológicos e da economia tiveram impacto direto na vida dos consumidores finais. Na tentativa de reestabelecimento do equilíbrio houveram uma série reajustes tarifários. Portanto, uma falha estratégica na gestão do setor pode acarretar em aumento na tarifa. Mesmo o Brasil sendo um país com alto potencial energético e mesmo com os investimentos tecnológicos de efficientização do setor, a tarifa do consumidor só aumentou nos últimos anos. Além disso, os consumidores, e toda a economia nacional, sofreram também com as campanhas de racionamento do consumo de energia elétrica como medidas necessárias para reestabelecimento dos níveis hidrológicos.

A relevância dos estudos estocásticos se mostra cada vez maior em um setor que vem sendo submetido a tantas mudanças e, principalmente, em um cenário de instabilidade política. O modelo proposto, o TAROT-Estocástico, possibilita a inserção da aleatoriedade em dois fatores julgados de alto impacto para a economia do setor elétrico

Primeiramente, considerou-se que a averse do consumidor pode funcionar de forma instável, uma vez que ela está altamente ligada à renda do mesmo. Momentos de crises econômicas podem reduzir a averse do mercado consumidor e, consequentemente, reduzir a receita da empresa. O contrário também pode ocorrer. Na modelagem proposta, tal instabilidade mostrou-se pouco impactante no resultado da empresa. Ao variar a averse do consumidor, tanto a receita da empresa varia quanto os custos também. Portanto, se a receita aumenta, os custos também aumentam.

Nas regras da ANEEL as distribuidoras são responsáveis pela garantia da expansão da geração de energia elétrica e, portanto, são obrigadas a prever e contratar o seu mercado de referência com 5 anos de antecedência. Os desvios entre o previsto e o praticado expõem as empresas ao mercado de liquidação das diferenças. Seria necessário realizar um estudo mais aprofundado para medição deste risco, uma vez que o modelo proposto não insere as regras dos leilões das diferenças.

Outro fator implementado de forma estocástica no modelo é o coeficiente de custo. Sendo a matriz energética nacional majoritariamente baseada em fontes hidrelétricas, tem-se nos momentos de seca um risco maior de indisponibilidade energética e uma necessidade de variação da matriz. No caso nacional, o setor recorre à geração termelétrica, que possui um custo maior. O modelo se mostrou altamente sensível às variações de custo na compra da energia. Os possíveis prejuízos econômicos decorrentes destes riscos se mostraram alarmantes. Pelas regras do PRORET tais riscos são tratados e sinalizados por meio das bandeiras tarifárias. O modelo proposto poderia ser aprofundado em um estudo comparativa com as bandeiras tarifárias.

A energia elétrica é um produto de alta importância nacional, já que ela promove a dignidade ao cidadão porque possibilita o acesso à tecnologia, além de dar conforto e segurança. Por outro lado, a energia elétrica é um dos grandes responsáveis pelo crescimento econômico do país. O estudo de caso apresentado nesta dissertação mostrou por meio da aplicação de dados reais que os riscos da atividade de distribuição de energia elétrica são alarmantes. Faz-se necessário a criação de estratégias no sentido de antecipar e mitigar os riscos econômicos do setor a fim de evitar racionamentos e aumentos na tarifa final do consumidor.

A contextualização apresentada sobre a situação atual do setor de distribuição de energia elétrica se mostra, mesmo que de forma incipiente, altamente importante. Estes dados precisam ser utilizados para melhorar a compreensão e promover o crescimento do setor.

7.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com base na linha de pesquisa deste trabalho, algumas sugestões de trabalhos futuros são:

- Inserção dos riscos de exposição aos leilões de liquidação das diferenças (PLD).
- Estudo comparativo com os dados resultantes da implantação das bandeiras tarifárias no setor nacional e o coeficiente de custo estocástico do modelo TAROT-Estocástico;
- A partir dos dados coletados e expostos no “APÊNDICE A – TAROT Determinístico das Concessionárias” recomenda-se um estudo aprofundado da contextualização do setor de distribuição de energia elétrica. De posse dos dados de todas as distribuidoras pode-se desenvolver estudos comparativos de eficiência e desempenho entre as empresas.
- Melhoria do modelo estocástico com a inserção dos *prosumidores* (produtores e consumidores) visando de contribuir com a criação do novo modelo de mercado em um contexto de Redes Elétricas Inte-

ligentes.

7.3. PUBLICAÇÕES

Como resultado do trabalho desenvolvido nesta dissertação, foi possível a submissão de três artigos técnico-científicos em congressos nacionais:

- Cortez, C.; Arango, H.; Bonatto, B. D.; Torres, N. R.; Dias, M. J. M.; Vasconcelos, G. F – “*Proposal of a Stochastic Market Model for Economic and Regulatory Analysis of Pole Sharing*”. Em: XII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2017, Curitiba-PR, Brazil.
- Cortez, C.; Arango, H.; Bonatto, B. D. “Stochastic TAROT® Model – “Stochastic Economic Market Model for Risk Evaluation of a Regulated Electricity Distribution Company”. Em: VII SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2018, Niteroi-RJ, Brazil.
- Cortez, C.; Arango, H.; Bonatto, B. D. “Study Case of the Stochastic TAROT® Model – Comparison of the economic performance of Brazilian Electric Power Distribution Companies considering the inherent risks of the sector”. In: VII SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2018, Niteroi-RJ, Brazil.

REFERÊNCIAS

- [1] M. Tolmasquim, “As origens da crise energética brasileira” *Ambiente & Sociedade*, no. 6–7, pp. 179–183, Jun. 2000.
- [2] A. Street, “A crise energética de 2015” *Valor Econômico*, vol. n. 3.701, p. A.12, Fev. 2015.
- [3] D. Almeida and A. Negrão, “Investimentos, Instituições e Política Tarifária do Setor Elétrico como Instrumentos de Estímulo ao Desenvolvimento Industrial: a experiência brasileira” *Textos para discussão UFF/Economia*, vol. TD 295, 2013.
- [4] Solfus Engenharia e Conservação de Energia LTDA, “Consumo de energia é indicativo da economia no país | Solfus” 2017. Disponível em: <http://www.solfus.com.br/consumo-de-energia-eletrica-e-um-indicativo-da-economia-do-brasil/>. Data de acesso: 28-Mai-2018.
- [5] DIEESE, “Comportamento das tarifas de energia elétrica no Brasil” *Nota Técnica*, vol. 147, 2015.
- [6] ANEEL, “ANEEL Define Revisão Tarifária Extraordinária de Distribuidoras” 2015. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8418&id_area=90. Data de acesso: 28-Mai-2018.
- [7] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, N. Kagan, C. M. V. Tahan, and M. R. Gouvea, “A model for electricity markets: The impact of regulation on value” em *Electricity Market*, 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European, 2008, pp. 1–6.
- [8] H. Arango, J. P. G. de Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, N. Kagan, and M. R. Gouvea, “The influence of quality on the creation of economic value in electricity markets” *ICHQP 2010 - 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pp. 1–6, 2010.
- [9] R. Campos, H. Arango, B. D. Bonatto, and S. C. N. Araujo, “Application of Risk Analysis in Prioritizing Investments in Terms of Value-Based Management and Power Quality” em *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 24, no. 4, pp. 513–521, 2013.
- [10] H. Arango, J. P. G. de Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, N. Kagan, and M. R. Gouvêa, “Regulação da Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Reflexões sobre o Fator X” em *VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Blumenau-SC, vol. 2, 2016.
- [11] S. A. dos S. Lusvarghi, “Uma proposta de modelo econômico para análise do mercado elétrico no contexto das redes inteligentes” *Tese de doutorado*, Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, 2016.
- [12] L. dos S. B. Maciel, “Estudo de Unificação de Áreas de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando um Modelo Econômico de Mercado” *Dissertação de Mestrado*, Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, 2016.
- [13] W. Gonçalves, *Economia e Negócios*. Curitiba: IESDE Brasil S.A, 2009.
- [14] M. Blaug, “The Social Sciences: Economics” *The New Encyclopedia Britannica*, vol. 27, em *Postwar developments, Methodological considerations in contemporary economics*, pp. 346–47, 2007.
- [15] I. Adams, *Political ideology today*. Manchester University Press, 2001.

