



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS GUSTAVO ARANGO

**MODELAGEM ECONÔMICA E REGULATÓRIA DO  
IMPACTO DAS PERDAS COMERCIAIS SOBRE O  
MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de *Doutor em Engenharia Elétrica*.

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

**Coorientador:** Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona

**Julho 2019**  
**Itajubá-MG – Brasil**



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS GUSTAVO ARANGO

**MODELAGEM ECONÔMICA E REGULATÓRIA DO  
IMPACTO DAS PERDAS COMERCIAIS SOBRE O  
MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese aprovada por banca examinadora em 30 de Julho de 2019, conferindo ao autor o título de *Doutor em Engenharia Elétrica*.

**Banca Examinadora:**

Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto (Orientador) - UNIFEI

Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona (Coorientador) - UNIFEI

Prof. Dr. Anderson Rodrigo Queiroz - NCCU

Prof. Dr. Marcos Roberto Gouvêa – USP

Prof. Dr. Rafael de Carvalho Miranda - UNIFEI

Prof. Dr. Mauricio Campos Passaro - UNIFEI

**Julho 2019**  
**Itajubá-MG – Brasil**



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

**A N E X O I**  
**FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Título da Tese: **“Modelagem Econômica e Regulatória do Impacto das Perdas Comerciais Sobre o Mercado de Energia Elétrica”**

Autor: **Lucas Gustavo Arango**

**JULGAMENTO**

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

Resultado Médio: Conceito: A, ou seja, APROVADO  
Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 30 de Julho de 2019

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

Prof. Dr. Mauricio Campos Passaro  
4º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona  
5º Examinador (Coorientador)- UNIFEI

# AGRADECIMENTOS

A Deus por significar a mais bela perfeição que um ser humano pode almejar e por me abençoar a cada instante de minha vida.

Aos meus orientadores, professor-orientador Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto e professor-coorientador Dr. Edson de Oliveira Pamplona pelo apoio e incentivo ao longo desta Tese.

Ao meu avô Dr. Hector Arango, por ser uma referência e um exemplo a ser seguido na área de engenharia elétrica e economia, pelo apoio incondicional e determinação.

À minha família, Héctor Gustavo Arango, Elza Maria de Souza Arango, Rodrigo Arango e Pedro Arango pelo apoio, por representar minha base e formação pessoal e por me incentivar a ir além.

À Unifei em geral por ser minha universidade desde a época de graduação, e mais, por estar presente em minha vida desde minha infância.

À Capes, Fapepe, Eletrobrás e Proap pelo suporte financeiro em minha pesquisa e apoio na participação em alguns eventos nacionais e internacionais.

Ao colega Elcio Deccache pelas discussões enriquecedoras e pela disposição em trabalhar em equipe em artigos e publicações.

À todos os que contribuíram de alguma forma para minha formação pessoal e profissional.

# DEDICATÓRIA E EPÍGRAFE

*À minha família em especial.*

“A dificuldade real não reside nas novas ideias, mas em conseguir escapar das antigas.”

John Maynard Keynes

“A sociedade que coloca a igualdade à frente da liberdade irá terminar sem igualdade e liberdade.”

Milton Friedman

# RESUMO

Existe uma preocupação no mundo inteiro com respeito às perdas de energia, sendo que os países em desenvolvimento são os mais afetados devido principalmente a questões relacionadas à governança. Dentro deste contexto, a preocupação principal é em relação à esfera econômica com desperdícios financeiros da ordem de bilhões de dólares anuais em alguns países do mundo, sendo que as perdas de energia podem impactar, em alguns casos, na qualidade da energia entregue ao consumidor. Assim, a tese busca analisar o impacto econômico das perdas comerciais de energia, com destaque para o furto de energia, no mercado de energia elétrica em relação a concessionárias de energia e consumidores e o impacto das mesmas sobre a qualidade do sistema afetado. A análise é conduzida através de um modelo sócio-econômico de mercado (TAROT – Tarifa Otimizada) e através de simulações no Matlab-Simulink para análise sobre a qualidade de energia. Como o foco principal da tese reside nas questões econômicas-regulatórias dos agentes do mercado elétrico, então o impacto das perdas comerciais de energia sobre a tarifa regulatória das empresas será examinado, assim como o valor do investimento ótimo em qualidade técnica e comercial para uma empresa operar com tarifa regulatória mínima. Por fim, um estudo de risco sobre algumas variáveis sob incerteza num ciclo de revisão tarifária, incluindo as perdas comerciais de energia, será conduzido com o intuito de apresentar uma metodologia de cálculo e determinação da tarifa regulatória das empresas sob condições de risco.

**Palavras-chave:** Perdas Comerciais de Energia, Furto de Energia, Economia, Empresa Elétrica, Consumidores, Modelagem Socioeconômica, Qualidade de Energia, Investimento Ótimo, Revisão Tarifária, Regulação, Risco, Tarifa Regulatória, TAROT.

# ABSTRACT

*There is a concern in countries all around the world regarding energy losses, where developing countries are the most affected mainly due to governance issues. Within this context, the main issue is in relation to the economic sphere with financial waste of billions of dollars per year in some countries of the world, since energy losses can impact additionally in some cases, the quality of energy delivered to the consumer. Thus, the thesis seeks to analyze the economic impact of non technical losses, especially electricity theft, over the electricity market in relation to distribution power companies and consumers and the impact on the power quality of the affected system. The analysis is conducted through a socio-economic market model (TAROT – Optimal Tariff) and through simulations done by Matlab-Simulink for some analysis of the power quality. As the main focus of the thesis lies on the economic-regulatory issues of the electricity market agents, then the impact of non technical losses on the companies regulatory tariff will be examined, as well as the value of the optimal investment in technical and commercial quality for the company operate with minimum regulatory tariff. Finally, a risk study for some variables under uncertainty in a tariff review cycle, including non technical losses, will be conducted in order to present a methodology for calculation and determination of electricity companies regulatory tariff at risk conditions.*

**Keywords:** *Non Technical Losses, Electricity Theft, Economics, Distribution Power Company, Consumers, Socioeconomic Market Model, Power Quality, Optimal Investment, Tariff Revision, Regulation, Risk, Regulatory Tariff, TAROT.*

# SUMÁRIO

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO .....</b>   | <b>1</b>  |
| 1.1      | CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA E RELEVÂNCIA DO TEMA .....                           | 1         |
| 1.1.1    | <i>Consequência das Perdas não Técnicas de Energia.....</i>                     | <i>4</i>  |
| 1.1.2    | <i>Estratégias de Redução das Perdas Comerciais.....</i>                        | <i>5</i>  |
| 1.1.3    | <i>Principais Tecnologias para Redução de Perdas Comerciais.....</i>            | <i>8</i>  |
| 1.2      | IMPACTO DAS PERDAS COMERCIAIS NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA .....            | 12        |
| 1.3      | OBJETIVOS.....  | 13        |
| 1.3.1    | <i>Objetivo Geral.....</i>  | <i>13</i> |
| 1.3.2    | <i>Objetivos Específicos.....</i>   | <i>14</i> |
| 1.4      | CONTRIBUIÇÕES E LIMITAÇÕES DA TESE.....   | 14        |
| 1.5      | MOTIVAÇÃO DA TESE.....  | 16        |
| 1.6      | ESTRUTURA DA TESE .....   | 17        |
| <b>2</b> | <b>ESTADO DA ARTE.....</b>  | <b>20</b> |
| 2.1      | PRINCIPAIS CONCEITOS .....  | 20        |
| 2.1.1    | <i>Perdas Globais.....</i>  | <i>20</i> |
| 2.1.2    | <i>Perdas Técnicas.....</i>   | <i>21</i> |
| 2.1.3    | <i>Perdas Não-Técnicas.....</i>   | <i>22</i> |
| 2.2      | EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL .....   | 23        |
| 2.3      | EXPERIÊNCIA NACIONAL.....   | 27        |
| 2.3.1    | <i>Tratamento Regulatório das Perdas no Brasil.....</i>                         | <i>29</i> |
| 2.3.2    | <i>Levantamento das Perdas de Energia nas Empresas Elétricas do Brasil.....</i> | <i>31</i> |
| <b>3</b> | <b>ESTUDO ECONÔMICO DO IMPACTO DO FURTO DE ENERGIA .....</b>                    | <b>36</b> |
| 3.1      | INTRODUÇÃO .....  | 36        |
| 3.2      | REFERENCIAL TEÓRICO E REGULATÓRIO .....   | 37        |
| 3.2.1    | <i>Modelo Microeconômico com Perdas Comerciais de Energia Elétrica.....</i>     | <i>37</i> |
| 3.2.2    | <i>Modelo Econômico do Consumidor.....</i>                                      | <i>38</i> |
| 3.2.3    | <i>Modelo Econômico da Empresa Elétrica.....</i>                                | <i>41</i> |
| 3.2.4    | <i>Modelo Econômico combinado da Empresa Elétrica com o Consumidor.....</i>     | <i>43</i> |
| 3.2.5    | <i>Modelo Econômico de uma Empresa Elétrica Regulada.....</i>                   | <i>44</i> |
| 3.2.6    | <i>Limiar de Furto de Energia em uma Empresa Elétrica Regulada.....</i>         | <i>46</i> |



|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| 3.2.7    | <i>Determinação do Investimento Ótimo (<math>B^*</math>) na rede elétrica para redução das perdas técnicas de energia elétrica</i> ..... | 47        |
| 3.2.8    | <i>Determinação dos Coeficientes do Modelo Tarot baseado na revisão tarifária de uma empresa elétrica no Brasil</i> .....                | 48        |
| 3.3      | <b>SIMULAÇÕES COM INVESTIMENTO NÃO ÓTIMO NA REDE ELÉTRICA</b> .....  | 52        |
| 3.3.1    | <i>Simulações sem Furto de Energia (<math>\theta = 0</math>)</i> .....   | 53        |
| 3.3.2    | <i>Simulações com Furto de Energia (<math>\theta = 9,8\%</math>)</i> .....   | 56        |
| 3.3.3    | <i>Limiar de Furto de Energia de uma Empresa Elétrica Regulada</i> .....   | 59        |
| 3.3.4    | <i>Análise do Modelo do Consumidor</i> .....   | 59        |
| 3.3.5    | <i>Análise de Resultados e Conclusões</i> .....  | 60        |
| 3.4      | <b>SIMULAÇÕES COM INVESTIMENTO ÓTIMO (<math>B^*</math>) NA REDE ELÉTRICA</b> .....   | 62        |
| 3.4.1    | <i>Análise de Resultados</i> .....   | 64        |
| 3.4.2    | <i>Conclusões</i> .....  | 66        |
| <b>4</b> | <b>INSERÇÃO DO INVESTIMENTO EM QUALIDADE PARA REDUÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS</b> .....   | <b>67</b> |
| 4.1      | <b>INTRODUÇÃO</b> .....  | 67        |
| 4.2      | <b>MODELAGEM ECONÔMICA</b> .....   | 67        |
| 4.2.1    | <i>Determinação da Tarifa Regulatória de uma Empresa Elétrica</i> .....  | 69        |
| 4.2.2    | <i>Determinação dos Investimentos Ótimos em Qualidade Técnica (<math>B^*</math>) e Qualidade Comercial (<math>Q^*</math>)</i> .....      | 70        |
| 4.2.3    | <i>Hipóteses Consideradas</i> .....  | 71        |
| 4.3      | <b>ANÁLISE DA EFICIÊNCIA DE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS</b> .....   | 73        |
| <b>5</b> | <b>AVALIAÇÃO ECONÔMICA DO RISCO DE PLANEJAMENTO DE UMA EMPRESA ELÉTRICA SOBRE A TARIFA REGULATÓRIA</b> .....                             | <b>77</b> |
| 5.1      | <b>INTRODUÇÃO</b> .....  | 77        |
| 5.2      | <b>MODELO ECONÔMICO DA EMPRESA ELÉTRICA</b> .....  | 78        |
| 5.3      | <b>MODELO ECONÔMICO DO RISCO</b> .....   | 80        |
| 5.3.1    | <i>Considerações Iniciais e Curva de Utilidade da Empresa</i> .....  | 80        |
| 5.3.2    | <i>Metodologia de Cálculo de Risco-Retorno das Empresas Elétricas</i> .....  | 83        |
| 5.3.3    | <i>Metodologia de Cálculo da Tarifa Regulatória sob condições de Risco</i> .....   | 85        |
| 5.4      | <b>SIMULAÇÕES</b> .....  | 87        |
| 5.4.1    | <i>Análise Determinística</i> .....  | 88        |
| 5.4.2    | <i>Análise de Risco</i> .....  | 89        |
| 5.4.3    | <i>Cálculo da Tarifa Regulatória das Empresas Elétricas sob condições de Risco</i> .....   | 93        |
| 5.5      | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....  | 96        |

|          |  |            |
|----------|--|------------|
| <b>6</b> | <b>CONCLUSÕES.....</b>   | <b>97</b>  |
| 6.1      | PRINCIPAIS CONCLUSÕES .....  | 97         |
| 6.2      | PUBLICAÇÕES RESULTANTES .....  | 100        |
| 6.3      | PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS.....  | 101        |
|          | <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>  | <b>103</b> |
|          | <b>ANEXO – ESTUDO DE CASO DO IMPACTO DO FURTO DE ENERGIA NA QUALIDADE DE UM SUBSISTEMA ELÉTRICO.....</b> | <b>110</b> |
| A.1.     | INTRODUÇÃO .....   | 110        |
| A.2.     | REFERENCIAL TEÓRICO E REGULATÓRIO.....   | 111        |
| A.2.1.   | <i>Incremento de Energia de um subsistema sob condição de Furto de Energia .....</i>                     | <i>111</i> |
| A.2.2.   | <i>Variações de Tensão em Regime Permanente .....</i>  | <i>112</i> |
| A.2.3.   | <i>Desequilíbrio de Tensão .....</i>   | <i>112</i> |
| A.2.4.   | <i>Impacto Econômico das Violações nas Metas de Qualidade da Energia Elétrica.....</i>                   | <i>113</i> |
| A.3.     | SIMULAÇÕES.....  | 114        |
| A.3.1.   | <i>Impacto do Furto Trifásico de Energia.....</i>  | <i>116</i> |
| A.3.2.   | <i>Impacto do Furto Monofásico de Energia em um Sistema Equilibrado.....</i>                             | <i>122</i> |
| A.4.     | CONSIDERAÇÕES FINAIS .....   | 131        |

# LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1.1 – Esquemático Referente às Perdas Globais de Energia em um Sistema. ....  | 2  |
| Figura 2.1 – Perdas Globais de Energia em um Sistema.....  | 20 |
| Figura 2.2- Evolução anual das Perdas Globais Médias de Energia na Transmissão e Distribuição no Mundo (% da Energia Produzida)..... | 25 |
| Figura 2.3- Perdas Globais de Energia na Transmissão e Distribuição (% da Energia Produzida) em 2014.....                            | 26 |
| Figura 2.4- Ranking de Países com Menores Perdas Globais de Energia na T&D em 2014.....  | 26 |
| Figura 2.5- Ranking de Países com Maiores Perdas Globais de Energia na T&D em 2014.....  | 27 |
| Figura 2.6- Esquema de Regulação por Incentivos no Brasil. ....  | 30 |
| Figura 2.7 – Perdas Globais (Real) de algumas concessionárias em relação à energia injetada em 2016. ....                            | 31 |
| Figura 2.8 – Perdas não Técnicas (Real) de algumas concessionárias em relação à energia injetada em 2016.....                        | 32 |
| Figura 2.9 – Evolução das Perdas Comerciais de 2010-2016 nas Distribuidoras com maiores índices em 2016.....                         | 33 |
| Figura 2.10 – Perdas nas 63 distribuidoras Brasileiras em relação à energia injetada. ....   | 34 |
| Figura 2.11 – Valores Financeiros das Perdas em algumas Distribuidoras Brasileiras em 2016.....                                      | 35 |
| Figura 3.1 – Modelo do Consumidor. ....  | 38 |
| Figura 3.2 – Modelo mais aprofundado do Consumidor (faturado e não faturado) representando as Perdas Comerciais.....                 | 41 |
| Figura 3.3 – Modelo Econômico (TAROT) da Empresa Elétrica sujeita a perdas comerciais. ....  | 42 |
| Figura 3.4 – Modelo Socioeconômico (TAROT) combinado da Empresa Elétrica e Consumidores sujeito a perdas comerciais.....             | 44 |
| Figura 3.5 – Empresa Elétrica em regime Monopolístico sem Furto de Energia.....  | 54 |
| Figura 3.6 – Empresa Elétrica com Tarifa Regulada 1 sem Furto de Energia. ....   | 55 |
| Figura 3.7 – Empresa Elétrica com Tarifa Regulada 2 sem Furto de Energia. ....   | 55 |
| Figura 3.8 – Empresa Elétrica em regime Monopolístico com Furto de Energia ( $\theta = 9,8\%$ ). ....                                | 57 |
| Figura 3.9 – Empresa Elétrica com Tarifa Regulada 1 com Furto de Energia ( $\theta = 9,8\%$ ).....                                   | 58 |
| Figura 3.10 – Empresa Elétrica com Tarifa Regulada 2 com Furto de Energia ( $\theta = 9,8\%$ ).....                                  | 58 |
| Figura 3.11 – Variação das Tarifas Reguladas ( $T_{R1}$ e $T_{R2}$ ) com o Furto de Energia.....                                     | 62 |
| Figura 3.12 – Empresa Elétrica Regulada com Investimento não Otimizado.....  | 63 |
| Figura 3.13 – Empresa Elétrica Regulada com Investimento Otimizado. ....   | 64 |
| Figura 3.14 – Empresa Elétrica Regulada com Investimento Otimizado. ....   | 66 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 4.1 – Modelo socioeconômico (TAROT) com a Inserção do Investimento em Qualidade Comercial..... | 68  |
| Figura 4.2 – Valor do Investimento em Qualidade não Técnica em função do Furto de Energia. ....       | 72  |
| Figura 5.1 – Modelo Econômico TAROT da Empresa Elétrica sob a perspectiva do <i>ROI</i> . ....        | 79  |
| Figura 5.2 – Curva de Utilidade da Empresa para análise de Risco em projetos.....                     | 82  |
| Figura 5.3 – Plano de Markowitz de Risco-Retorno para as Empresas Elétricas Analisadas. ....          | 92  |
| Figura 5.4 – Curva de Utilidade das Empresas Elétricas Analisadas.....                                | 93  |
| Figura 5.5 – Estratégia de Tarifas Regulatórias das Empresas sob condições de Risco. ....             | 94  |
| Figura 5.6 – Curva de Utilidade das Empresas para determinação do $\Delta T$ .....                    | 95  |
| Figura 5.7 – Curva das Empresas de Acréscimo de Tarifa conforme risco. ....                           | 95  |
| Figura A.1 – Subsistema Elétrico simulado no Matlab-Simulink.....                                     | 115 |
| Figura A.2 – Diagrama Unifilar Geral do Subsistema Simulado. ....                                     | 116 |
| Figura A.3 – Tensão eficaz na carga 1 – Situação de Furto de Energia.....                             | 121 |
| Figura A.4 – Tensão eficaz na carga 2 – Situação de Furto de Energia.....                             | 121 |
| Figura A.5 – Diagrama Trifilar Geral do Subsistema Simulado. ....                                     | 122 |
| Figura A.6 – Fator de Desequilíbrio na Ponta do Sistema. ....   | 126 |

# LISTA DE TABELAS

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 1.1 – Níveis de Governança e Perdas de Energia na T&D.....  | 4   |
| Tabela 1.2 – Diferentes métodos de controle das Perdas Comerciais.....   | 11  |
| Tabela 2.1 – Perdas na Transmissão & Distribuição por Região, 1980 e 2000.....                                 | 23  |
| Tabela 2.2 – Perdas na Transmissão & Distribuição em 2000.....   | 25  |
| Tabela 3.1 – Custos Gerenciáveis e não Gerenciáveis – Revisão Tarifária Periódica ANEEL.....                   | 49  |
| Tabela 3.2 – Dados de Entrada e Saída do Modelo Tarot.....   | 52  |
| Tabela 3.3 – Dados aproximados dos Consumidores.....   | 53  |
| Tabela 3.4 – Dados aproximados da Empresa Elétrica.....  | 53  |
| Tabela 3.5 – Análise do Modelo do Consumidor.....  | 59  |
| Tabela 3.6 – Situação de Tarifa Regulada 1 ( $T_{R1}$ ) com a variação do furto de energia.....                | 60  |
| Tabela 3.7 – Situação de Tarifa Regulada 2 ( $T_{R2}$ ) com a variação do furto de energia.....                | 61  |
| Tabela 4.1 – Dados aproximados da RTP 2013 de algumas empresas de eletricidade brasileiras.....                | 74  |
| Tabela 4.2 – Dados da RTP 2013 de algumas empresas de eletricidade brasileiras convertidos para o (TAROT)..... | 74  |
| Tabela 4.3 – Principais Resultados Econômicos das Empresas Distribuidoras.....                                 | 75  |
| Tabela 4.4 – Estratégias das Empresas Elétricas para atingir o Ótimo.....                                      | 76  |
| Tabela 5.1 – Possíveis Eventos considerados para Análise de Risco.....   | 84  |
| Tabela 5.2 – Formação de Cenários a partir da combinação de Eventos.....                                       | 84  |
| Tabela 5.3 – Dados Técnicos e de Mercado das Empresas de Eletricidade Brasileiras.....                         | 88  |
| Tabela 5.4 – Tarifa Regulatória das Empresas de Eletricidade Brasileiras livre de Risco.....                   | 88  |
| Tabela 5.5 – Resultados Econômicos das Empresas Distribuidoras analisadas livre de Risco.....                  | 89  |
| Tabela 5.6 – Dados das empresas referentes aos eventos de Risco.....   | 90  |
| Tabela 5.7 – Dados para Cálculo da <i>Capital Market Line (CML)</i> .....                                      | 90  |
| Tabela 5.8 – <i>ROI</i> das Empresas Elétricas em cada cenário formado.....                                    | 91  |
| Tabela 5.9 – Resultados Econômicos das Empresas Elétricas em condições de Risco.....                           | 91  |
| Tabela 5.10 – Estratégia de Tarifas Regulatórias da Empresas Distribuidoras sob condições de Risco.....        | 94  |
| Tabela A.1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220).....                       | 112 |
| Tabela A.2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.....                       | 112 |
| Tabela A.3 – Limites para o Desequilíbrio de Tensão.....   | 113 |
| Tabela A.4 – Parâmetros do Gerador.....  | 114 |
| Tabela A.5 – Parâmetros do Transformador.....  | 115 |
| Tabela A.6 – Parâmetros dos Cabos.....   | 115 |
| Tabela A.7 – Parâmetros das Cargas.....  | 116 |

|  |     |
|--|-----|
| Tabela A.8 – Leitura de Tensão do Subsistema sem Furto de Energia..... | 117 |
| Tabela A.9 – Parâmetros de Consumo do Subsistema.....                  | 117 |
| Tabela A.10 – Diferentes Cenários de Furto de Energia.....             | 118 |
| Tabela A.11 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 1. ....              | 118 |
| Tabela A.12 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 2. ....              | 119 |
| Tabela A.13 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 3. ....              | 119 |
| Tabela A.14 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 4. ....              | 120 |
| Tabela A.15 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 5. ....              | 120 |
| Tabela A.16 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 6. ....              | 120 |
| Tabela A.17 – Carga Equivalente por Fase.....                          | 123 |
| Tabela A.18 – Tensão Eficaz por Fase nos Pontos do Subsistema. ....    | 124 |
| Tabela A.19 – Diferentes Cenários de Furto de Energia na Fase C. ....  | 124 |
| Tabela A.20 – Leitura de Tensão entre Fases no Ponto 1. ....           | 125 |
| Tabela A.21 – Leitura de Tensão entre Fase-Neutro no Ponto 1. ....     | 127 |
| Tabela A.22 – Leitura de Tensão entre Fases no Ponto 2. ....           | 128 |
| Tabela A.23 – Leitura de Tensão entre Fase-Neutro no Ponto 2. ....     | 128 |
| Tabela A.24 – Leitura de Tensão entre Fases no Ponto 5. ....           | 129 |
| Tabela A.25 – Leitura de Tensão entre Fase-Neutro no Ponto 5. ....     | 129 |
| Tabela A.26 – Leitura de Tensão entre Fases no Ponto 6. ....           | 130 |
| Tabela A.27 – Leitura de Tensão entre Fase-Neutro no Ponto 6. ....     | 131 |

# LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica  
ABRADEE: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia  
AMI: *Advanced Metering Infrastructure*  
AMR: *Automatic Meter Reading*  
CAPM: *Capital Asset Pricing Model*  
COI: *Cost on Investment*  
CML: *Capital Market Line*  
EBIT: *Earnings Before Interest and Taxes*  
EBITDA: *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and*  
FD: Fator de Desequilíbrio de Tensão  
HVDS: *High Voltage Distribution System*  
IEEE: *Institute of Electrical and Electronics Engineers*  
NOPAT: *Net Operational Profit After Taxes*  
P&D: Pesquisa e Desenvolvimento  
PLC: *Power Line Communication*  
PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica  
PRORET: Procedimentos de Regulação Tarifária  
WACC: *Weighted Average Cost of Capital*  
O&M: Operação e Manutenção  
ROI: *Return on Investment*  
RTP: Revisão Tarifária Periódica  
TAROT: Tarifa Otimizada  
T&D: Transmissão e Distribuição  
VBM: *Value Based Management*  
VPA: Valor da Parcela A  
VPB: Valor da Parcela B  
VPB': Valor da Parcela B com ajuste de Mercado  
CEMAT: Centrais Elétricas Matogrossenses  
CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais  
CPFL: Companhia Paulista de Força e Luz  
ENERSUL: Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A  
AES-SUL: AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A

RGE: Rio Grande Energia S/A  
COELBA: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia  
COELCE: Companhia Energética do Ceará  
COSERN: Cia. Energética do Rio Grande do Norte  
ELETROPAULO: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A  
CELPA: Centrais Elétricas do Pará S/A  
ELEKTRO: Elektro Eletricidade e Serviços S/A  
LIGHT: Light Serviços de Eletricidade S/A  
CELTINS: Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins  
ESCELSA: Espírito Santo Centrais Elétricas S/A  
CEB: Companhia Energética de Brasília  
CEMAR: Companhia Energética do Maranhão  
CEPISA: Companhia Energética do Piauí  
CEAL: Companhia Energética de Alagoas  
CELG: Companhia Energética de Goiás  
CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica  
BOA VISTA: Boa Vista Energia S/A  
CERON: Centrais Elétricas de Rondônia S/A  
ELETROACRE: Companhia de Eletricidade do Acre  
SULGIPE: Companhia Sul Sergipana de Eletricidade  
CELPE: Companhia Energética de Pernambuco  
CER: Companhia Energética de Roraima  
CEA: Companhia de Eletricidade do Amapá  
AME: Amazonas Distribuidora de Energia S.A.  
IENERGIA: Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica



# LISTA DE SÍMBOLOS

G: Gerador de Energia.