- [16] D. Kupfer and L. Hasenclever, *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Elsevier, 2013.
- [17] S. V Berg and J. Tschirhart, *Natural monopoly regulation: principles and practice*. Cambridge University Press. New York, 1988.
- [18] S. Abranches, “Privatização, mudança estrutural e regulação” Fórum Nacional O Day After da Privatização da Infra-Estrutura, vol. 11, 1999.
- [19] F. de P. M. Bandeira, “Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro” Brasília Câmara dos Deputados, 2003.
- [20] R. C. Lotero, “A eficiência econômica na reestruturação do setor elétrico brasileiro: uma abordagem através da economia dos custos de transação” Florianópolis, SC, 1999.
- [21] M. Justen Filho, *O direito das agências reguladoras independentes*. Dialética, 2002.
- [22] A. S. de Aragão, “Agências reguladoras e a evolução do Direito Administrativo Econômico” Forense, vol. 3, 2005.
- [23] M. S. Di Pietro, *Direito administrativo*, vol. 10. São Paulo: Atlas, 2002.
- [24] ANEEL, “A Estrutura do Mercado de Energia Elétrica” 2o Encontro de Negócios de Energia FIESP/CIESP, 2001. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/ANEELMercadoFiesp.pdf>. Data de acesso: 29-Mai-2018.
- [25] ANEEL, “Regulação do Setor Elétrico” SCR, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/regulacao-do-setor-eletrico>. Data de acesso: 29-May-2018.
- [26] R. S. Romera, “Análise do novo modelo do setor elétrico a partir de 2003” Dissertação de Mestrado, Centro Universitário Fundação Santo André, Santo André, SP, 2005.
- [27] ONS, “Operação Segura e Econômica do Sistema Interligado Nacional: O Desafio do ONS” Faculdade SATC, 2014. Disponível em: <http://slideplayer.com.br/slide/8835326/>. Data de acesso: 29-Mai-2018.
- [28] ANEEL, “A Missão, a Visão e os Valores da ANEEL” CDG. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/missao-e-visao>. Data de acesso: 22-May-2017.
- [29] J. C. L. Piris and M. S. Piccinini, “Modelos de regulação tarifária do setor elétrico” Revista do BNDES, vol. 9, no. 6, 1998.
- [30] R. Fiani, “Teoria da regulação econômica: estado atual e perspectivas futuras” Rio Janeiro UFRJ, pp. 1–33, 1998.
- [31] M. Armstrong, S. Cowan, and J. Vickers, *Regulatory reform: economic analysis and British experience*, vol. 20. MIT press, 1994.
- [32] A. Zanini, “Regulação econômica no setor elétrico brasileiro: uma metodologia para definição de fronteiras de eficiência e cálculo do fator X para empresas distribuidoras de energia elétrica” Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio, 2004.
- [33] ANEEL, “Nota Técnica no 052/2003 - Revisão Tarifária Periódica de Distribuição de Energia Elétrica - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA” SRE, 2003. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia_publica/audiencia_proton/2003/audi014.htm. Data de acesso: 29-Mai-2018.
- [34] ANEEL, “Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET - ANEEL” SGT, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. Data de acesso: 29-Mai-2018.
- [35] H. Arango, B. D. Bonatto, and C. Cortez, “Engenharia Econômica - Notas de Aula.” Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá, 2017.

- [36] G. A. Jehle and P. J. Reny, “*Advanced Microeconomic Theory*.” Addison Wesley Longman, 2001.
- [37] H. Arango, C. Cortez, and B. D. Bonatto, “Economia - Notas de Aula - Lei da Oferta e Procura.” Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá, 2018.
- [38] ANEEL, “Nota Técnica no 22/2015- Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica.” SGT, 2015. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nt_22_2015_sgt_custo_de_capital.pdf. Data de acesso: 30-May-2018.
- [39] E. F. Fama and K. R. French, “*The Capital Asset Pricing Model: Theory and Evidence*” SSRN Electron, Ago. 2003.
- [40] H. Arango, B. D. Bonatto, and C. Cortez, “Economia - Notas de Aula - O Modelo TAROT® - Tarifa Otimizada.” Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá, 2018.
- [41] A. Mas-Colell, M. D. Whinston, and J. R. Green, *Microeconomic theory*, vol. 1. Nova York: Oxford university press New York, 1995.
- [42] R. S. Pindyck and D. L. Rubinfeld, *Microeconomia - 7a Ed*. Prentice Hall, 2010.
- [43] P. Jorion, *Value at risk: the new benchmark for managing financial risk*, vol. 2. McGraw-Hill New York, 2001.
- [44] J. R. Securato, *Decisões financeiras em condições de risco*. São Paulo: Atlas, 1996.
- [45] G. L. Gastineau and M. P. Kritzman, *Dictionary of financial risk management*, vol. 52. John Wiley & Sons, 1999.
- [46] M. Burger, B. Graeber, and G. Schindlmayr, *Managing energy risk: a practical guide for risk management in power, gas and other energy markets*. Chichester: Wiley Online Library, 2014.
- [47] L. G. Mauad, “Utilização do indicador custo em risco, na decisão de apreamento em projetos de alta tecnologia, em leilões reversos e em concorrências de menor preço” Doutorado em Administração de Empresas - Universidade Presbiteriana Mackenzie, 2010.
- [48] D. E. Nordgård, K. Sand, and I. Wangensteen, “Risk assessment methods applied to electricity distribution system asset management” *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 1, no. CRC Press, pp. 429–436, 2009.
- [49] F. L. Cuberos, “Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras.” Mestrado em Engenharia Elétrica - Escola Politécnica de São Paulo - USP, 2008.
- [50] Instituto Estadual do Ambiente - INEA, “Vamos falar sobre Segurança Hídrica: Reservatórios Paraíba do Sul” 2017. Disponível em: <https://www.segurancahidricarj.com.br/reservatoriospbs>. Data de acesso: 05-Out-2017.
- [51] ANEEL, “Consumo” em *Atlas de energia elétrica do Brasil*, Brasília-DF: ANEEL, 2008. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf. Data de acesso: 05-Out-2017
- [52] Empresa de Pesquisa Energética - EPE, “BEN - Séries Históricas Completas.” Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados>

- abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas. Data de acesso: 02-Jul-2018.
- [53] ANEEL, “Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição” 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Data de acesso: 31-Mai-2018.
- [54] ANEEL, “Revisão Tarifária Extraordinária.” Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=499>. Data de acesso: 31-Mai-2018.
- [55] F. D. L. de Sena, Desenvolvimento do pensamento Estocástico: proposta para sequência didática e viés Lúdico no 6o e 9o ano do ensino fundamental. São Paulo: Pontifica Universidade Católica, 2012.
- [56] C. J. Wild and M. Pfannkuch, “*Statistical thinking in empirical enquiry*” International Statistical Review, vol. 67, no. International Statistical Institute, pp. 223–265, 1999.
- [57] J. R. Evans and L. D. Olson, *Introduction to Simulation and Risk Analysis*. New Jersey: Prentice Hall, 2002.
- [58] M. H. Tabacnick, Conceitos Básicos da Teoria de Erros. Instituto de Física da Universidade de São Paulo. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/158156/mod_resource/content/2/Apostila%20Teoria%20de%20Erros.pdf. Data de acesso: 31-Mai-2018
- [59] M. Rigonatto, “Erro Padrão da estimativa.” Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/matematica/erro-padrao-estimativa.htm>. Data de acesso: 25-Abr-2018.
- [60] L. M. A. Sobol, “Primier for the Monte Carlo Method” CRC Press Florida, 1994.
- [61] M. M. S. Araújo, “Simulação de Monte Carlo para Cálculo de VaR: O Uso da Amostragem Descritiva”. Dissertação de Mestrado - Univesidade Federal do Rio de Janeiro, 2001.
- [62] W. F. Sharpe, G. J. Alexander, and J. V Bailey, Investments 5 ed. New Jersey: Prentice Hall, 1995.
- [63] H. M. Markowitz, “Portfolio Selection” J. Finance, vol. 3, pp. 77–91, 1952.
- [64] J. V Neumann and O. Morgenstern, Theory of Games and Economic Behavior. New Jersey: Princeton University Press, 1944.
- [65] P. A. M. S. David, “Formação do Preço, Atração de Investimentos e Gerenciamento de Risco no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica” PUC-Rio, 2004.
- [66] W. Mendenhall, *A second Course in Statistics: regression analysis*. Pearson, 1993.
- [67] Mudanças Abruptas. “Passeio Aleatório Random Walk.” Disponível em: <http://www.mudancasabruptas.com.br/RandomWalk.html>. Data de acesso: 04-Out-2017.
- [68] EPE, “Consumo anual de energia elétrica por classe (nacional) - 1995-2014.” Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Consumonacionaldeenergiaeletricaporclasse-1995-2009.aspx>. Data de acesso: 02-Mai-2017.
- [69] E. M. Modiano, “Elasticidade-renda e preço da demanda de energia elétrica no Brasil. Texto para discussão no 68.” Departamento de economia - PUC/RJ, Rio de Janeiro-RJ, 1984.

[70] ABRADÉE, “Distribuidoras e Origem de Capital.” Disponível em:
<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/distribuidoras-e-origem-de-capital>.
Data de acesso: 11-Apr-2018.

APÊNDICE A – TAROT DETERMINÍSTICO DAS CONCESSIONÁRIAS

Neste apêndice será apresentada a modelagem determinística do TAROT aplicado à 49 concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica. Tal modelagem segue o memorial de cálculo descrito no item 6.1.1 desta dissertação.

Primeiramente a tabela apresenta os dados de entrada que foram coletados nas planilhas SPARTA e disponibilizados pela ANEEL [53]:

- ε [%] - Elasticidade demanda-preço;
- μ [%] - Alíquota de imposto sobre a venda (ICMS, PIS e COFINS);
- t [%] - Alíquota de imposto sobre o lucro (IRPJ e CSLL);
- d [%] - Taxa média de Depreciação das Instalações;
- r_w [%] - Custo Médio Ponderado de Capital após Impostos;
- E [TWh] - Energia Vendida;
- E_p [TWh] - Energia Perdida;
- $T_c \left[\frac{MR\$}{TWh} \right]$ - Valor médio pago pela concessionária na compra da energia;
- RV [MR\$] - Receita Verificada da empresa;
- IRT_{EMC} [%] - Efeito médio para o consumidor do Índice de Reposicionamento Tarifário em processamento;
- B [MR\$] - Base de Remuneração do Capital;
- ES [MR\$] - Encargos setoriais definidos em legislação específica;
- CT [MR\$] - Custo com Conexão e uso dos sistemas de Transmissão e/ou Distribuição;
- CE [MR\$] - Custo com aquisição de Energia Elétrica (inclui as perdas);
- $CAOM$ [MR\$] - Custos de Administração, Operação & Manutenção;
- $CAIMI$ [MR\$] - Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;
- OR [MR\$] - Outras Receitas;
- $T \left[\frac{MR\$}{TW} \right]$ - Valor médio da Tarifa de Venda da Energia;
- $\$Perdas$ [MR\$] - Custo das Perdas de Energia Elétrica; e
- $\$Operacional$ [MR\$] - Valor total dos gastos operacionais da empresa.

Na sequência são apresentados os resultados dos valores calculados para os parâmetros do Modelo TAROT:

- $a \left[\frac{R\$}{MW} \right]$ - Avidez do consumidor;
- $b \left[\frac{R\$}{MWh^2} \right]$ - Saciedade do consumidor;
- $e \left[\frac{R\$}{MW^2} \right]$ - Coeficiente de Custo da Energia; e

- $p \left[\frac{R\$^2}{MW^2} \right]$ - Coeficiente das Perdas.

A partir das variáveis calculadas é feita a Modelagem do TAROT utilizando Dados Originais, ou seja, nestas modelagens as empresas não estão otimizadas e utiliza-se os dados originais fornecidos nas planilhas SPARTA.

É apresentado então, na sequência, o resultado das Variáveis de Otimizadas:

- $k[\%]$ - Coeficiente das Perdas;
- $T^* \left[\frac{MR\$}{TW} \right]$ - Tarifa Otimizada;
- $E^* [TWh]$ - Energia Vendida Otimizada;
- $B^* [MR\$]$ - Base Otimizada de Remuneração do Capital;

A partir das variáveis otimizadas é feita a Modelagem do TAROT de forma otimizada, ou seja, a empresa está em Equilíbrio Econômico Financeiro (EEF).

Além das 49 empresas brasileiras de distribuição de energia elétrica é feita também a modelagem de uma Empresa Brasil. Ou seja, os dados de entrada foram levantados a partir da soma dos montantes financeiros de todas as empresas e da média das taxas, tarifas e alíquotas. Com estes dados de entrada foram feitos os cálculos dos parâmetros e das variáveis otimizadas e a modelagem do TAROT com dados originais e dados otimizados.

Tem-se também na tabela uma última coluna que representa o valor total, calculado a partir da soma da modelagem do TAROT das empresas tanto com dados originais, quanto com dados otimizados.

A partir de todas estas modelagens são apresentadas algumas estatísticas.

TAROT Distrib.	AES ELETROPAUL	CEB-DIS	CEEE-D	CELESC-DIS	CELG-D	CELPA	CELPE	CEMAR	CEMIG-D
Processo	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RTP 4º Ciclo	RTP 4º Ciclo	RA 2017
Ano	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017
Data	04/07/2017	22/10/2017	22/10/2017	22/08/2017	22/10/2017	07/08/2017	29/04/2017	28/08/2017	28/05/2017
Dados de Entrada									
ε =	13,52%	10,51%	13,36%	17,79%	15,27%	13,77%	14,48%	12,41%	15,01%
μ =	26,91%	25,03%	25,03%	25,06%	32,61%	26,17%	25,82%	21,89%	28,41%
t =	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
d =	3,75%	3,67%	3,67%	3,78%	3,77%	4,08%	3,96%	3,87%	3,84%
r _w =	8,09%	8,09%	8,09%	8,09%	7,50%	8,09%	8,09%	8,09%	7,50%
E =	42,72	6,44	6,44	23,31	13,22	8,76	13,60	6,07	43,27
E _p =	5,38	0,97	0,97	2,21	1,94	3,48	2,95	1,57	5,78
T _c =	157,97	174,49	174,49	190,26	169,97	170,19	170,40	161,96	172,24
RV =	13.362,42	2.268,72	2.268,72	7.070,29	4.772,11	4.363,01	4.547,64	2.813,40	13.166,23
IRTE _{MC} =	4,48%	3,46%	3,46%	6,70%	13,02%	7,18%	7,45%	17,65%	-12,67%
B =	6.085,26	812,83	812,83	2.909,39	1.877,17	3.828,77	3.484,42	3.279,51	7.252,92
ES =	3.284,58	528,03	528,03	1.629,66	1.085,59	555,38	694,76	351,15	2.679,71
CT =	1.614,87	259,21	259,21	836,44	539,79	339,64	278,55	201,20	1.213,05
CE =	6.121,06	1.179,07	1.179,07	3.403,25	2.207,70	1.912,15	2.401,33	1.195,92	5.412,57
CAOM =	1.601,45	278,90	278,90	811,21	852,13	838,67	818,59	633,55	2.433,99
CAIMI =	136,33	43,26	43,26	87,94	55,89	70,81	88,55	88,51	195,41
OR =	-	19,91	19,91	80,91	77,76	-	35,47	21,19	102,54
T =	447,14	485,99	485,99	431,86	605,61	723,27	484,53	698,57	371,14
\$Perdas =	849,27	170,10	170,10	421,28	330,32	592,21	501,92	253,75	995,73
\$Operacion	12.758,29	2.268,56	2.268,56	6.687,59	4.663,33	3.716,65	4.246,31	2.449,13	11.832,19
Variáveis Calculadas									
a	3.755,10	5.108,99	4.124,39	2.859,49	4.571,10	5.974,09	3.830,09	6.327,52	2.844,30
b	77,43	717,60	564,77	104,14	300,07	599,59	246,08	927,96	57,15
e	278,76	325,73	325,73	268,81	327,88	356,78	275,42	361,92	250,41
p	2.831,63	3.331,32	3.331,32	2.255,51	3.550,47	29.566,32	9.461,87	22.616,40	3.856,37
TAROT - dados originais									
U	89.762,65	18.022,23	14.850,68	38.362,42	34.206,02	29.325,45	29.329,61	21.309,89	69.573,95
RB	19.102,31	3.130,87	3.130,87	10.067,04	8.003,37	6.333,93	6.587,42	4.237,48	16.061,08
Trib _v	5.141,36	783,66	783,66	2.522,80	2.609,90	1.657,59	1.701,17	927,50	4.562,95
RL	13.960,94	2.347,21	2.347,21	7.544,24	5.393,47	4.676,34	4.886,25	3.309,97	11.498,13
G	12.758,29	2.268,56	2.268,56	6.687,59	4.663,33	3.716,65	4.246,31	2.449,13	11.832,19
EBITDA	1.202,66	78,65	78,65	856,65	730,14	959,69	639,94	860,84	- 334,06
D	228,20	29,83	29,83	109,97	70,71	156,21	137,98	126,92	278,51
EBIT	974,46	48,82	48,82	746,68	659,43	803,48	501,95	733,92	- 612,57
Trib _L	331,32	16,60	16,60	253,87	224,21	273,18	170,66	249,53	- 208,27
EBI	643,14	32,22	32,22	492,81	435,22	530,30	331,29	484,39	- 404,30
Y	492,40	65,77	65,77	235,42	140,74	309,81	281,95	265,36	543,80
EVA	150,75 -	33,55 -	33,55	257,39	294,48	220,49	49,34	219,03	- 948,09
ECA	70.660,34	14.891,36	11.719,81	28.295,37	26.202,65	22.991,52	22.742,19	17.072,41	53.512,86
EWA	70.811,09	14.857,82	11.686,26	28.552,76	26.497,13	23.212,01	22.791,54	17.291,44	52.564,77
Variáveis Otimizadas									
k	16,0%	15,9%	15,9%	16,0%	15,1%	16,3%	16,2%	16,1%	15,2%
T*	439,68	495,94	495,94	409,47	555,31	671,53	476,93	617,98	417,42
E*	42,82	6,43	6,42	23,53	13,38	8,84	13,63	6,15	42,47
B*	5.694,36	929,62	929,08	2.789,78	2.050,31	3.761,85	3.291,11	2.303,91	6.763,95
TAROT - dados otimizados									
U	89.805,33	18.015,42	14.842,03	38.452,86	34.303,32	29.385,63	29.344,46	21.367,06	69.254,66
RB	18.826,24	3.188,11	3.186,24	9.633,13	7.431,76	5.938,77	6.498,83	3.802,31	17.725,83
Trib _v	5.067,06	797,98	797,52	2.414,06	2.423,50	1.554,18	1.678,29	832,25	5.035,91
RL	13.759,18	2.390,12	2.388,73	7.219,07	5.008,27	4.384,59	4.820,54	2.970,05	12.689,92
G	12.847,51	2.242,03	2.240,73	6.771,59	4.698,12	3.769,90	4.286,72	2.598,43	11.661,80
EBITDA	911,67	148,09	148,00	447,48	310,15	614,69	533,82	371,62	1.028,12
D	213,54	34,12	34,10	105,45	77,24	153,48	130,33	89,16	259,74
EBIT	698,13	113,97	113,90	342,03	232,91	461,20	403,49	282,46	768,39
Trib _L	237,36	38,75	38,73	116,29	79,19	156,81	137,19	96,04	261,25
EBI	460,76	75,22	75,18	225,74	153,72	304,39	266,30	186,42	507,13
Y	460,76	75,22	75,18	225,74	153,72	304,39	266,30	186,42	507,13
EVA	-	0,00 -	0,00	- -	0,00	0,00	-	- -	0,00
ECA	70.979,09	14.827,32	11.655,79	28.819,73	26.871,55	23.446,86	22.845,63	17.564,75	51.528,83
EWA	70.979,09	14.827,32	11.655,79	28.819,73	26.871,55	23.446,86	22.845,63	17.564,75	51.528,83