T<sub>E</sub>: Transformador Elevador de Tensão.

T<sub>R</sub>: Transformador Redutor de Tensão.

M<sub>eq</sub>: Medidor equivalente.

C<sub>eq</sub>: Consumidor equivalente.

E<sub>G</sub>: Representa a Energia Global ou Energia Gerada.

E<sub>TL</sub>: Representa a Energia perdida na Transmissão.

E<sub>D</sub>: Representa a Energia injetada no sistema de distribuição.

E<sub>DTL</sub>: Representa as perdas técnicas na Distribuição.

E<sub>1</sub>: Representa a Energia Final Faturada com perdas comerciais.

E<sub>F</sub>: Energia faturada pela concessionária de energia.

E<sub>N</sub>: Energia não faturada pela concessionária de energia.

E<sub>0</sub>: Energia Faturada na ausência de Furto de Energia.

E<sub>0N</sub>: Energia não Faturada no caso de 100% de Furto de Energia.

T: Representa a Tarifa média faturada pela empresa elétrica.

a: Representa a avidez do grupo de consumidores.

b: Representa a saciedade do grupo de consumidores.

θ: Representa o percentual de Furto sobre a energia (E<sub>1</sub>) de um subsistema.

S: Representa o *Surplus* ou excedente dos consumidores.

U: Representa a utilidade econômica dos consumidores pelo bem energia elétrica.

R ou R<sub>F</sub>: Representa o pagamento dos consumidores adimplentes ou a receita faturada pela concessionária de energia.

U<sub>F</sub>: Representa a utilidade faturada ou utilidade dos consumidores adimplentes.

U<sub>N</sub>: Representa a utilidade não faturada ou utilidade dos consumidores inadimplentes.

R<sub>N</sub>: Representa o não-pagamento dos consumidores inadimplentes ou receita não faturada pela empresa.

e.E<sub>1</sub>: Representa os custos variáveis da empresa com a energia (sendo o principal com a compra de energia elétrica da geradora).

$\frac{p.E_1^2}{B}$ : Representa os custos da energia perdida tecnicamente pela empresa.

d.B: Representa a depreciação do investimento nos ativos de distribuição (Rede Elétrica).

p, e, d: São coeficientes ajustáveis que pretendem aproximar os custos às situações reais.

B: Base de Remuneração Bruta ou Investimento no sistema físico / rede elétrica.

t: Alíquota de Imposto sobre o EBIT.

$r_w \cdot B$ : Representa a remuneração dos investidores.

$r_w$ : Coeficiente de retorno sobre o capital investido.

V: Valor econômico Agregado.

W: Representa o valor do bem-estar socioeconômico.

$T_{R1}$ : Tarifa Regulatória 1, conforme (TAROT).

$T_{R2}$ : Tarifa Regulatória 2, conforme (TAROT).

$\varepsilon$ : Elasticidade preço-demanda da energia elétrica.

Q: Representa o investimento em ativos com a finalidade de redução das perdas não técnicas.

f: Coeficiente ajustável de perdas não técnicas que depende, entre outros, da renda e nível educacional dos consumidores.

I: Representa a nova base de remuneração líquida da companhia de eletricidade.

U(ROI): Representa a utilidade da empresa elétrica.

$\alpha$ : Representa o coeficiente de aversão ao risco da empresa.

$E(R_P)$ : Expectativa de Retorno do Portfólio.

$R_f$ : Retorno do Ativo livre de Risco.

$E(R_M)$ : Expectativa de Retorno do Mercado.

$\sigma_M$ : Risco do Mercado.

$\sigma_P$ : Risco do Portfólio.

$\left[ \frac{E(R_M) - R_f}{\sigma_M} \right]$ : Prêmio do Risco.

E(ROI): Corresponde a expectativa do retorno sobre o investimento.

$\sigma$ : Corresponde ao Risco da empresa.

$\pi_i$ : Probabilidade do cenário i.

i: Cenários considerados.

E(U): Valor Esperado da Utilidade da Empresa.

$U(ROI)_i$ : Utilidade do retorno sobre o investimento da Empresa no cenário i.

$\tilde{T}_R$ : Tarifa regulatória sob condições de risco.

$T_R$ : Tarifa regulatória livre de risco.

$\tilde{T}$ : A tarifa da empresa sob condições de risco trazidas para o cenário sem risco.

$E(ROI)(0)$ : Expectativa de retorno da empresa trazida para o cenário sem risco ( $\sigma = 0$ ).

$\Delta T$ : *Spread* de Tarifa para compensação dos riscos.

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Caracterização do Problema e Relevância do Tema

As empresas de energia elétrica, dentro de um cenário regulado, buscam se desenvolver de forma sustentável. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo o órgão regulador no Brasil, direciona a concessionária de energia a cumprir metas de qualidade afim de não pagar multas pela ultrapassagem destes indicadores referenciais. Assim sendo, uma gestão adequada, no sentido de eficiência e sustentabilidade, é almejada pelas distribuidoras de energia. Um dos pilares principais da gestão eficiente de uma empresa, consiste na redução ou otimização de seus custos operacionais e dos referentes aos seus investimentos.

Uma das formas de melhorar a eficiência operacional de uma companhia elétrica é através da redução de suas perdas comerciais, que em alguns países ou regiões do mundo atingem altos índices da energia produzida.

De uma forma geral, as perdas não técnicas de energia, também conhecidas como perdas comerciais, podem ser definidas como a parcela da energia que foi consumida por determinadas unidades consumidoras, mas não foi faturada (VIEIRALVES, 2005).

A este respeito:

As perdas financeiras decorrentes das perdas não técnicas de energia elétrica são críticas para muitas companhias de energia elétrica. Perda de ganhos pode resultar em lacunas de lucros, redução de fundos para investimento em capacidade e melhoria do sistema de potência e a necessidade de expandir a capacidade de geração para compensar a energia perdida (SMITH, 2004, p. 2067).

As perdas comerciais representam um importante aspecto nas finanças da empresa elétrica. Elas representam um custo adicional ou melhor dizendo, uma diminuição da receita da empresa com a venda de energia elétrica, *core-business* da distribuidora de energia. A ANEEL no Brasil, fixa a máxima porcentagem de perdas não-técnicas admitidas na regulação. Para valores acima do limite regulatório, a empresa deve arcar com o gasto adicional.

Segundo o World Bank (2009), as perdas não técnicas representam uma perda financeira evitável para a concessionária. Ainda, os montantes de energia que estão sendo consumidos por consumidores que não pagam pela energia, seriam reduzidos em grande parte dos casos, se estes mesmos consumidores inadimplentes tivessem que pagar pela energia consumida.

Como consequência do aumento das perdas não técnicas, existe o aumento das perdas técnicas em razão de que o consumo de energia global aumenta num determinado sistema elétrico.

Sabe-se que dentro das perdas comerciais estão contidas as perdas referentes ao furto de energia elétrica, ato muito comum cometido no Brasil (ANEEL, 2009). Conforme Depuru *et al.* (2010), o furto de energia representa uma fatia importante dentro das perdas comerciais de energia. Ainda, as perdas não técnicas se englobam dentro das perdas globais de energia.

As perdas não-técnicas de energia na T&D são difíceis de detectar, calcular e prevenir, causando um grande problema para a concessionária de energia elétrica (MOHASSEL *et al.*, 2014).

As perdas comerciais não podem ser calculadas com precisão, mas podem ser estimadas. Em geral, as perdas não-técnicas são causadas por fatores externos ao sistema de potência (DEPURU, WANG, DEVABHAKTUNI, 2010).

Conforme Mohassel *et al.* (2014), as perdas de energia podem ocorrer em todos os estágios: geração, passando pelos transformadores elevadores de tensão e disjuntores, transmissão, distribuição e utilização da energia pelos consumidores.

A venda de energia elétrica é a principal fonte de receita de uma empresa elétrica. Contudo, nem toda energia comprada dos geradores é vendida aos consumidores. Parte da energia comprada é perdida através de perdas elétricas pelas condições e características da rede elétrica e outra parte é perdida na forma de perdas não técnicas. A soma das perdas técnicas com as perdas não técnicas representam as perdas globais. O subsistema representado pela Fig. 1.1, mostra de maneira simplificada, o fluxo de energia através da rede elétrica desde a produção até o uso final:

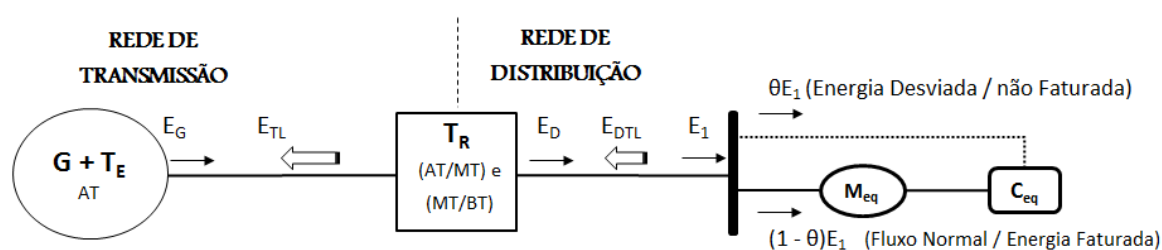


Figura 1.1 – Esquemático Referente às Perdas Globais de Energia em um Sistema.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

onde:

G: Gerador de Energia.

T<sub>E</sub>: Transformador Elevador de Tensão.

T<sub>R</sub>: Transformador Redutor de Tensão.

M<sub>eq</sub>: Medidor equivalente.

C<sub>eq</sub>: Consumidor equivalente.

E<sub>G</sub>: Representa a Energia Global ou Energia Gerada.

E<sub>TL</sub>: Representa a Energia perdida na Transmissão.

E<sub>D</sub>: Representa a Energia injetada no sistema de distribuição.

E<sub>DTL</sub>: Representa as perdas técnicas na Distribuição.

E<sub>1</sub>: Representa a Energia Final Faturada com perdas comerciais.

θ: Representa o nível de perdas comerciais de um subsistema de energia.

A equação que rege o fluxo de energia num subsistema elétrico, pode ser representada por (1.1):

$$E_G = E_{TL} + E_{DTL} + E_1 \quad (1.1)$$

Assim, a energia final com perdas comerciais pode ser segregada numa parcela representando a energia faturada e outra parcela representando a energia não faturada, conforme (1.2):

$$E_1 = E_F + E_N \quad (1.2)$$

sendo:

E<sub>F</sub>: Energia faturada pela concessionária de energia.

E<sub>N</sub>: Energia não faturada pela concessionária de energia.

Conforme Smith (2004), a governança apresenta uma forte correlação com as perdas comerciais de energia. Os níveis de perdas comerciais estão relacionados com uma cultura de boa governança ou mal governança. A governança explica os padrões de desenvolvimento social, político e econômico.

O trabalho de Kaufmann *et al.* (2003) indica alguns aspectos relacionados à governança de um país que apresenta correlação com as perdas comerciais de energia: responsabilidade, instabilidade política e violência, eficiência governamental, regulação, leis e corrupção. Todos

estes aspectos apresentaram alta correlação ( $>|0,5|$ ) com os níveis de perdas comerciais para os 102 países analisados neste trabalho.

A Tabela 1.1 representa a relação do nível de governança com a média das perdas de energia na T&D nos 102 países analisados:

Tabela 1.1 – Níveis de Governança e Perdas de Energia na T&D.

| Quartis de Governança               | Média percentual de perdas na T&D | Número de Países |
|-------------------------------------|-----------------------------------|------------------|
| Quartil de boa/alta governança      | 7,57%                             | 24               |
| Segundo quartil de alta governança  | 13,33%                            | 26               |
| Segundo quartil de baixa governança | 22,00%                            | 26               |
| Quartil de má/baixa governança      | 22,51%                            | 26               |
| Total                               | 16,22%                            | 102              |

Fonte: Adaptado de Kaufmann *et al.* (2003) *apud* Smith (2004).

Ou seja, o trabalho sugere que, na medida em que o nível de governança nos países caem, as perdas comerciais de energia aumentam.

De acordo com Memon *et al.* (2013), o furto de energia elétrica ocorre em uma variedade de formas e prospera com o apoio de indivíduos de diferentes esferas: equipe técnica da concessionária de energia, consumidores, líderes sindicais, líderes políticos, burocratas e funcionários de alto nível das concessionárias de energia.

### 1.1.1 Consequência das Perdas não Técnicas de Energia

Segundo Smith (2004), as perdas não técnicas sob a perspectiva financeira resultam em perdas econômicas para a companhia de eletricidade. O furto, a inadimplência e a fraude nos medidores de energia elétrica são considerados como crime e não devem ser permitidos. No mundo a associação de proteção da receita das empresas elétricas foi estabelecida para promover a detecção e prevenção de perdas não técnicas, principalmente para segurança financeira das companhias de eletricidade.

As consequências das perdas comerciais afetam diretamente a qualidade e viabilidade dos serviços prestados pelas empresas. As perdas combinadas de energia em alguns sistemas têm consequências severas, resultando em companhias operando com perdas financeiras e tendo como estratégia aumentar o preço da tarifa para se reequilibrar financeiramente. Estas

companhias de eletricidade normalmente presas a uma cultura de ineficiência e corrupção do país apresentam dificuldades em fornecer um serviço com confiabilidade e continuidade.

As perdas financeiras provenientes das perdas comerciais são críticas a muitas companhias de eletricidade do mundo inteiro. Os resultados se manifestam como redução na receita e nos fundos para investimentos na capacidade e melhoria do sistema de potência, além da necessidade de expandir a capacidade de geração para cobrir estas perdas de energia. Alguns sistemas de potência nos países mais afetados estão perto do colapso (SMITH, 2004).

De acordo com Jamil (2012), no lado da demanda, as perdas comerciais resultam no uso ineficiente da energia, pois os consumidores infratores não têm incentivo para a conservação de energia. No lado da oferta, as concessionárias de energia não conseguem recuperar o custo de fornecimento. O setor, portanto, depende dos subsídios do governo e o investimento privado no setor é desestimulado. O resultado final é uma eventual perda de capacidade de fornecimento e cortes de carga.

Baseado na crise da eletricidade no Paquistão, Jamil (2012) constata que o furto de energia tem um papel fundamental na escassez de eletricidade e no aumento das tarifas.

Ainda, Jamil (2012) e Gaur e Gupta (2016), fazem um paralelo entre o furto de energia e as interrupções e cortes de cargas no Paquistão e Índia respectivamente, causados pela escassez de fornecimento, resultado do furto de energia e ineficiências técnicas no sistema de potência. Segundo Zheng *et al.* (2017), o furto de energia pode resultar no aumento de energia do sistema de potência, aumento da carga ou consumo de energia, uma enorme perda de receita da concessionária de energia e os perigos para a segurança pública (como incêndios e choques elétricos). Conforme o World Bank (2009), do ponto de vista social, as perdas não técnicas têm vários efeitos perversos. Os clientes que estão sendo faturados por consumo medido com precisão e pagam regularmente suas contas estão subsidiando os usuários que não pagam pelo consumo de eletricidade. Ainda, a empresa têm a necessidade de aumentar sua tarifa para os consumidores adimplentes com o objetivo de compensar a receita não faturada pela empresa em função do não pagamento da conta de energia dos consumidores inadimplentes.

### **1.1.2 Estratégias de Redução das Perdas Comerciais**

Segundo Smith (2004), as economias resultantes de reduções nas perdas não técnicas poderiam ser canalizadas para:

- a) reduzir os subsídios dos contribuintes ou as tarifas pagas pelos clientes;
- b) alcançar um nível médio de tarifas que permita a recuperação dos custos refletindo a sustentabilidade eficiente;
- c) subsidiar o consumo de categorias selecionadas de usuários socialmente sensíveis ou de baixa renda;
- d) estender o acesso ao fornecimento de eletricidade à população atualmente não atendida (em geral, os mais pobres e socialmente desprotegidos).

Conforme Smith (2004), existem três métodos de redução das perdas não técnicas de energia: Técnico/Engenharia, gerencial e mudança no sistema, descritos a seguir:

- Métodos Técnicos/Engenharia: O investimento necessário para redução de perdas inclui aprimoramento nas linhas, transformadores, tecnologia de informação, de monitoramento de sistemas e instalação e manutenção de sistemas de medição modernos que estão na interface entre empresa elétrica e clientes. Avanços tecnológicos significativos em medidores e sistemas de medição vêm ocorrendo. Para fraude, a nova tecnologia em medidores lacrados que não podem ser violados e que fazem leitura automática são custosos, porém elimina a fraude e pode ser utilizada para grupos de clientes com alto índice de perdas comerciais de energia.
- Métodos Gerenciais: Combinando alta tecnologia com um programa para redução de perdas comerciais contundente e eficaz pode resultar em grandes reduções nos índices de perdas não técnicas. A inspeção e o monitoramento nos clientes em intervalos regulares é uma maneira essencial de reduzir as perdas não técnicas.
- Mudança no Sistema: Referente ao sistema de gestão das perdas e regulação.

Algumas soluções não técnicas para a redução de perdas comerciais podem ser: recompensas financeiras para o delator, inspeções periódicas e utilização da lei através de aplicações de multas aos infratores.

Segundo Al-Mahroqi *et al.* (2012), as técnicas mais eficientes para redução das perdas globais nos sistemas de distribuição são: Reconfiguração do alimentador, geração distribuída, compensação de reativos e instalação de medição inteligente para perdas não técnicas.

Segundo Araújo e Siqueira (2006), o combate às perdas comerciais no Brasil não é eficaz se conduzido a partir de soluções individuais. Devido à grande diversidade social, cultural e



econômica da sociedade brasileira, o combate pelas concessionárias de energia deve ser executado através de soluções criativas e ações cumulativas que são citadas a seguir.

Assim, a partir de ações convencionais como instalação e acompanhamento da medição em todas as unidades consumidoras, o controle do número de pontos de iluminação pública e políticas de inspeções periódicas, Araújo e Siqueira (2006) sugerem algumas ações principais de combate às perdas comerciais no Brasil que são sintetizadas a seguir:

- Identificação de áreas críticas: Identificar de forma clara as áreas com maior potencial de perdas comerciais.
- Balanço energético: Representa o cálculo da energia medida nos postos de transformação e a energia medida nas unidades consumidoras.
- Sistemas de Faturamento: Desenvolvimento de ferramentas capazes de gerir e obter informações sobre variações acentuadas de consumo de energia, definir estratégias de inspeção e o controle do número de lacres instalados nos medidores de energia.
- Desenvolvimento e/ou utilização de novas tecnologias: Medição externa e uso de medidores eletrônicos, a blindagem de cabos e o desenvolvimento de novos tipos de medidores e *softwares* que utilizam de inteligência artificial para aumentar a eficácia de inspeções.
- Ações de *marketing* institucional: Medidas desenvolvidas pelas concessionárias principalmente em comunidades carentes com o objetivo de educar e conscientizar a população sobre a utilização eficiente de energia elétrica.
- Motivação de colaboradores: Engajar e fazer os funcionários da empresa se sentirem parte do projeto.
- Criação de equipes especializadas: Devido à criatividade de furtadores e fraudadores de energia, desenvolver por parte das concessionárias equipes especializadas e com treinamento constante.

De acordo com o World Bank (2009), foi preparado um manual pelo grupo de consultoria “*PA Consulting Group*” que aponta as condições críticas para o sucesso na redução das perdas de energia elétrica na distribuição com base em uma revisão da experiência internacional em países em desenvolvimento. Estas condições podem ser resumidas em quatro axiomas de reforma conforme itens a seguir:

- **Responsabilidade:** Significa que devem existir punições e incentivos para quem atua contra ou de acordo com as metas da empresa ou governo, respectivamente.
- **Participação e Liderança:** O governo e a empresa elétrica devem gerar o ímpeto pela reforma. Os dois devem acreditar no processo de mudança, liderar e internalizar no sentido de fazer a reforma funcionar.
- **Abordagem Holística:** O sucesso depende em motivar as instituições a desempenhar seus papéis num ambiente setorial reestruturado. A abordagem deve englobar aspectos técnicos, processos e a capacidade e desejo humano de produzir resultados. Focando em um aspecto, sem considerar como aqueles elementos interagem ou influenciam o balanço do setor, pode levar a resultados ineficientes, subótimos e destrutivos.
- **Fortalecimento do desenvolvimento social e igualdade:** A reforma deve continuamente se justificar em termos de benefícios sociais alcançados e garantir que estes resultados são comunicados claramente ao público.

A grande parcela de perdas não técnicas de energia no Brasil ocorre através do furto de energia. Neste contexto e conforme ANEEL (2009), o furto de energia é um crime e embora as concessionárias saibam a localização de tal delito, a solução para tal é complexa devido à dificuldade de se cumprir a legislação em razão de poder político e temor contra a vida. Assim, faz-se necessário a utilização de estratégias inteligentes para contornar tal problema. Uma idéia alternativa consiste na estratégia descrita na seção 2.3 do capítulo 2, na qual a concessionária de energia utiliza da estratégia de investimento e instalação de geração distribuída renovável, como por exemplo, painéis fotovoltaicos, em locais prioritários com altas perdas de energia e solução socioeconômica complexa.

### **1.1.3 Principais Tecnologias para Redução de Perdas Comerciais**

As tecnologias baseadas nas *Smart Grids* ajudam a resolver o problema de perdas comerciais de energia elétrica. Segundo Zheng *et al.* (2017), o aparecimento das redes inteligentes trazem oportunidades de resolver as perdas comerciais de energia. As redes inteligentes consistem essencialmente em redes de energia tradicionais e redes de comunicação que conectam dispositivos inteligentes (como medidores inteligentes e sensores) em redes e instalações de computação para detectar e sensoriar as redes elétricas. Tanto os fluxos de energia quanto os fluxos de informações em redes inteligentes conectam usuários e concessionárias de energia

elétrica. Desta forma, medidores inteligentes podem coletar dados, como uso da eletricidade, informações de *status* das redes, preço da energia e informações financeiras.

Através da integração de fluxos de informação com fluxos de energia, as redes inteligentes (*Smart Grids*) podem ajudar a resolver o problema das perdas comerciais de energia, já que possuem a disponibilidade de dados robustos. A análise sobre os dados das redes inteligentes é útil na detecção das perdas comerciais por causa do padrão de consumo de eletricidade anormal dos furtadores de energia (ZHENG *et al.*, 2017).

Segundo Penin (2008), uma *Smart Grid* permite uma série de benefícios para a empresa:

- Serviço de corte e religamento remotos;
- Permite a conexão *on-line* dos dispositivos de medição;
- Oferece comunicação integrada com o consumidor, permitindo entrega de mensagens;
- Possibilita a detecção da irregularidade em tempo real.
- Leitura programada para faturamento;
- Registros em diferentes postos e horários;
- Telemetria diária;
- Balanço energético com medição de consumo por fase e carregamento real de trafos;

Conforme Glover *et al.* (2012), existem duas tecnologias de medição remota diferentes que servem de base para as *Smart Grids*: a AMR e a AMI. A AMI trata-se de uma tecnologia de medição remota superior à AMR. Um dos motivos que evidenciam tal superioridade é a medição do fluxo bidirecional de energia, enquanto a AMR faz somente a leitura do fluxo unidirecional convencional.

O World Bank (2009), descreve a AMR e a AMI a seguir como:

AMR – (*Automatic Meter Reading*): Automatiza o processo de medição através de técnicas digitais de comunicação. É a tecnologia de registrar automaticamente o consumo, diagnosticar e coletar dados do medidor e transferir estes dados para uma central para cobrança, solução de problemas e análise. O faturamento é baseado no consumo em tempo real. A AMR é muitas vezes utilizada em conjunto com a PLC (*Power Line Communication*), que é responsável pela transferência de dados de comunicação.