TAROT Distrib.	CHESP	COCEL	COELBA	COPEL-DIS	COPERALIANÇA	COSERN	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	DEMEI
Processo	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RTP 4º Ciclo	RA 2017	RTP 4º Ciclo	RA 2017	RTP 4º Ciclo
Ano	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2018	2017	2017
Data	22/11/2017	29/06/2017	22/04/2017	24/06/2017	29/08/2017	22/04/2017	08/04/2018	23/10/2017	22/07/2017
Dados de Entrada									
ε =	16,18%	20,43%	15,04%	17,28%	22,17%	13,83%	15,97%	16,32%	12,49%
μ =	34,14%	35,39%	25,70%	30,84%	21,62%	26,27%	24,54%	25,65%	29,99%
t =	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	0,00%	34,00%	34,00%	34,00%	9,00%
d =	3,74%	4,01%	3,86%	3,86%	3,86%	3,93%	3,72%	3,65%	4,19%
r _w =	8,09%	8,09%	7,50%	8,09%	9,97%	7,50%	8,09%	8,09%	9,47%
E =	0,12	0,30	19,44	28,72	0,19	5,61	31,65	13,72	0,13
E _p =	0,02	0,02	3,22	3,09	0,02	0,82	3,31	1,21	0,01
T _c =	131,97	215,78	145,80	173,15	194,39	169,39	222,92	176,82	204,72
RV =	57,74	96,08	6.603,99	9.325,43	73,90	1.872,45	9.162,59	3.650,08	54,19
IRT _{EMC} =	9,80%	10,62%	2,79%	4,99%	-24,93%	3,89%	16,89%	17,31%	19,26%
B =	32,59	34,00	5.387,97	4.904,19	42,68	1.235,01	5.152,28	1.777,90	23,23
ES =	9,34	17,20	1.012,16	2.088,09	11,32	283,93	2.445,56	982,94	7,95
CT =	7,63	14,09	496,51	974,17	10,09	131,22	1.010,60	539,61	8,83
CE =	17,51	48,68	2.949,06	4.275,42	30,03	944,78	4.328,58	1.613,80	29,24
CAOM =	13,48	15,20	1.319,18	1.190,83	12,36	334,33	1.075,99	384,31	11,68
CAIMI =	2,27	2,18	120,10	186,06	1,87	30,65	168,71	36,08	0,99
OR =	0,27	2,61	-	80,41	1,45	-	88,09	-	0,59
T =	828,19	546,83	469,96	492,87	366,79	469,91	448,52	419,74	700,64
\$Perdas =	2,17	3,44	469,51	534,52	3,18	138,23	737,67	213,86	2,27
\$Operacion	49,96	94,74	5.897,00	8.634,15	64,21	1.724,91	8.941,35	3.556,74	58,10
Variáveis Calculadas									
a	5.945,61	3.222,96	3.594,18	3.345,69	2.021,56	3.867,25	3.256,75	2.991,82	6.308,31
b	44.024,20	8.896,83	160,70	99,32	8.575,32	605,09	88,74	187,46	42.555,11
e	411,16	303,53	279,17	282,00	316,28	282,60	259,24	243,64	423,74
p	5.227,89	1.291,11	6.692,99	3.177,47	3.644,39	5.415,27	3.795,27	2.019,76	3.031,17
TAROT - dados originais									
U	393,70	566,97	39.506,10	55.126,54	230,44	12.175,76	58.627,30	23.403,96	461,80
RB	96,27	164,48	9.136,57	14.156,41	70,78	2.638,37	14.193,66	5.758,95	92,33
Trib _v	32,87	58,20	2.348,01	4.365,84	15,30	693,10	3.483,12	1.477,17	27,69
RL	63,40	106,28	6.788,56	9.790,58	55,48	1.945,26	10.710,53	4.281,78	64,63
G	49,96	94,74	5.897,00	8.634,15	64,21	1.724,91	8.941,35	3.556,74	58,10
EBITDA	13,44	11,54	891,56	1.156,42	-	8,73	1.769,18	725,04	6,53
D	1,22	1,36	207,98	189,30	1,65	48,54	191,66	64,89	0,97
EBIT	12,22	10,18	683,58	967,12	-	10,38	1.577,52	660,15	5,56
Trib _L	4,16	3,46	232,42	328,82	-	58,42	536,36	224,45	0,50
EBI	8,07	6,72	451,17	638,30	-	10,38	1.041,16	435,70	5,06
Y	2,64	2,75	403,97	396,83	4,25	92,60	416,90	143,86	2,20
EVA	5,43	3,97	47,20	241,47	-	14,64	624,26	291,84	2,86
ECA	297,43	402,48	30.369,53	40.970,13	159,66	9.537,40	44.433,64	17.645,00	369,47
EWA	302,86	406,45	30.416,73	41.211,60	145,02	9.558,20	45.057,91	17.936,84	372,33
Variáveis Otimizadas									
k	16,0%	16,3%	15,2%	16,1%	13,8%	15,3%	16,0%	15,9%	14,6%
T*	712,12	514,62	461,64	473,19	460,80	461,34	408,82	375,92	665,39
E*	0,12	0,30	19,49	28,92	0,18	5,63	32,09	13,95	0,13
B*	21,49	27,12	4.087,73	4.060,38	29,55	1.059,31	4.945,84	1.572,24	19,11
TAROT - dados otimizados									
U	395,73	568,89	39.530,19	55.222,23	225,90	12.182,36	58.819,11	23.496,94	462,37
RB	84,65	156,66	8.998,85	13.685,03	83,87	2.596,80	13.120,02	5.245,62	88,23
Trib _v	28,90	55,43	2.312,61	4.220,46	18,13	682,18	3.219,65	1.345,50	26,46
RL	55,75	101,22	6.686,24	9.464,57	65,74	1.914,62	9.900,37	3.900,12	61,77
G	52,32	96,81	6.064,08	8.810,03	61,65	1.752,65	9.110,02	3.649,98	58,98
EBITDA	3,44	4,41	622,15	654,53	4,09	161,97	790,35	250,14	2,79
D	0,80	1,09	157,79	156,73	1,14	41,63	183,99	57,39	0,80
EBIT	2,63	3,32	464,37	497,80	2,95	120,34	606,36	192,76	1,99
Trib _L	0,90	1,13	157,88	169,25	-	40,91	206,16	65,54	0,18
EBI	1,74	2,19	306,48	328,55	2,95	79,42	400,20	127,22	1,81
Y	1,74	2,19	306,48	328,55	2,95	79,42	400,20	127,22	1,81
EVA	-	0,00	-	0,00	-	0,00	0,00	-	-
ECA	311,07	412,23	30.531,34	41.537,20	142,03	9.585,56	45.699,09	18.251,32	374,13
EWA	311,07	412,23	30.531,34	41.537,20	142,03	9.585,56	45.699,09	18.251,32	374,13

TAROT Distrib.	DMED	EDP ES	EDP SP	EFLJC	EFLUL	ELEKTRO	ELETRORAS AL	ELETRORAS AM	ELETRORAS PI
Processo	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RA 2017
Ano	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017
Data	22/11/2017	07/08/2017	23/10/2017	29/08/2017	29/08/2017	27/08/2017	28/09/2017	01/11/2017	28/09/2017
Dados de Entrada									
$\epsilon =$	16,12%	15,39%	16,97%	16,92%	23,87%	17,22%	15,61%	16,76%	12,52%
$\mu =$	34,17%	27,41%	22,55%	29,60%	29,60%	21,29%	25,37%	15,90%	27,67%
$t =$	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
$d =$	3,84%	3,91%	4,05%	4,24%	4,00%	3,88%	3,97%	3,68%	3,99%
$r_w =$	8,09%	8,09%	8,09%	8,09%	8,09%	8,09%	7,50%	7,50%	7,50%
$E =$	0,45	9,75	14,66	0,02	0,10	16,36	3,60	5,92	3,52
$E_p =$	0,02	1,42	1,44	0,00	0,00395900	1,64	1,18	3,75	1,35
$T_c =$	122,28	176,77	174,50	245,08	244,75	172,57	158,47	196,40	170,02
$RV =$	129,95	2.999,16	3.715,20	7,55	25,13	5.340,72	1.389,36	2.515,29	1.447,91
$IRT_{EMC} =$	12,68%	9,35%	24,37%	16,66%	10,59%	10,39%	29,98%	22,04%	43,13%
$B =$	115,13	1.838,57	1.610,63	1,75	8,20	2.830,86	664,17	431,96	474,66
$ES =$	34,25	635,06	969,69	1,01	5,13	1.217,72	222,10	343,44	186,42
$CT =$	15,63	345,65	611,42	1,36	6,39	831,69	117,96	267,02	139,33
$CE =$	37,54	1.375,71	1.652,80	3,50	10,18	2.188,46	728,71	1.692,30	796,47
$CAOM =$	21,71	383,98	429,99	2,16	4,86	741,77	354,55	617,32	467,90
$CAIMI =$	3,87	58,43	40,30	0,16	0,48	63,73	26,85	22,25	27,96
$OR =$	3,51	-	-	-	0,14	-	12,22	27,47	16,44
$T =$	492,67	463,14	406,98	736,75	412,42	457,95	671,99	616,12	814,96
$\$Perdas =$	2,95	250,25	250,90	0,22	0,97	283,21	187,33	736,97	229,12
$\$Operacion$	109,49	2.798,85	3.704,19	8,18	26,89	5.043,36	1.437,95	2.914,86	1.601,65
Variáveis Calculadas									
a	3.549,16	3.472,89	2.805,84	5.090,34	2.140,05	3.117,40	4.977,88	4.291,24	7.322,38
b	6.770,04	308,54	163,65	256.214,08	18.050,08	162,59	1.195,73	620,37	1.850,90
e	235,98	261,26	235,58	468,57	270,87	291,02	347,29	367,63	390,39
p	1.663,70	4.835,17	1.880,60	1.347,53	866,88	2.996,73	9.594,43	9.070,84	8.798,30
TAROT - dados originais									
U	912,39	19.197,89	23.547,97	49,51	122,15	29.240,09	10.172,73	14.535,87	14.304,67
RB	222,43	4.517,88	5.965,78	12,52	39,47	7.490,42	2.419,86	3.649,94	2.865,23
$Trib_v$	76,00	1.238,43	1.345,34	3,71	11,68	1.594,81	613,92	580,34	792,79
RL	146,42	3.279,45	4.620,45	8,81	27,79	5.895,60	1.805,94	3.069,60	2.072,44
G	109,49	2.798,85	3.704,19	8,18	26,89	5.043,36	1.437,95	2.914,86	1.601,65
$EBITDA$	36,94	480,60	916,26	0,63	0,90	852,25	368,00	154,74	470,79
D	4,42	71,89	65,23	0,07	0,33	109,84	26,37	15,90	18,94
$EBIT$	32,52	408,71	851,03	0,55	0,57	742,41	341,63	138,83	451,85
$Trib_L$	11,06	138,96	289,35	0,19	0,19	252,42	116,15	47,20	153,63
EBI	21,46	269,75	561,68	0,37	0,38	489,99	225,47	91,63	298,22
Y	9,32	148,77	130,33	0,14	0,66	229,06	49,80	32,39	35,59
EVA	12,15	120,98	431,35	0,22	0,29	260,93	175,68	59,24	262,63
ECA	689,96	14.680,02	17.582,18	36,99	82,68	21.749,67	7.752,87	10.885,93	11.439,44
EWA	702,11	14.801,00	18.013,53	37,21	82,39	22.010,60	7.928,55	10.945,18	11.702,07
Variáveis Otimizadas									
k	16,1%	16,2%	16,3%	16,5%	16,3%	16,1%	15,3%	15,0%	15,4%
T^*	408,20	436,96	349,40	707,94	418,46	425,63	568,13	524,98	641,34
E^*	0,46	9,84	15,01	0,02	0,10	16,56	3,69	6,07	3,61
B^*	47,16	1.701,52	1.611,83	1,55	6,97	2.255,84	922,61	1.490,85	864,18
TAROT - dados otimizados									
U	918,01	19.236,07	23.681,03	49,59	122,01	29.327,90	10.226,59	14.619,69	14.372,97
RB	189,38	4.299,63	5.244,68	12,11	39,91	7.046,46	2.095,21	3.187,16	2.314,99
$Trib_v$	64,71	1.178,60	1.182,72	3,58	11,81	1.500,29	531,56	506,76	640,54
RL	124,67	3.121,03	4.061,96	8,52	28,10	5.546,17	1.563,66	2.680,41	1.674,45
G	117,08	2.845,89	3.799,07	8,27	26,97	5.182,08	1.422,22	2.456,15	1.541,80
$EBITDA$	7,59	275,14	262,89	0,26	1,13	364,09	141,44	224,25	132,65
D	1,81	66,53	65,28	0,07	0,28	87,53	36,63	54,89	34,48
$EBIT$	5,78	208,61	197,61	0,19	0,85	276,57	104,81	169,36	98,17
$Trib_L$	1,97	70,93	67,19	0,06	0,29	94,03	35,63	57,58	33,38
EBI	3,82	137,68	130,42	0,13	0,56	182,53	69,17	111,78	64,79
Y	3,82	137,68	130,42	0,13	0,56	182,53	69,17	111,78	64,79
EVA	-	-	-	0,00	-	-	0,00	0,00	-
ECA	728,63	14.936,44	18.436,35	37,48	82,10	22.281,44	8.131,37	11.432,53	12.057,98
EWA	728,63	14.936,44	18.436,35	37,48	82,10	22.281,44	8.131,37	11.432,53	12.057,98