AMI – (*Advanced Metering Infrastructure*): É responsável pela medição remota, leitura e monitoramento do consumo de energia elétrica. Reduções drásticas dos preços dos equipamentos de medição e de telecomunicações tornam sua adoção economicamente viável. A eficácia da ferramenta para detectar e desencorajar o roubo e outras formas de consumo não medido é enorme, como mostra a recente experiência em países em desenvolvimento (incluindo a República Dominicana, Honduras e Brasil). A aplicação em grande escala da AMI pode contribuir significativamente para o desenvolvimento sustentável e o desempenho eficiente do setor de energia nos países em desenvolvimento. A AMI fornece ferramentas poderosas para reduzir as perdas totais e aumentar as taxas de coleta. Sua aplicação tem os seguintes impactos positivos (em geral significativos nos países em desenvolvimento): Efeito de inspeção (*Watchdog*) sobre usuários, reforço da governança corporativa na empresa e ações anti-corrupção, implementação do consumo pré-pago, eliminação de perdas em áreas não gerenciáveis e gerenciamento do lado da demanda.

A AMI detecta padrões anormais de consumo de eletricidade baseado na inteligência artificial e desta forma indica lugares ou regiões com potenciais perdas comerciais de energia em áreas gerenciáveis e não gerenciáveis, que só serão confirmadas através de inspeções. Porém, não é possível afirmar que seja uma solução totalmente efetiva para o furto de energia, pois se confirmado o furto, ainda é necessário ações para desinstalação do mesmo.

De acordo com Sahrardar e Ahmad (2016), a AMI (Infraestrutura de Medição Avançada) é um sistema integrado de medidores inteligentes (*Smart Meters*), comunicação bidirecional e gerenciamento de dados.

Conforme o World Bank (2009), a AMI é um campo em que o progresso nos últimos anos tem sido rápido, a uma velocidade típica do progresso do setor de telecomunicações.

Conforme Depuru, Wang, Devabhaktuni e Green (2012), em um ambiente de rede inteligente, os medidores inteligentes não podem ser fraudados, mas a eletricidade ainda pode ser furtada, através de conexões que ignoram o medidor inteligente (por exemplo, desviando energia nos terminais imediatamente antes de entrar no medidor).

Um medidor inteligente pode ser usado para identificar o consumo de energia de um cliente com mais detalhes em comparação com um medidor de energia convencional (DEPURU, WANG, DEVABHAKTUNI e GREEN, 2012).

Outras tecnologias anteriores ao aparecimento das *Smart Grids* que podem ser citadas são: HVDS e métodos baseados em redes neurais. Os mesmos são definidos a seguir segundo Saikiran e Hariharan (2014):

HVDS – (*High Voltage Distribution System*): Consiste, através de um regulador de tensão, aumentar a tensão no secundário do transformador e através de um outro dispositivo voltar à tensão normal novamente nas entradas dos medidores dos clientes. Portanto, se alguém pratica o furto de energia através da derivação de um cabo direto da linha de distribuição, estaria queimando os seus equipamentos por estar ligado diretamente em uma tensão bem acima da nominal.

Redes Neurais: É uma técnica computacional baseada em inteligência artificial que emula o sistema nervoso central de um animal e é capaz de realizar o aprendizado de máquina bem como o reconhecimento de padrões. Também, pode ser utilizada para identificação de roubo de energia através de reconhecimento de padrões e algoritmos genéticos. A técnica é bastante utilizada para detecção de furto de energia, pois identifica padrões anormais de consumo de energia.

Conforme Saikiran e Hariharan (2014) e Sardar e Ahmad (2016), alguns métodos e combinações de métodos de controle das perdas comerciais podem ser descritos através da Tabela 1.2, comparados segundo a confiabilidade do sistema, economia e eficiência.

Tabela 1.2 – Diferentes métodos de controle das Perdas Comerciais.

| <b>Métodos de Controle</b>       | <b>Confiabilidade do Sistema</b> | <b>Economia</b>                    | <b>Eficiência do Sistema</b> |
|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|------------------------------|
| Sistema HVDS                     | Normal                           | Baixa                              | Pobre                        |
| Uso de Redes Neurais Artificiais | Boa                              | Menor custo (Modelagem Matemática) | Média                        |
| Uso do <i>Smart Meter</i>        | Excelente                        | Alta                               | Alta                         |
| AMI                              | Excelente                        | Alta                               | Alta                         |
| AMR via PLC                      | Boa                              | Normal                             | Alta                         |
| Esquema Inteligente              | Excelente                        | Alta                               | Alta                         |

Fonte: Saikiran e Hariharan (2014) e Sardar e Ahmad (2016).

Ainda, relacionado com o aparecimento das *Smart Grids*, existe o esquema inteligente que é uma tecnologia que, aliada à medição remota, ainda utiliza um microcontrolador e um sistema de localização global para combate às perdas comerciais. Assim, quando existe alguma irregularidade, sabe-se o local exato da mesma.

## 1.2 Impacto das Perdas Comerciais na Qualidade da Energia Elétrica

As perdas comerciais de energia impactam tanto na qualidade do produto energia elétrica quanto no serviço de fornecimento da energia.

Segundo Kigitura (2006), o furto de energia é outro fator que contribui para uma energia de baixa qualidade, principalmente devido à maneira em que o mesmo é realizado. O furto é feito principalmente através de conexões ilegais que não são feitas profissionalmente, levando a curto-circuitos frequentes que interrompem os suprimentos para outros clientes.

A este respeito:

As conexões ilegais afetam a qualidade da energia na medida em que contribuem para curto-circuitos, sobrecarga, desequilíbrio de tensão e sub-tensão. Devido às conexões mal executadas, podem ocorrer casos de afundamentos e surtos de tensão durante curtos-circuitos, ou mesmo interrupções (KIGITURA, 2006, p.17).

Ainda, de acordo com Kigitura (2006), as conexões ilegais podem ocasionar problemas de segurança relacionados a choque elétricos e casos de eletrocussão.

Conforme Singh (2013), o furto de energia sobrecarrega o sistema de distribuição e provoca sub-tensão, afundamento de tensão e gera elevados níveis de harmônicos no sistema de energia.

Segundo Olaoluwa (2017), o furto de energia é um dos problemas mais frequentes, que não causam somente perdas econômicas, fornecimento irregular e inadequado de eletricidade, mas também conduzem a uma má qualidade de energia, dificultando o funcionamento de equipamentos, indústrias e fábricas, e causando indisponibilidade de energia para residências.

O furto de energia cria situações em que a potência que flui através das linhas não corresponde à esperada. Isso cria surtos de energia, quedas, elevações, interrupções e falhas do sistema devido a altas cargas, que também podem levar a possibilidades de incêndios e até explosões (OLAOLUWA, 2017, p.1180).

Ainda, conforme Olaoluwa (2017), o furto de energia pode causar qualquer um destes problemas de qualidade de energia: Sobretensão, subtensão, afundamentos, elevações, transitórios, harmônicos, entre outros.

O furto de energia elétrica contribui para o aumento do consumo de energia no subsistema afetado e desta forma o transformador que alimenta este sistema pode, dependendo do percentual de furto, se sobrecarregar. Assim, um subsistema planejado e projetado para um determinado nível de perdas comerciais pode começar a colapsar se estes níveis começam a

extrapolar. A sobrecarga no transformador alimentador pode acarretar em falha do isolamento protetor e uma eventual queima do equipamento decorrente de um curto-circuito.

Outro problema que pode ser mencionado é o aumento de interrupções decorrentes do acionamento de elementos de proteção do subsistema afetado. Constatou-se, através de simulações (vide Anexo), vários casos de subtensão nos barramentos do subsistema. Assim, subtensão com carga constante levará num aumento da corrente no barramento que pode ultrapassar os valores de corrente nominal especificados pelos fabricantes dos elementos de proteção. Desta forma, o elemento de proteção atua, interrompendo o fluxo de energia e consequentemente o consumo de algumas unidades consumidoras.

Outra forma de interrupção é devido às conexões clandestinas ou “gatos” que geralmente são mal feitos e resultam em interrupções de energia elétrica.

Um problema hipotético que pode ocorrer é o caso de afundamentos e elevações momentâneas de tensão em decorrência do furto de energia de vários consumidores no mesmo instante. Assim, decorrerá de um alto incremento de energia instantâneo no subsistema e eventuais casos de afundamento e elevações de tensão (furto monofásico).

Outro problema hipotético que pode vir a acontecer é o caso da proliferação de harmônicos no sistema decorrentes do furto de energia para alimentar cargas não lineares. A presença de cargas não lineares são principais fontes de geração de conteúdo harmônico num subsistema afetado. Assim, se o conteúdo harmônico for aditivo (diferentes frequências sendo somadas), o mesmo aumentará.

No Anexo desta tese, apresenta-se um estudo de caso, com simulações e usando o software Matlab-Simulink, dos problemas específicos de variação de tensão em regime permanente (subtensão e sobretensão) e desequilíbrio de tensão decorrentes do furto de energia elétrica trifásico e monofásico, respectivamente.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo Geral**

O objetivo desta tese consiste em analisar o impacto das perdas comerciais de energia elétrica sobre o mercado elétrico utilizando um modelo socioeconômico de mercado (TAROT – Tarifa Otimizada), permitindo desenvolver estudos de otimização e análise de riscos sobre algumas variáveis que compõem a tarifa regulatória das concessionárias de energia elétrica.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos da tese são:

- Analisar o estado da arte das perdas comerciais e globais de energia elétrica no Brasil e em alguns países do mundo.
- Estudar o impacto das perdas comerciais na economia de uma empresa elétrica regulada e na criação de valor aos consumidores de energia.
- Determinar o valor da tarifa regulatória e tarifa ótima para a RTP de uma companhia de energia considerando as perdas comerciais, através do modelo socioeconômico (TAROT – Tarifa Otimizada).
- Determinar o limiar de perdas comerciais de uma empresa elétrica em relação à energia injetada para operação com tarifa regulatória.
- Examinar como o furto de energia impacta no valor econômico adicionado ao consumidor adimplente e consumidor inadimplente de energia.
- Determinar através do modelo TAROT, o valor do investimento ótimo em qualidade técnica e comercial, através de investimentos em melhoria da rede elétrica e em dispositivos e ações anti-furto.
- Incorporar o risco no planejamento da RTP de uma empresa elétrica e determinar a nova tarifa regulatória que seja capaz de suprir as incertezas de planejamento.
- Examinar o impacto das perdas comerciais com viés para o furto de energia sobre a qualidade de energia elétrica com foco principal nas tensões em regime permanente e no desequilíbrio de tensão.

### 1.4 Contribuições e Limitações da Tese

Baseado na ampla gama de referências bibliográficas pesquisadas e apresentadas ao longo deste trabalho, esta tese busca disseminar e auxiliar o meio acadêmico e empresarial nas tomadas de decisão com algumas contribuições inéditas, citadas a seguir:

- Condução de um estudo econômico e regulatório do impacto das perdas comerciais sobre o mercado de energia elétrica, através de um modelo socioeconômico de mercado (TAROT – Tarifa Otimizada).



- Analisar através do modelo socioeconômico de mercado (TAROT), como as perdas comerciais de energia elétrica influenciam no valor adicionado ao consumidor, empresa elétrica e no valor da tarifa regulatória de mercado.
- Utilização do modelo (TAROT) para conduzir estudos de otimização da tarifa regulatória (tarifa regulatória mínima) através da otimização dos investimentos em qualidade técnica (investimento para melhoria das características técnicas da rede) e comercial (investimento em equipamentos e ações anti furto/fraude de energia).
- Proposta de um modelo de risco sobre o planejamento da revisão tarifária das concessionárias de energia com o objetivo de proteger a empresa elétrica dos erros de planejamento que podem incidir na tarifa regulatória ao longo do ciclo de revisão tarifária.
- Condução de estudos de casos através de simulações utilizando os softwares Matlab-Simulink com resultados quantitativos sobre o impacto das perdas comerciais sobre o desequilíbrio de tensão e variação de tensão em regime permanente.