TAROT Distrib.	ELETRONBRAS RR	ELETRONCAR	ELFSM	ELFSM	ENEL CE	ENEL RJ	ENERGISA BO	ENERGISA MG	ENERGISA MS
Processo	RA 2018	RTP 4º Ciclo	RTP 4º Ciclo	RA 2017	RA 2017	RTP 4º Ciclo	RA 2018	RA 2017	RTP 4º Ciclo
Ano	2017	2017	2016	2017	2017	2018	2018	2017	2018
Data	01/11/2018	22/07/2017	22/08/2016	22/08/2017	22/04/2017	15/03/2018	04/02/2018	22/06/2017	08/04/2017
Dados de Entrada									
$\epsilon =$	11,19%	16,63%	19,45%	19,45%	13,86%	12,00%	14,88%	15,39%	13,37%
$\mu =$	16,97%	31,21%	25,77%	25,39%	27,13%	31,22%	30,83%	28,78%	23,09%
$t =$	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
$d =$	3,74%	3,71%	3,69%	3,69%	3,84%	4,26%	3,84%	3,75%	3,78%
$r_w =$	7,50%	8,09%	8,09%	8,09%	8,09%	8,09%	8,09%	8,09%	8,09%
$E =$	0,89	0,18	0,56	0,51	11,58	11,39	0,65	1,47	5,22
$E_p =$	0,26	0,01	0,09	0,08	1,69	2,74	0,06	0,17	0,83
$T_c =$	211,64	207,80	175,74	188,82	178,43	179,38	175,09	184,85	181,77
$RV =$	300,41	71,94	265,74	230,38	4.232,55	4.688,85	232,52	628,67	2.193,00
$IRT_{EMC} =$	53,66%	14,92%	-9,51%	15,95%	0,43%	21,04%	18,20%	-0,23%	9,87%
$B =$	386,27	52,64	142,07	130,92	3.228,89	6.001,08	113,93	295,18	1.842,89
$ES =$	10,12	10,59	48,98	40,95	617,55	999,06	43,65	107,70	428,28
$CT =$	-	5,13	15,31	27,17	252,78	549,89	26,86	53,81	226,39
$CE =$	243,64	38,27	113,83	108,36	2.096,99	2.103,66	105,39	252,95	935,76
$CAOM =$	83,68	16,23	45,21	41,43	762,19	636,97	47,20	130,35	420,57
$CAIMI =$	9,79	2,24	7,21	6,59	64,67	124,11	5,74	19,15	63,40
$OR =$	2,64	1,16	1,31	1,64	-	67,04	-	6,19	11,65
$T =$	621,91	674,88	580,46	706,55	503,83	724,60	609,27	600,61	599,78
$\$Perdas =$	54,44	3,04	15,75	15,01	301,43	490,81	11,11	31,77	151,52
$\$Operacion$	344,59	71,29	229,22	222,85	3.794,18	4.346,65	228,84	557,77	2.062,75
Variáveis Calculadas									
a	6.179,22	4.733,92	3.565,27	4.339,72	4.139,21	6.763,50	4.703,63	4.504,00	5.084,51
b	6.216,50	22.794,88	5.348,45	7.170,62	314,00	530,29	6.278,13	2.661,85	858,59
e	324,57	383,31	382,51	410,20	301,68	338,59	333,86	358,70	365,90
p	26.312,92	5.044,21	7.185,29	7.657,03	7.261,22	22.711,62	2.976,50	4.360,32	10.234,35
TAROT - dados originais									
U	3.039,98	481,57	1.156,80	1.278,41	26.877,38	42.637,01	1.732,44	3.742,76	14.845,58
RB	555,97	120,18	323,94	357,99	5.833,14	8.251,70	397,34	880,75	3.132,88
$Trib_v$	94,35	37,50	83,48	90,88	1.582,54	2.576,18	122,50	253,49	723,38
RL	461,62	82,67	240,45	267,11	4.250,60	5.675,52	274,84	627,25	2.409,50
G	344,59	71,29	229,22	222,85	3.794,18	4.346,65	228,84	557,77	2.062,75
$EBITDA$	117,03	11,38	11,24	44,26	456,41	1.328,87	46,00	69,49	346,75
D	14,45	1,95	5,24	4,83	123,99	255,65	4,38	11,07	69,66
$EBIT$	102,58	9,43	5,99	39,43	332,42	1.073,22	41,62	58,42	277,09
$Trib_L$	34,88	3,20	2,04	13,40	113,02	364,90	14,15	19,86	94,21
EBI	67,70	6,22	3,96	26,02	219,40	708,33	27,47	38,56	182,88
Y	28,96	4,26	11,50	10,59	261,27	485,58	9,22	23,88	149,12
EVA	38,74	1,96	7,54	15,43	41,87	222,74	18,25	14,67	33,76
ECA	2.484,01	361,39	832,86	920,42	21.044,24	34.385,32	1.335,09	2.862,01	11.712,70
EWA	2.522,76	363,35	825,33	935,84	21.002,37	34.608,06	1.353,35	2.876,68	11.746,46
Variáveis Otimizadas									
k	15,1%	16,0%	16,0%	16,0%	16,1%	16,5%	16,1%	16,0%	16,0%
T^*	542,74	639,70	606,53	643,44	507,85	670,39	545,97	577,86	581,11
E^*	0,91	0,18	0,55	0,52	11,56	11,49	0,66	1,47	5,25
B^*	378,49	31,92	117,41	112,94	2.455,99	4.260,35	90,04	243,41	1.324,90
TAROT - dados otimizados									
U	3.047,40	482,58	1.153,91	1.284,35	26.870,91	42.708,31	1.738,26	3.747,80	14.858,42
RB	492,10	114,90	335,53	331,68	5.873,12	7.702,93	361,56	852,32	3.047,99
$Trib_v$	83,51	35,86	86,47	84,20	1.593,39	2.404,85	111,47	245,31	703,78
RL	408,59	79,04	249,06	247,48	4.279,73	5.298,07	250,09	607,01	2.344,21
G	351,44	73,94	230,33	229,46	3.884,31	4.594,26	235,60	568,04	2.131,70
$EBITDA$	57,15	5,10	18,73	18,01	395,41	703,81	14,50	38,97	212,51
D	14,16	1,18	4,33	4,17	94,31	181,49	3,46	9,13	50,08
$EBIT$	43,00	3,91	14,39	13,85	301,10	522,32	11,04	29,84	162,43
$Trib_L$	14,62	1,33	4,89	4,71	102,38	177,59	3,75	10,15	55,23
EBI	28,38	2,58	9,50	9,14	198,73	344,73	7,29	19,70	107,21
Y	28,38	2,58	9,50	9,14	198,73	344,73	7,29	19,70	107,21
EVA	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	-	0,00	0,00
ECA	2.555,30	367,68	818,38	952,67	20.997,80	35.005,38	1.376,70	2.895,47	11.810,43
EWA	2.555,30	367,68	818,38	952,67	20.997,80	35.005,38	1.376,70	2.895,47	11.810,43

TAROT Distrib.	ENERGISA MT	ENERGISA NF	ENERGISA PB	ENERGISA SE	ENERGISA TO	FORCEL	HIDROPAN	IENERGIA	LIGHT
Processo	RTP 4º Ciclo	RA 2017	RTP 4º Ciclo	RA 2017	RA 2017	RA 2017	RTP 4º Ciclo	RA 2017	RA 2018
Ano	2018	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2018
Data	08/04/2017	22/06/2017	28/08/2017	22/04/2017	04/07/2017	26/08/2017	22/07/2017	29/08/2017	15/03/2018
Dados de Entrada									
ε =	14,48%	15,39%	14,50%	14,35%	14,10%	25,87%	20,42%	18,14%	11,22%
μ =	27,55%	28,44%	29,86%	24,08%	26,66%	35,10%	32,36%	26,40%	32,59%
t =	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
d =	3,70%	3,81%	3,89%	3,79%	3,73%	4,09%	3,76%	4,06%	3,84%
r _w =	8,09%	8,09%	8,09%	7,50%	8,09%	8,09%	8,09%	8,09%	8,09%
E =	8,53	0,35	4,35	3,48	2,17	0,06	0,11	0,26	27,39
E _p =	1,47	0,02	0,74	0,47	0,39	0,00	0,00	0,03	7,88
T _c =	201,25	209,63	157,07	155,44	181,04	119,86	207,21	170,84	187,77
RV =	3.700,07	162,71	1.570,11	1.043,99	1.070,80	19,48	40,07	87,57	10.534,74
IRTE _{MC} =	11,53%	-5,98%	14,55%	9,81%	6,02%	-16,15%	12,89%	6,04%	9,07%
B =	3.404,05	89,07	1.312,90	696,12	572,47	4,31	25,08	12,54	8.033,11
ES =	660,82	19,47	219,89	160,65	126,75	3,29	5,67	18,32	2.298,14
CT =	256,87	23,01	132,69	64,13	54,65	3,30	4,64	18,14	1.039,43
CE =	1.720,77	70,63	697,61	509,03	446,86	5,07	21,09	35,35	5.130,32
CAOM =	662,92	24,92	352,87	235,22	289,85	4,04	7,27	16,37	1.148,33
CAIMI =	95,98	3,94	39,15	19,58	38,88	0,53	1,21	1,86	185,56
OR =	17,30	2,71	7,04	-	-	0,30	0,31	0,99	136,29
T =	667,88	607,65	589,19	434,50	711,89	399,49	634,61	477,42	622,28
\$Perdas =	296,11	4,57	116,95	72,52	70,97	0,42	0,99	4,93	1.479,67
\$Operacion	3.380,06	139,25	1.435,18	988,62	957,00	15,92	39,57	89,05	9.665,49
Variáveis Calculadas									
a	5.279,23	4.556,61	4.651,93	3.461,77	5.760,05	1.943,49	3.742,49	3.109,02	6.166,19
b	540,69	11.225,54	933,51	871,10	2.321,58	24.503,10	29.493,52	9.958,10	202,39
e	361,60	382,84	302,89	263,61	407,47	245,99	366,14	318,29	298,84
p	13.857,63	3.291,94	8.106,07	4.180,20	8.592,87	456,94	2.226,27	885,81	15.841,55
TAROT - dados originais									
U	25.360,39	908,35	11.405,03	6.770,26	7.036,48	73,82	230,62	473,89	92.975,31
RB	5.696,14	213,76	2.564,24	1.510,00	1.547,97	25,17	66,87	126,17	17.045,52
Trib _v	1.569,29	60,79	765,60	363,59	412,72	8,84	21,64	33,30	5.555,13
RL	4.126,85	152,97	1.798,64	1.146,41	1.135,25	16,34	45,23	92,86	11.490,38
G	3.380,06	139,25	1.435,18	988,62	957,00	15,92	39,57	89,05	9.665,49
EBITDA	746,80	13,72	363,46	157,79	178,24	0,42	5,67	3,81	1.824,89
D	125,95	3,39	51,07	26,38	21,35	0,18	0,94	0,51	308,30
EBIT	620,85	10,33	312,39	131,41	156,89	0,24	4,72	3,30	1.516,59
Trib _L	211,09	3,51	106,21	44,68	53,34	0,08	1,61	1,12	515,64
EBI	409,76	6,81	206,18	86,73	103,55	0,16	3,12	2,18	1.000,95
Y	275,44	7,21	106,23	52,19	46,32	0,35	2,03	1,01	650,01
EVA	134,32	-	0,39	99,94	34,54	57,23	-	0,19	350,94
ECA	19.664,25	694,59	8.840,79	5.260,26	5.488,51	48,65	163,75	347,72	75.929,79
EWA	19.798,57	694,20	8.940,73	5.294,80	5.545,74	48,46	164,83	348,89	76.280,73
Variáveis Otimizadas									
k	16,0%	16,1%	16,2%	15,2%	16,0%	16,3%	16,0%	16,3%	16,1%
T*	628,92	599,26	534,99	413,50	656,70	405,66	597,13	465,12	593,14
E*	8,60	0,35	4,41	3,50	2,20	0,06	0,11	0,27	27,54
B*	2.534,32	50,46	988,05	581,27	509,59	3,32	12,57	19,56	8.638,07
TAROT - dados otimizados									
U	25.407,11	908,80	11.437,67	6.780,48	7.052,75	73,72	231,40	474,47	93.062,79
RB	5.409,19	211,26	2.359,41	1.446,99	1.443,57	25,46	63,68	123,49	16.332,79
Trib _v	1.490,23	60,08	704,45	348,41	384,88	8,94	20,61	32,60	5.322,86
RL	3.918,96	151,18	1.654,96	1.098,57	1.058,69	16,52	43,08	90,89	11.009,93
G	3.514,48	143,07	1.495,39	1.010,51	977,20	15,98	41,06	87,70	9.619,39
EBITDA	404,48	8,11	159,57	88,06	81,48	0,54	2,01	3,19	1.390,55
D	93,77	1,92	38,43	22,03	19,01	0,14	0,47	0,79	331,52
EBIT	310,71	6,19	121,13	66,03	62,48	0,41	1,54	2,40	1.059,03
Trib _L	105,64	2,10	41,19	22,45	21,24	0,14	0,52	0,82	360,07
EBI	205,07	4,08	79,95	43,58	41,23	0,27	1,02	1,58	698,96
Y	205,07	4,08	79,95	43,58	41,23	0,27	1,02	1,58	698,96
EVA	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-
ECA	19.997,92	697,54	9.078,26	5.333,49	5.609,18	48,26	167,72	350,98	76.730,00
EWA	19.997,92	697,54	9.078,26	5.333,49	5.609,18	48,26	167,72	350,98	76.730,00

TAROT Distrib.	MUXENERGI A	RGE	RGE SUL	SULGIPE	UHENPAL	Empresa BRASIL	TOTAL (soma)
Processo	RTP 4º Ciclo	RA 2017	RA 2017	RTP 4º Ciclo	RTP 4º Ciclo		
Ano	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017
Data	22/07/2017	19/06/2017	19/04/2017	22/05/2017	22/05/2017		
Dados de Entrada							
$\epsilon =$	25,98%	18,39%	16,83%	23,08%	20,15%	16,33%	-
$\mu =$	30,84%	29,00%	30,48%	22,74%	26,29%	27,35%	-
$t =$	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	32,82%	-
$d =$	4,36%	3,55%	3,71%	3,73%	3,83%	3,86%	-
$r_w =$	8,09%	7,50%	7,50%	8,09%	8,09%	8,05%	-
$E =$	0,07	10,19	8,81	0,38	0,06	416,74	-
$E_p =$	0,00	1,19	1,03	0,06	0,01	67,00	-
$T_c =$	162,81	166,22	181,97	191,71	155,26	179,39	-
$RV =$	23,86	3.236,14	3.158,27	148,85	33,58	140.773,58	-
$IRT_{EMC} =$	5,43%	5,01%	-6,43%	6,80%	-19,24%	9,06%	-
$B =$	6,65	2.015,91	1.814,29	63,88	13,24	87.004,01	-
$ES =$	3,73	630,25	675,22	14,02	3,65	28.956,90	-
$CT =$	3,81	347,85	384,96	12,83	4,87	14.579,65	-
$CE =$	10,51	1.521,27	1.492,37	78,19	11,36	65.484,16	-
$CAOM =$	3,94	430,91	357,30	42,03	5,90	21.694,70	-
$CAIMI =$	0,43	41,95	38,11	6,64	1,29	2.380,92	-
$OR =$	0,27	-	-	0,49	0,31	848,51	-
$T =$	546,80	469,77	482,64	543,55	567,67	507,09	-
$\$Perdas =$	0,81	197,25	186,92	10,85	1,30	12.018,38	-
$\$Operacion$	22,16	2.972,23	2.947,97	153,22	26,76	132.247,82	-
Variáveis Calculadas							
a	2.651,66	3.024,33	3.351,11	2.898,98	3.384,59	3.612,94	-
b	31.636,96	250,74	325,68	6.221,77	43.460,60	7,45	-
e	320,84	272,38	313,49	376,06	392,91	288,50	-
p	1.222,08	3.830,88	4.371,73	4.836,27	4.092,57	6.020,69	-
TAROT - dados originais							
U	106,40	17.798,99	16.882,96	651,63	128,08	858.498,21	923.912,87
RB	36,38	4.786,06	4.250,89	205,78	36,79	211.325,62	208.111,33
$Trib_v$	11,22	1.387,90	1.295,54	46,80	9,67	57.793,25	56.555,27
RL	25,16	3.398,16	2.955,34	158,98	27,12	153.532,37	151.556,06
G	22,16	2.972,23	2.947,97	153,22	26,76	132.247,82	132.247,82
$EBITDA$	3,00	425,93	7,37	5,76	0,36	21.284,55	19.308,24
D	0,29	71,56	67,31	2,38	0,51	3.356,75	3.360,09
$EBIT$	2,71	354,36	59,94	3,38	0,15	17.927,80	15.948,15
$Trib_l$	0,92	120,48	20,38	1,15	0,05	5.883,90	5.424,51
EBI	1,79	233,88	39,56	2,23	0,10	12.043,90	10.523,64
Y	0,54	151,14	136,03	5,17	1,07	7.001,76	6.922,19
EVA	1,25	82,73	175,59	2,94	1,17	5.042,14	3.601,45
ECA	70,02	13.012,93	12.632,07	445,86	91,29	647.172,59	715.801,53
EWA	71,27	13.095,66	12.456,49	442,92	90,12	652.214,73	719.402,98
Variáveis Otimizadas							
k	16,6%	14,9%	15,1%	16,0%	16,1%	15,8%	-
T^*	505,16	450,95	524,75	558,75	602,64	482,10	-
E^*	0,07	10,26	8,68	0,38	0,06	420,10	-
B^*	5,82	1.645,09	1.478,09	65,41	10,21	81.908,95	-
TAROT - dados otimizados							
U	107,09	17.833,55	16.817,83	650,29	127,61	860.156,51	925.085,84
RB	34,27	4.628,10	4.553,91	210,17	38,58	202.528,59	200.713,48
$Trib_v$	10,57	1.342,10	1.387,90	47,79	10,14	55.387,44	54.651,07
RL	23,70	3.286,00	3.166,01	162,37	28,44	147.141,15	146.062,41
G	22,74	3.040,72	2.943,26	151,91	26,79	134.168,94	133.562,17
$EBITDA$	0,97	245,28	222,75	10,46	1,64	12.972,21	12.500,23
D	0,25	58,40	54,84	2,44	0,39	3.160,17	3.032,71
$EBIT$	0,71	186,88	167,91	8,02	1,25	9.812,04	9.467,52
$Trib_l$	0,24	63,54	57,09	2,73	0,43	3.220,31	3.217,46
EBI	0,47	123,34	110,82	5,29	0,83	6.591,73	6.250,06
Y	0,47	123,34	110,82	5,29	0,83	6.591,73	6.250,06
EVA	-	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00
ECA	72,82	13.205,46	12.263,92	440,12	89,04	657.627,92	724.372,36
EWA	72,82	13.205,46	12.263,92	440,12	89,04	657.627,92	724.372,36