Para tal análise, algumas generalizações e simplificações foram utilizadas e podem ser sintetizadas através das limitações a seguir:

- Caracterização das perdas comerciais no escopo restrito das empresas de distribuição de energia elétrica.
- Consideração da tarifa paga pelos consumidores como uma tarifa média, referente à média da tarifa dos grupos tarifários cativos (A e B).
- Os consumidores livres não estão sendo considerados no modelo.
- As perdas comerciais de energia, muitas vezes estão representadas ao longo da tese através do furto de energia para as análises econômicas e regulatórias.
- O modelo socioeconômico de mercado (TAROT) é um modelo didático, com algumas aproximações e simplificações em relação ao modelo regulatório de revisão tarifária da ANEEL, porém a perda em exatidão do modelo é compensada pela transparência e potencial didático do mesmo.
- Os estudos de riscos sobre o planejamento da tarifa das concessionárias de energia foram limitadas em três variáveis incertas: custo da compra de energia da geradora ( $e$ ), avidez dos consumidores ( $a$ ) e nível de perdas comerciais de energia ( $\theta$ ).

- Não está sendo modelada no TAROT a inserção de Geração Distribuída e Prosumers, objeto de estudos e pesquisas em outros trabalhos.

## 1.5 Motivação da Tese

A motivação da tese consiste em estudar detalhadamente um problema de cunho principalmente financeiro e que gera desperdícios da ordem de bilhões de dólares para empresas elétricas de todo o mundo.

A este respeito:

As perdas comerciais são um problema na maioria dos países em desenvolvimento no mundo que incorre numa perda anual estimada de 58,7 bilhões de dólares anuais nas 50 maiores economias emergentes, comparada com apenas 30,6 bilhões no resto do mundo, incluindo as maiores economias industrializadas (NORTHEAST GROUP LLC, 2017).

Nos Estados Unidos o furto de energia representa o terceiro maior crime em números de registros, após fraudes de cartão de crédito e roubo de automóveis. Estima-se que o custo referente às perdas comerciais são da ordem de 6 bilhões de dólares por ano. Num estudo piloto conduzido numa concessionária americana verificou-se 15.000 medidores de energia adulterados, causando um prejuízo da ordem de 5 milhões de dólares anuais. Outro fator preocupante é o custo da perda de energia no país, que embora apresente baixo percentual de perdas globais, o custo da perda é alto em função da enorme produção de energia no país.

No Canadá, de acordo com Zheng *et al.* (2017), as perdas decorrentes do furto de energia são estimadas em 100 milhões de dólares canadenses por ano. Esta perda de energia poderia ser utilizada para o abastecimento de energia para 77 mil residências por ano.

Nos países em desenvolvimento, o furto de energia é um grande problema. Por exemplo, na Turquia no ano de 2011, o tamanho da perda por furto de energia foi de aproximadamente 1 bilhão de dólares. Os consumidores, que legalmente consomem eletricidade, assumem o peso desse 1 bilhão de dólares sob o rótulo "compartilhamento de uso ilegal" em suas contas. Isso não só perturba a justiça social, mas também distorce as decisões de investimento a nível regional, que afeta negativamente o crescimento econômico e o futuro da economia (YURTSEVEN, 2015).

Conforme Northeast Group LLC (2017), a Índia perde cerca de 16,2 bilhões de dólares anuais em perdas não técnicas, seguida por Brasil e Rússia.

A este respeito, no Brasil:

De acordo com o presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, Nelson Fonseca Leite, no ano de 2012, as perdas na distribuição no Brasil ficaram em 16,5%, percentual menor do que as registradas no ano de 2011, que chegaram aos 17%. "Em termos de energia, quando a gente analisa o volume de energia que é dissipado e se considerando o montante da carga brasileira, esses cerca de 25 TWh de energia perdida em 2012, seriam o suficiente para suprir o estado do Paraná inteiro durante um ano" (ABRADEE, 2013).

A perda total anual de energia elétrica no Brasil, hoje, é da ordem de 52 Terawatt-hora (TWh). Contudo, nesse montante não estão apenas as perdas técnicas, mas também as chamadas perdas comerciais, que representam 44% do total, decorrentes de erros de medição, furto e fraudes nos sistemas de medição. O furto e as fraudes respondem por perdas de 23 TWh por ano, energia equivalente ao fornecimento anual para 19 milhões de residências com consumo médio de 100 kWh/mês. O custo anual das perdas não técnicas para a sociedade brasileira é de aproximadamente R\$ 5,5 bilhões, valor que chega a R\$ 7,3 bilhões ao acrescentarmos os tributos (ICMS, PIS e Cofins) que deixam de ser arrecadados com essas irregularidades. Para se ter uma idéia da dimensão do problema, esse valor equivale à metade do que o Estado brasileiro destina anualmente ao Programa Bolsa-Família (REVISTA DE P&D DA ANEEL, 2009).

Assim, a motivação da tese consiste em estudar um problema que ocorre no mundo inteiro com um viés econômico para as concessionárias de energia que perdem capital com tal desperdício, e ainda, provoca problemas relacionados à qualidade da energia elétrica no sistema elétrico de potência. Logo, as perdas não-técnicas impactam na modicidade tarifária, no equilíbrio econômico-financeiro das concessões e no desperdício efetivo que representa.

## **1.6 Estrutura da Tese**

A tese é composta de seis capítulos mais um anexo, sintetizados conforme estrutura a seguir com o intuito de auxiliar na sua leitura:

No Capítulo 1 faz-se uma introdução à tese proposta através da exposição do tema estudado, no caso, perdas comerciais de energia. Neste capítulo caracteriza-se o tema e aponta-se a relevância do mesmo para sistemas de potência no cenário brasileiro e mundial e seus principais impactos para empresas de eletricidade e consumidores, além de abordar as estratégias e principais tecnologias para redução das mesmas. O capítulo discute de uma forma geral, os impactos das perdas comerciais sobre a qualidade da energia de um sistema de potência. Adicionalmente, aponta-se os objetivos geral e específicos da tese, contribuições e limitações da mesma, além da motivação para desenvolvimento do tema.

No Capítulo 2 é apresentado o estado da arte das perdas comerciais de energia no Brasil e no mundo. No Brasil, inicia-se a partir da apresentação de algumas particularidades que envolve

o tema. No mundo inicia-se a partir de um estudo numa amostra de países comparando-se a situação das perdas globais de energia em duas décadas distintas e apontando os motivos causadores das mesmas. Ainda, estuda-se a evolução das perdas globais médias em caráter mundial até o ano de 2014 e finaliza-se com um *ranking* dos países com maiores e menores perdas no ano de 2014. No Brasil, apresenta-se o tratamento regulatório para as perdas de energia e faz-se um levantamento das perdas para as principais distribuidoras de energia brasileiras na atualidade e aponta-se o custo estimado com tais perdas.

No Capítulo 3 analisa-se o impacto das perdas comerciais, com destaque para o furto de energia elétrica, na economia de uma empresa elétrica regulada e sobre a criação de valor para os consumidores de energia. Para tanto, simula-se uma empresa com e sem furto de energia e verifica-se o impacto sócio-econômico gerado, o valor da tarifa regulatória e o limiar de furto de energia para a empresa se sustentar financeiramente. Adicionalmente, o modelo socio-econômico TAROT possibilita o cálculo do investimento ótimo em qualidade técnica, o valor da tarifa regulatória mínima e o valor sócio-econômico gerado.

No Capítulo 4 insere-se o investimento em qualidade comercial ao modelo TAROT, para redução das perdas comerciais de energia. Utilizando o modelo, determina-se o valor do investimento ótimo em qualidade técnica e comercial para uma amostra de empresas do setor de distribuição de energia elétrica. A partir disto, verifica-se o quão distante as empresas se encontram do investimento ótimo em qualidade técnica e comercial, do percentual de perdas comerciais e da tarifa regulatória ótima.

No Capítulo 5 conduz-se um estudo de risco sobre uma amostra de distribuidoras de energia brasileiras, considerando como um dos fatores de risco as perdas comerciais de energia. Outras variáveis de risco consideradas foram a avidez dos consumidores e o custo da energia comprada junto aos geradores. Faz-se a modelagem do risco, considerando a aversão ao risco pelas empresas elétricas e chega-se ao plano de Markowitz com a expectativa de retorno, risco e expectativa de utilidade das mesmas. Por fim, propõe-se um modelo de cálculo do valor da tarifa regulatória das empresas considerando o risco e o valor da compensação de tarifa da condição livre de risco para a condição com risco, o que atualmente não é considerado pela ANEEL para a determinação do valor da tarifa regulatória das empresas durante o ciclo de revisão tarifária das empresas.

O Capítulo 6, referente às conclusões, desenvolve-se a partir de conclusões mais genéricas dos capítulos anteriores da tese, buscando responder de maneira clara e sucinta os objetivos específicos levantados, bem como apresentam-se as publicações referentes à esta tese e as recomendações para futuros trabalhos.

No Anexo é conduzido um estudo do impacto do furto de energia elétrica monofásico e trifásico sobre a qualidade em um subsistema equilibrado simulado, focando-se em dois problemas de qualidade ocasionados pelo furto de energia, sendo eles o desequilíbrio de tensão e a variação da tensão em regime permanente.

## 2 ESTADO DA ARTE

### 2.1 Principais Conceitos

Com o intuito de se entender as principais variáveis que aparecerão ao longo de toda esta tese, alguns conceitos serão explicados de uma maneira mais abrangente neste capítulo.

#### 2.1.1 Perdas Globais

Conforme Penin (2008), as perdas globais de energia podem ser definidas como a diferença entre a energia fornecida a uma determinada rede elétrica e a energia entregue regularmente nesta mesma rede. As perdas globais são a soma das perdas técnicas com as perdas não técnicas. As perdas globais de energia são classificadas em perdas técnicas e perdas não técnicas, conforme Fig. 2.1:

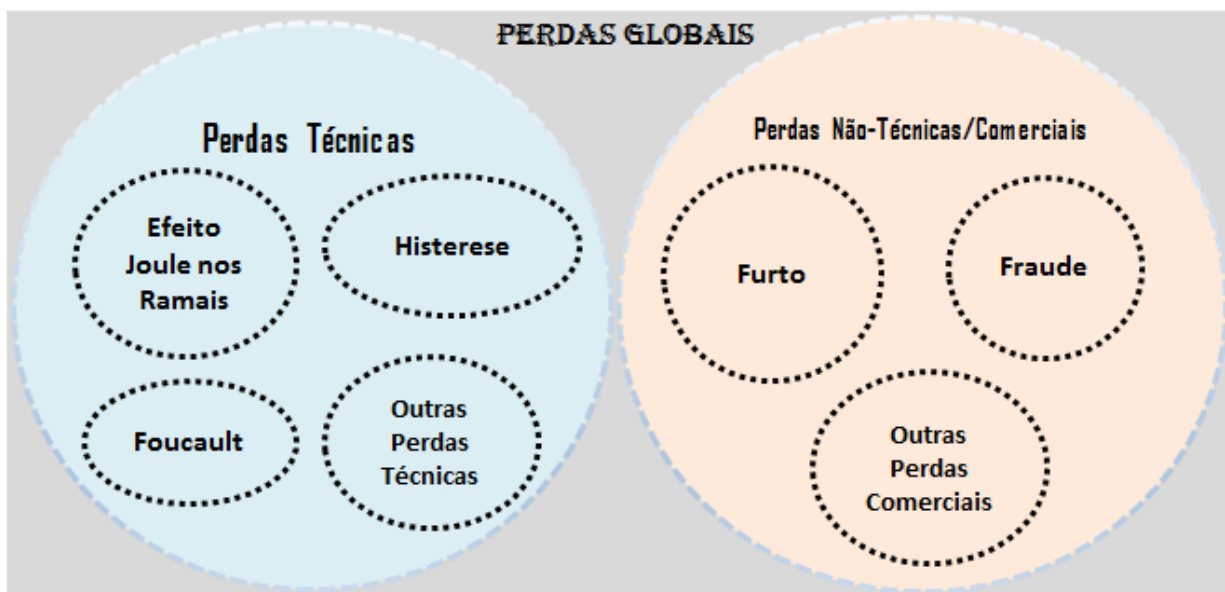


Figura 2.1 – Perdas Globais de Energia em um Sistema.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 2.1.2 Perdas Técnicas

Segundo Smith (2004), as perdas técnicas correspondem à energia elétrica perdida na transmissão e distribuição quando passa por transformadores e linhas de energia. As perdas técnicas ocorrem devido aos efeitos físicos do sistema de potência: estão associadas ao próprio sistema, à sua qualidade e a forma como ele está sendo usado. Dentre os efeitos físicos, é possível destacar os quatro seguintes: efeito Joule, perda por histerese, correntes de Foucault e efeito Corona (CRUZ e RAMOS, 2014).

Conforme Penin (2008), as perdas técnicas são causadas pelas propriedades físicas dos próprios componentes dos sistemas elétricos. Representa a parcela de energia que é perdida durante o seu transporte, devido às características físicas dos componentes presentes na infraestrutura do sistema elétrico. Conforme Fourie (2004), as perdas técnicas incluem perdas nas linhas do sistema elétrico e também perdas nos equipamentos. Singh (2009), diz que as perdas técnicas são devido à corrente fluindo na rede elétrica e são dos seguintes tipos:

- Perdas no Cobre devido ao efeito Joule.
- Perdas Dielétricas que representam perdas resultantes do aquecimento no material dielétrico entre os condutores.
- Perdas por Indução e Radiação que são produzidas pelos campos magnéticos em volta dos condutores.

Ainda, conforme Singh (2009), as perdas técnicas podem ser agravadas ou aumentadas se o sistema elétrico apresentar alguma das características a seguir:

- Distorção harmônica.
- Aterramento impróprio do consumidor.
- Longas distâncias de linhas.
- Cargas desequilibradas.
- Barramentos com subtensão (Regulação de Tensão).
- Baixo padrão de qualidade dos equipamentos.

As perdas técnicas são possíveis de se calcular e controlar, desde que o sistema de potência consista em quantidades conhecidas de cargas. Assim, conhecendo-se a rede e a carga do sistema é possível calcular as perdas técnicas com exatidão.

### **2.1.3 Perdas Não-Técnicas**

Segundo Penin (2008), as perdas não-técnicas, também conhecidas como perdas comerciais, são causadas normalmente por problemas relacionados à falta ou falha de faturamento da energia distribuída. As perdas não-técnicas podem ser representadas por:

- Inexistência de cadastramento de clientes
- Inexistência de medidores.
- Falha ou falta de aferição dos medidores.
- Erros na leitura dos medidores ou no faturamento das unidades consumidoras.
- Furto de energia.
- Fraude no fornecimento ou no sistema de medição de energia.

As perdas não técnicas de energia não podem ser calculadas com precisão, mas podem ser estimadas. Em geral, as perdas não técnicas são causadas por fatores externos ao sistema de potência (DEPURU *et al.*, 2010).

Conforme Faria (2016), as perdas não técnicas são de caráter estocástico, não estacionário e são fenômenos compostos por múltiplos componentes individuais e depende da região a ser estudada. O comportamento das perdas não técnicas é influenciado por múltiplos fatores temporais, sazonais, aleatórios, socioeconômicos, entre outros.

Conforme Penin (2008), a fraude de energia pode ser definida como o ato consciente de um indivíduo para eliminar ou reduzir a receita faturada pela concessionária de energia. Normalmente a fraude ocorre quando o medidor de energia é adulterado para registrar um montante menor de energia do que o real consumo.

O furto de energia ocorre quando uma unidade consumidora se liga diretamente à rede distribuidora, sem anuência da concessionária. São as ligações irregulares e clandestinas.



## 2.2 Experiência Internacional

As perdas não técnicas são um tipo de problema que existe na maioria dos países, incluindo países desenvolvidos e países em desenvolvimento. Segundo o World Bank (2009), as perdas não técnicas no setor da energia são quase inexistentes ou insignificantes nos países desenvolvidos, uma vez que a maior parte da população pode pagar tarifas que refletem os custos de fornecimento (mesmo que sejam superiores às que refletem o desempenho otimizado dos prestadores de serviços). Em contrapartida, embora a situação seja mista, a situação tende a ficar significativamente diferente em países em desenvolvimento. Muitas companhias elétricas conseguiram através de gestões eficientes e no contexto socioeconômico de suas respectivas áreas de concessão, reduzir ou eliminar o índice de perdas não técnicas de maneira sustentável, enquanto que outras continuam com altos índices de perdas. Segundo Memon *et al.* (2013), o furto de energia elétrica é um problema complexo nos países do terceiro mundo. Representa uma questão urgente no Paquistão e tornou-se uma prática infame predominante no país em geral.

Conforme Smith (2004), em sua pesquisa com uma amostra de 102 países nos anos de 1980 e 2000, foi constatado que as perdas na transmissão e distribuição estão crescendo na maioria das regiões do mundo. Considerando todos os países analisados, a média de crescimento foi da ordem de 4,45%, comparando o ano de 1980 com o ano de 2000.

Tabela 2.1 – Perdas na Transmissão & Distribuição por Região, 1980 e 2000.

| Região             | Nº de Países | Perdas na T&D<br>(%) - 1980 | Perdas na T&D<br>(%) - 2000 | Percentual de<br>Variação (%) |
|--------------------|--------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| Europa Ocidental   | 17           | 7,71                        | 7,56                        | - 0,15                        |
| Europa Oriental    | 24           | 9,68                        | 18,18                       | + 8,50                        |
| Meio-Leste e Norte | 11           | 11,18                       | 19,63                       | + 8,45                        |
| África             | 11           | 14,6                        | 19,95                       | + 5,35                        |
| América do Norte   | 3            | 9,67                        | 9,38                        | - 0,29                        |
| América do Sul     | 9            | 13,00                       | 17,23                       | + 4,23                        |
| América Central    | 9            | 15,50                       | 21,68                       | + 6,18                        |
| Sul da Ásia        | 5            | 25,20                       | 27,55                       | + 2,35                        |
| Sudeste da Ásia    | 7            | 12,14                       | 13,32                       | + 1,18                        |
| Leste da Ásia      | 6            | 8,67                        | 7,65                        | - 1,02                        |
| Total              | 102          | 11,69                       | 16,22                       | + 4,45                        |

Fonte: Baseado em Smith (2004).

Conforme a Tabela 2.1, o sul da Ásia era a região que apresentava maiores índices de perdas na transmissão e distribuição no ano de 1980, continuando a crescer até o ano de 2000, no qual continuou sendo a região mais afetada em termos de perdas na T&D.

No período analisado, os maiores crescimentos de perdas de energia na T&D se manifestaram nas regiões da Europa Oriental, seguida por Meio-Leste e Norte da África.

Conforme Smith (2004), embora muitos sistemas elétricos foram privatizados entre os anos 1980-2000, isto não impactou positivamente na eficiência operacional das companhias elétricas conforme mostra Tabela 2.1 em que a média das perdas aumentou, impactando negativamente na eficiência operacional das companhias de eletricidade.

Os casos mais baixos de perdas na T&D (menos que 6%) , ocorreram nos países conhecidos pela eficiência gerencial ou administrativa, com destaque para Finlândia, Alemanha, Japão, Coreia do Sul, Holanda, Singapura, Bélgica, Áustria, França e Suíça. As companhias de eletricidade, através de estratégias regulatórias, foram incentivadas para garantir a detecção, julgamento e detenção dos indivíduos e organizações engajadas no furto de eletricidade. Embora haja um pequeno índice de perdas (menos que 6%), as perdas financeiras podem ser altas em razão do grande montante de energia produzida e comercializada.

Altas perdas (+ de 30%), foram constatadas em países como Albania, Haiti, Mianmar, República do Quirguistão, Nigéria e Bangladesh. As principais características comuns são pobreza e problemas políticos, econômicos e sociais que cada país enfrentou. Em períodos turbulentos, organizações governamentais pararam de funcionar eficientemente, tornando-se propensas à práticas de corrupção, investimentos não realizados no gerenciamento do sistema de potência e consumidores que tiravam vantagens do sistema.

As variações nas perdas na T&D dentro de cada país pode ser grande. No caso das Filipinas e da Índia (principalmente) a distribuição de perdas dentro das regiões do país é bastante heterogênea, existindo casos de perdas na Índia na ordem de 50% em regiões como Dehli, Jammu e Kashmir, e Orissa e regiões na ordem de 15% como o caso de Even Maharashtra.

Ainda, através do trabalho de Smith (2004), as perdas de energia na T&D nos 102 países analisados no ano de 2000 foram distribuídas conforme Tabela 2.2.

Analisando a Tabela 2.2 e considerando como altas perdas o valor superior a 16%, constata-se que mais de 40% dos países elencados apresentaram altas perdas de energia no ano de 2000. Neste países com altas perdas de energia, o sistema de potência apresenta grandes perdas não técnicas de energia.

Tabela 2.2 – Perdas na Transmissão &amp; Distribuição em 2000.

| Perdas T&D | Nº de Países | Percentual |
|------------|--------------|------------|
| 4-10%      | 34           | 33,3%      |
| 11-15%     | 25           | 24,5%      |
| 16-20%     | 15           | 14,7%      |
| 21-53%     | 28           | 27,5%      |
| Total      | 102          | 100%       |

Fonte: Smith (2004).

Conforme Sreenivasan (2016), em alguns países como Reino Unido, Canadá e Estados Unidos é muito comum utilizar parte da energia furtada para cultivar e abastecer fazendas de maconha, que necessitam de iluminação e calor para o desenvolvimento do produto.

A Fig. 2.2 representa a evolução das perdas médias globais de energia no mundo no período de 1960 até 2014 em relação à energia produzida.

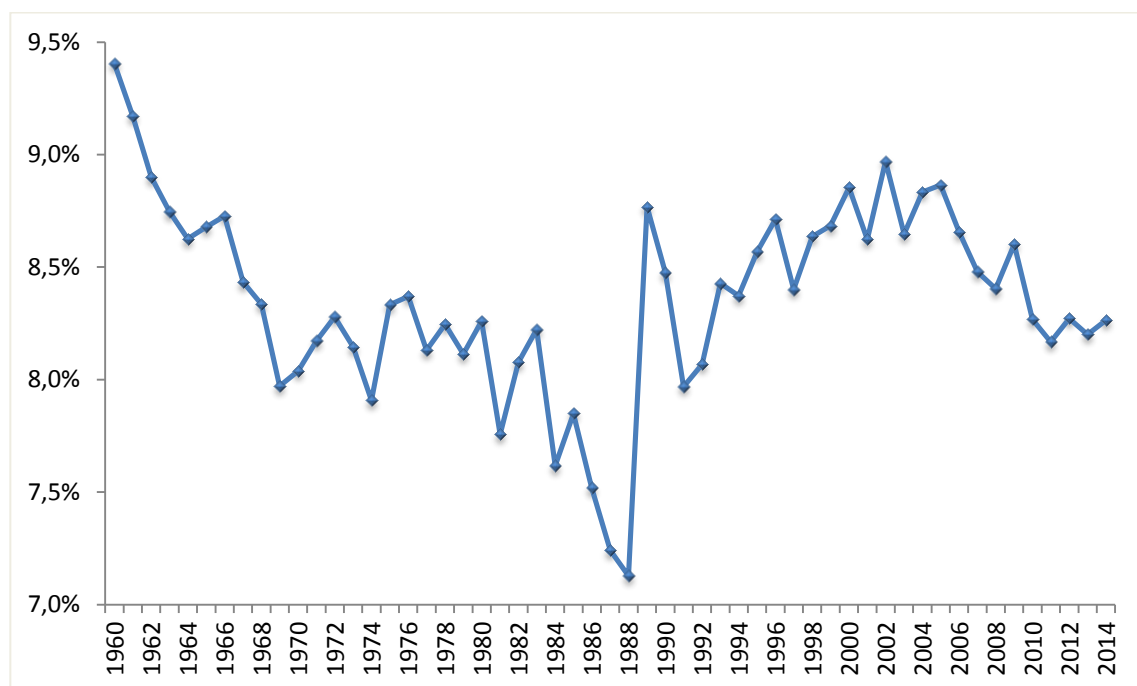


Figura 2.2- Evolução anual das Perdas Globais Médias de Energia na Transmissão e Distribuição no Mundo (% da Energia Produzida).

Fonte: World Bank DataBank (2017).

A Fig. 2.3 mostra o mapa das perdas globais de energia na T&D na maioria dos países do mundo no ano de 2014. É possível de se visualizar uma menor perda de energia em países desenvolvidos e uma maior perda em países emergentes.