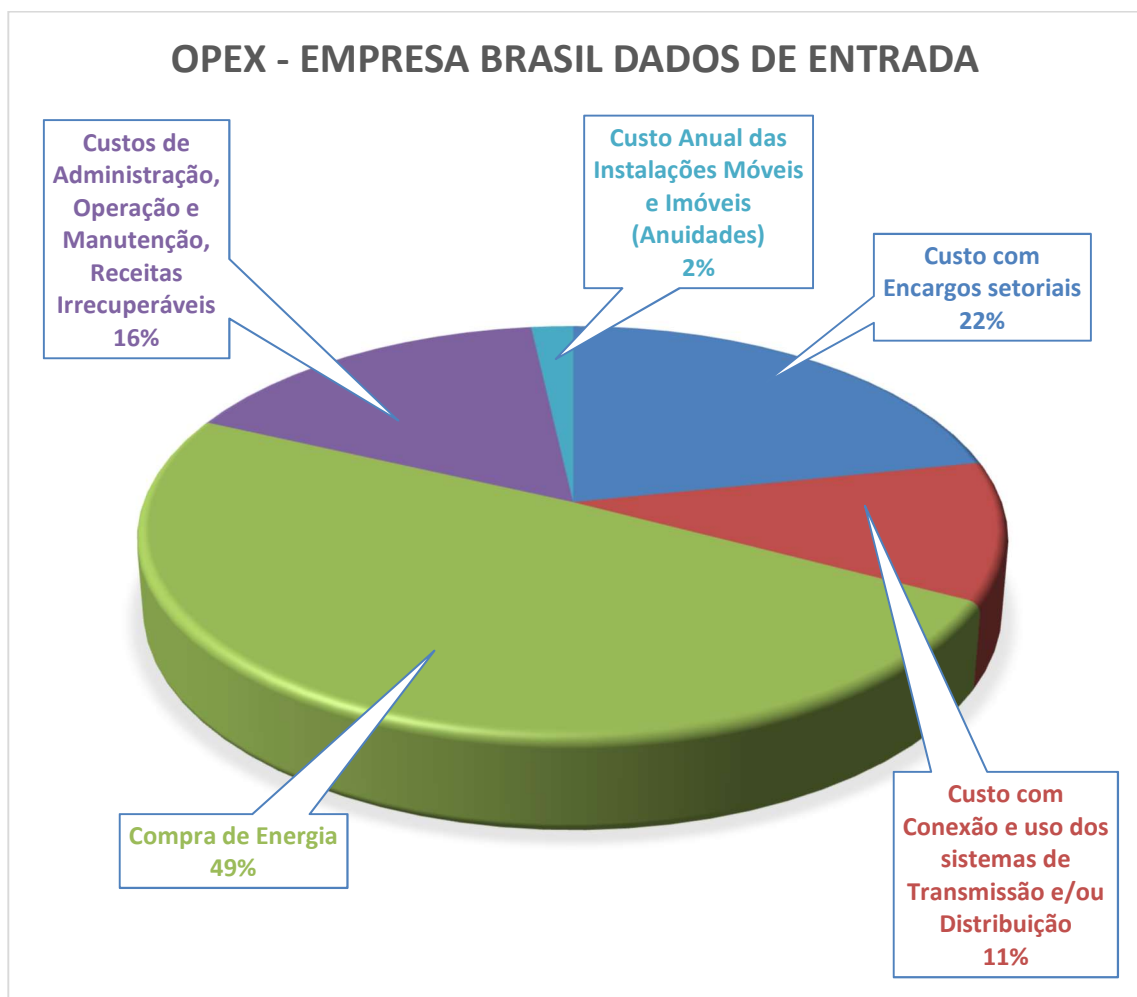
Estatísticas a partir da modelagem das empresas:

Figura Apêndice. 1: Distribuição dos Gastos Operacionais (OPEX) entre as categorias.

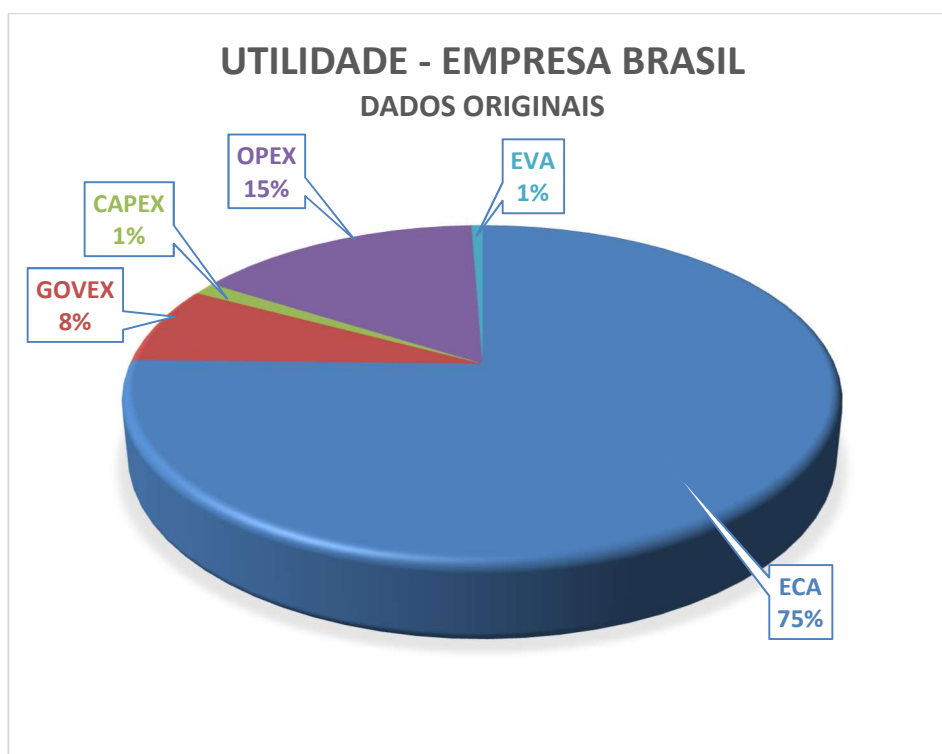


Figura Apêndice. 2: Distribuição da Utilidade calculada para a Empresa Brasil a partir dos dados originais.

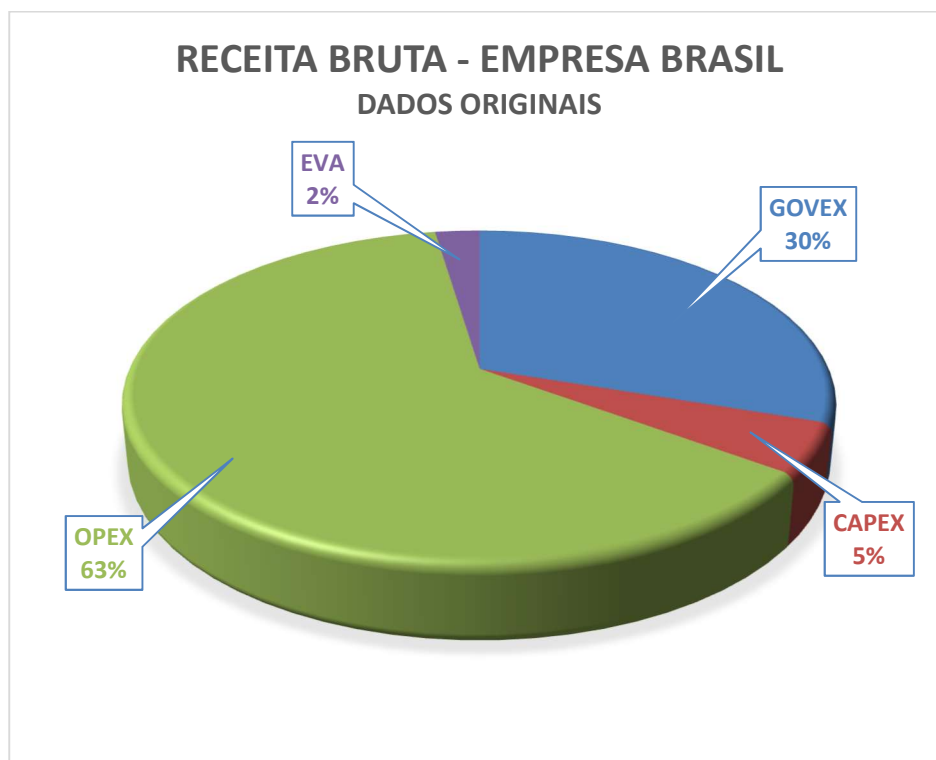


Figura Apêndice. 3: Distribuição da Receita Bruta calculada para a Empresa Brasil a partir dos dados originais.

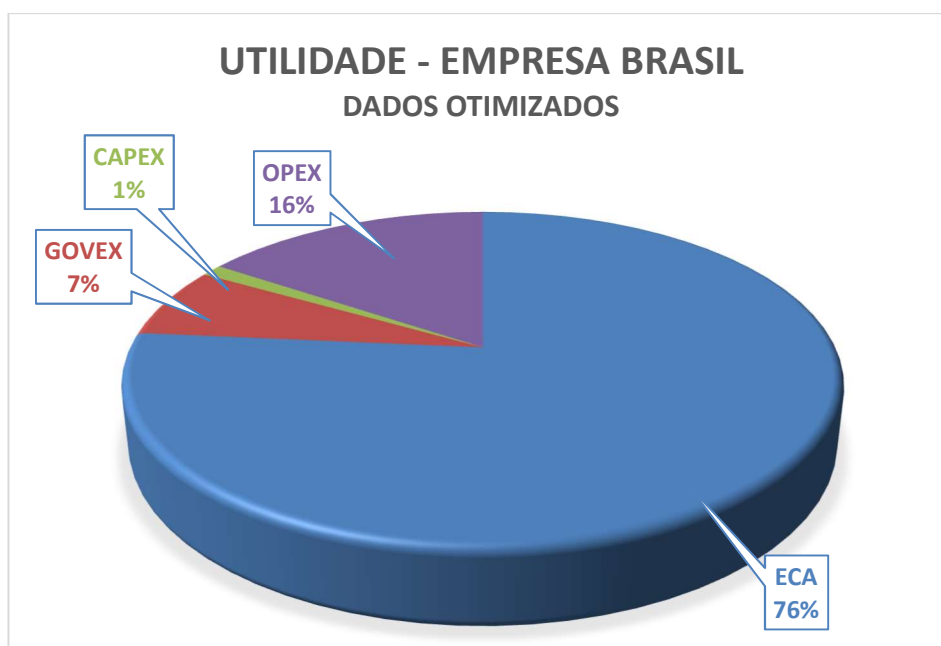


Figura Apêndice. 4: Distribuição da Utilidade calculada para a Empresa Brasil a partir dos dados otimizados.

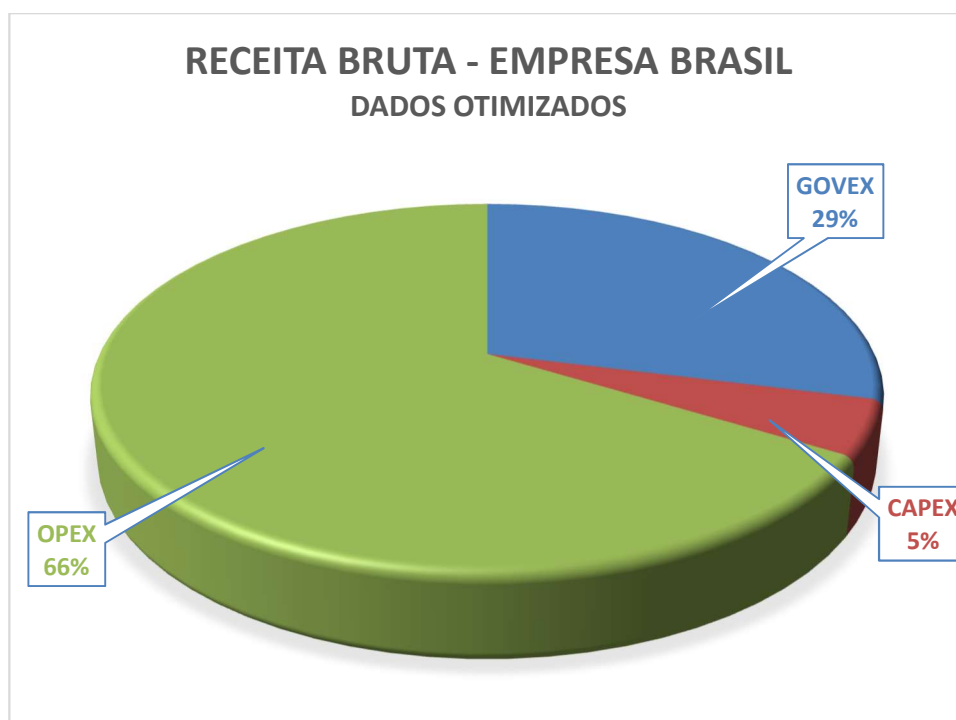


Figura Apêndice. 5: Distribuição da Utilidade calculada para a Empresa Brasil a partir dos dados otimizados.

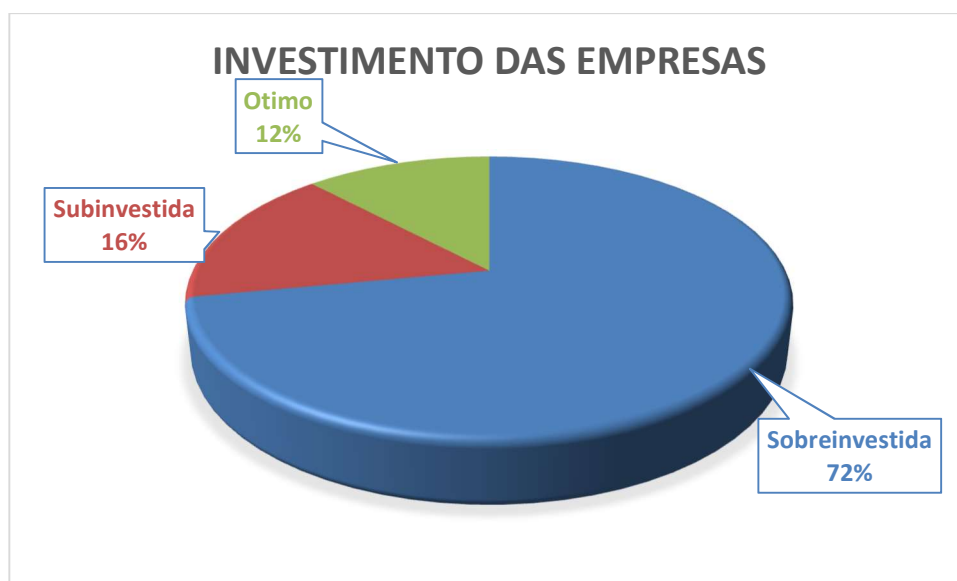


Figura Apêndice. 6: Situação das Empresas referente à Base de Remuneração do Capital (B). Observação: para o cálculo Investimento ótimo foi considerado uma margem de 5% de tolerância.

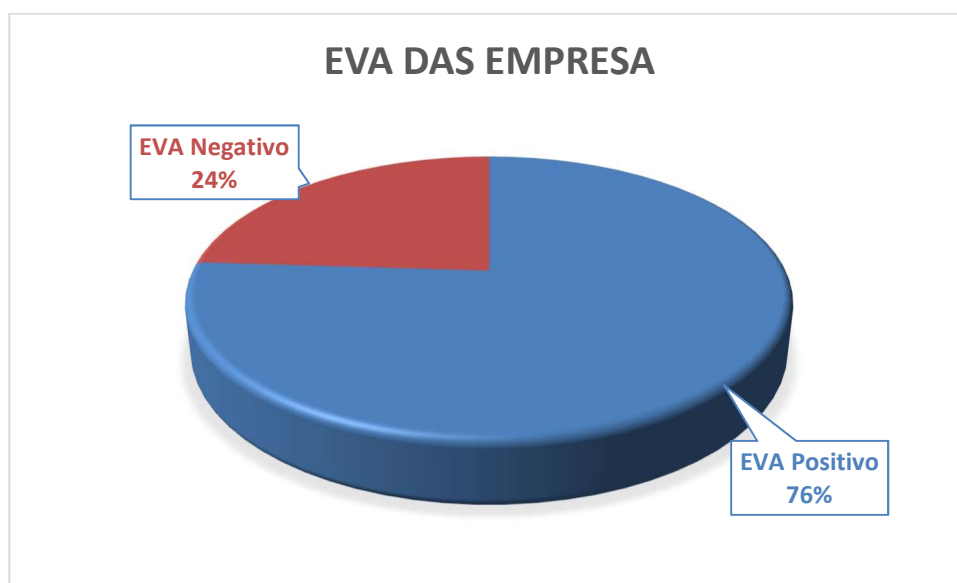


Figura Apêndice. 7: Situação das Empresas referente ao EVA.