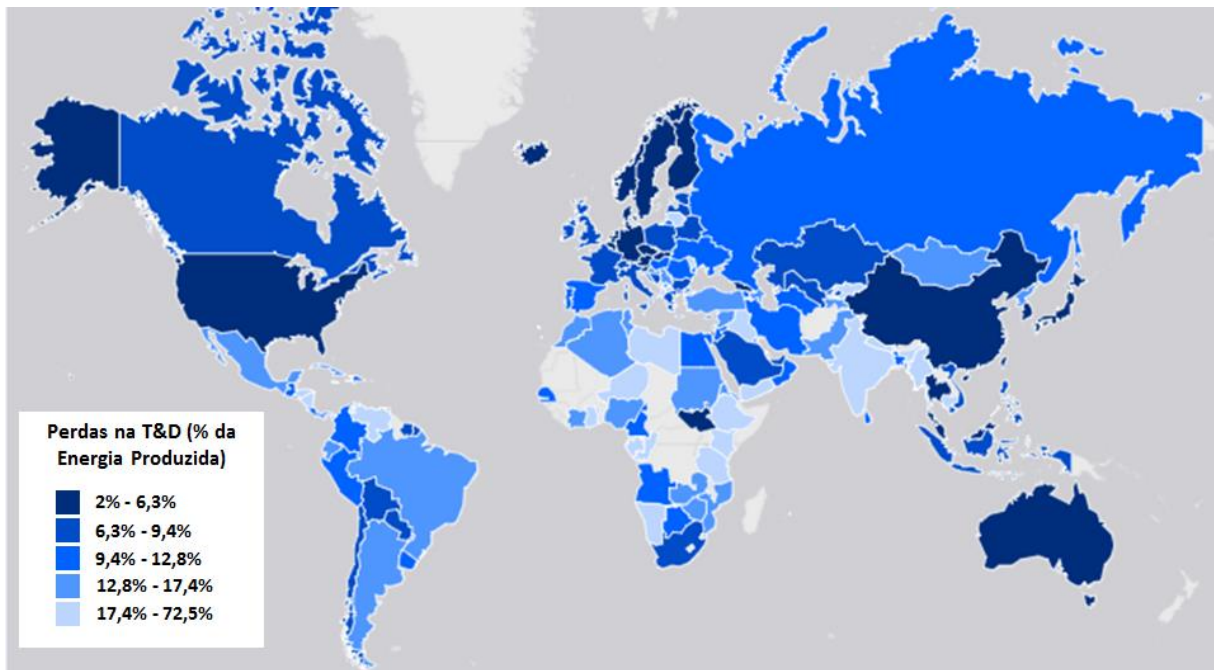


Figura 2.3- Perdas Globais de Energia na Transmissão e Distribuição (% da Energia Produzida) em 2014.

Fonte: World Bank DataBank (2017).

A Fig. 2.4 elenca os países com menores perdas globais de energia na T&D no ano de 2014 com uma prevalência de países desenvolvidos.

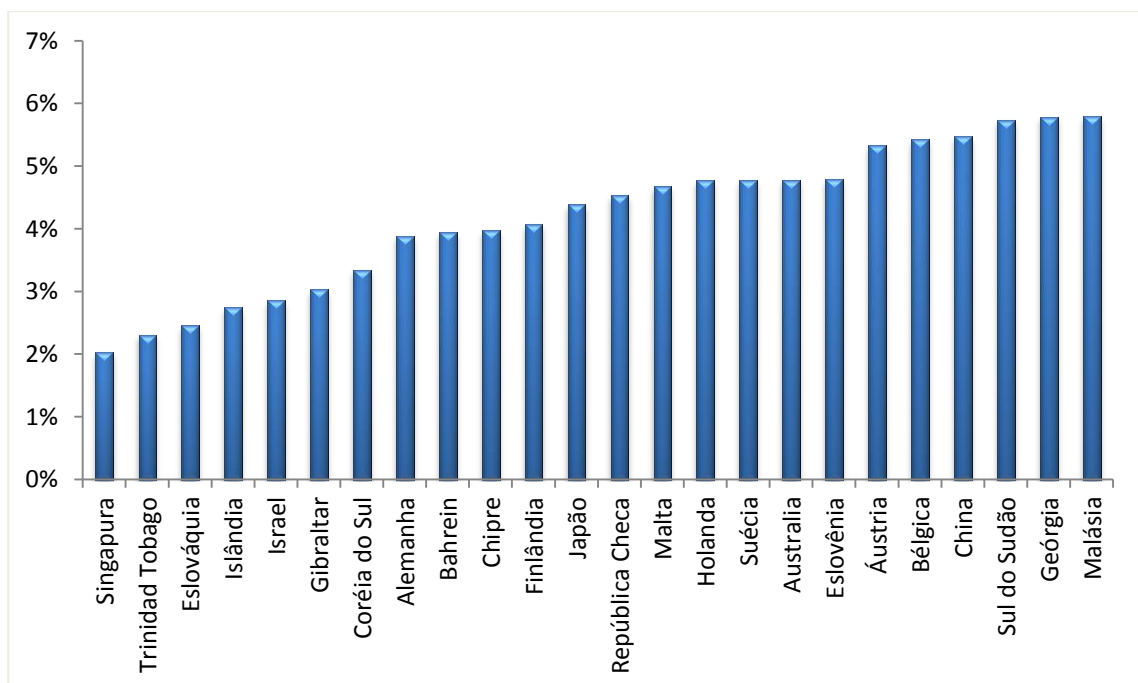


Figura 2.4- Ranking de Países com Menores Perdas Globais de Energia na T&D em 2014.

Fonte: World Bank DataBank (2017).

A Fig. 2.5 elenca os países com maiores perdas globais de energia com uma prevalência de países emergentes.

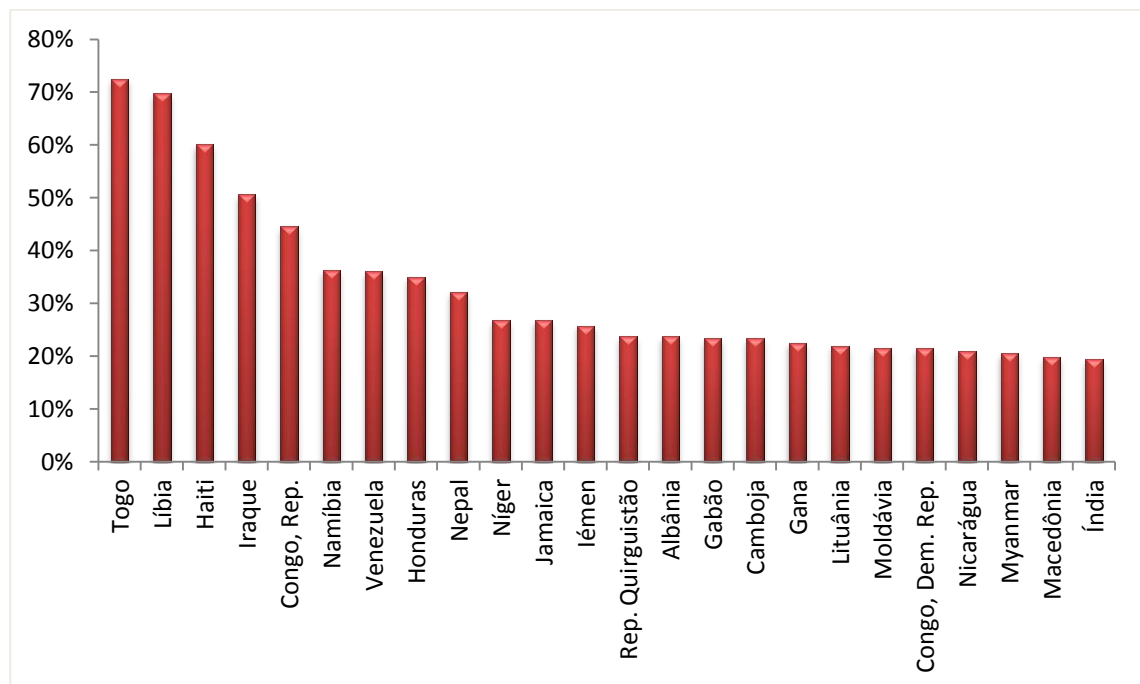


Figura 2.5- Ranking de Países com Maiores Perdas Globais de Energia na T&D em 2014.

Fonte: World Bank DataBank (2017).

Conforme World Bank (2017), o Brasil apresentou perdas globais de energia na T&D no ano de 2014, da ordem de 15,78%, entrando na lista dos 50 países com maiores perdas de energia. Segundo o Northeast Group LLC (2017), as perdas comerciais de energia ocorrem principalmente por infraestrutura pobre, corrupção, incerteza política, ineficiência do governo, problema estrutural da regulação, legislação vulnerável e acima de tudo irresponsabilidade da equipe e desigualdade social.

### 2.3 Experiência Nacional

No Brasil a maior incidência de perdas comerciais de energia ocorre em razão do furto de energia. Conforme revista de P&D da ANEEL (2009), o furto de energia é um crime, que tem origem nos componentes sócio-culturais que dificultam muito o seu combate, pois existem comportamentos dentro da população que incentivam e estimulam tal delito. Um dos comportamentos se encontra no desconhecimento de que o furto de energia é crime, com pena de reclusão, de um a quatro anos, e multa. Outro fator é a relativa facilidade de acessar o

sistema de medição, mantido sob a guarda do consumidor. Ainda, existe a dificuldade da concessionária de energia em identificar o furto, além do sentimento do consumidor infrator de impunidade.

A este respeito:

Em áreas de maior complexidade urbana, com ocupações não planejadas e altos índices de violência, as perdas comerciais são sistematicamente maiores. Entretanto, contrariamente ao senso comum, o furto de energia não está presente somente entre os consumidores de baixa renda, mas também nas classes média e alta, comércios, empresas e indústrias (REVISTA DE P&D DA ANEEL, 2009).

Conforme Revista de P&D da ANEEL (2009), apesar de o furto de energia se apresentar nas diversas classes sociais brasileiras, são nas favelas onde ocorre um grande acúmulo de “gatos”, não sendo o furto de energia exclusividade desta classe social, que ocorre em outros níveis sociais e empresariais. Grande parte das perdas comerciais de energia da empresa Light, ocorrem através de furtos de energia, com grande concentração nas favelas. Embora as concessionárias saibam onde ocorrem o furto de energia, a atuação para a solução é complexa. Isto em razão de componentes políticos que impedem que as leis sejam aplicadas para alguns grupos sociais com viés para corrupção como o caso de: traficantes, políticos influentes e cidadãos com alto poder financeiro e jurídico. Ainda no Brasil, existem as perdas quanto à inadimplência através dos órgãos públicos (prefeituras) que não cadastram todos os seus pontos de iluminação pública. O trabalho de Araújo (2007), estima o valor da inadimplência no grupos de consumidores e na iluminação pública.

Infelizmente, os métodos convencionais têm se mostrado ineficazes na luta contra o furto de energia, o que demonstra a necessidade de desenvolvimento de novos métodos de ação contra essa prática crescente em todo o território nacional (ANEEL, 2009).

Conforme revista de P&D da ANEEL (2009), existem as chamadas “quadrilhas especializadas” em furto de energia, que são compostas por indivíduos com conhecimento técnico sobre medição e os regulamentos do setor elétrico. Estas quadrilhas são responsáveis pelas execuções técnicas das ligações clandestinas em clientes de má índole.

Dentro deste contexto e da difícil solução das concessionárias de energia sobre o tema de redução de perdas comerciais de energia, que investem parte de sua receita em programas de P&D para aprimorar soluções de combate ao furto com viés principalmente gerencial e tecnológico, surge a idéia da proposta de políticas de incentivos por parte do governo com o objetivo de inibir o furto de energia. Tal proposta se norteia na política de incentivos das concessionárias através do investimento em geração distribuída através de energias

renováveis, realizadas através de investimento e instalação de painéis solares fotovoltaicos em regiões com alto índice de perdas de energia e com solução socioeconômica complexa. Desta forma, o percentual das perdas comerciais de energia das concessionárias e seus custos se reduziriam. Contudo há que se avaliar esta proposta de forma ética e holística, considerando os impactos socioeconômicos em todos os agentes do mercado elétrico.

### **2.3.1 Tratamento Regulatório das Perdas no Brasil**

O tratamento regulatório das perdas no Brasil é dividido em tratamento regulatório tarifário, tratamento regulatório para as perdas técnicas e tratamento regulatório para as perdas comerciais. Este tópico abordará apenas o tratamento regulatório tarifário para as perdas comerciais que são o foco deste trabalho.

#### **2.3.1.1 Tratamento Regulatório Tarifário**

No Brasil, o tratamento regulatório sobre as perdas não técnicas pode ser bem esclarecido através da nota técnica ANEEL - nº 106/2015 - SGT/SRM/ANEEL. A idéia consiste em estimular a redução das perdas comerciais por meio da regulação por incentivos.

O tratamento regulatório utilizado na revisão tarifária periódica inicialmente consiste em estimar o limite máximo de perdas comerciais e assim considerar este valor na tarifa a ser cobrada dos consumidores de energia. Assim é determinado o valor das perdas não técnicas regulatórias cuja metodologia de determinação deste valor não será tratada neste trabalho, porém pode ser explicada com detalhes em (ANEEL, 2015).

Assim, a empresa elétrica durante a revisão tarifária é estimulada a reduzir suas perdas comerciais e atingir ganhos de produtividade auferido pelo fator X. Estes ganhos de produtividade são utilizados com o intuito de redução da tarifa repassada aos consumidores na próxima revisão tarifária. A Fig. 2.6 ilustra como os ganhos de eficiência são utilizados para redução da tarifa revisão tarifária seguinte:

Assim, a redução das perdas é percebida na ótica da empresa elétrica através do aumento da receita faturada e sob a ótica do consumidor é percebida através da diminuição da tarifa regulatória. Desta forma a empresa caminha para uma melhor eficiência operacional, além de promover a modicidade tarifária, requisitos buscados e exigidos pela ANEEL, através de sua regulação por incentivos.

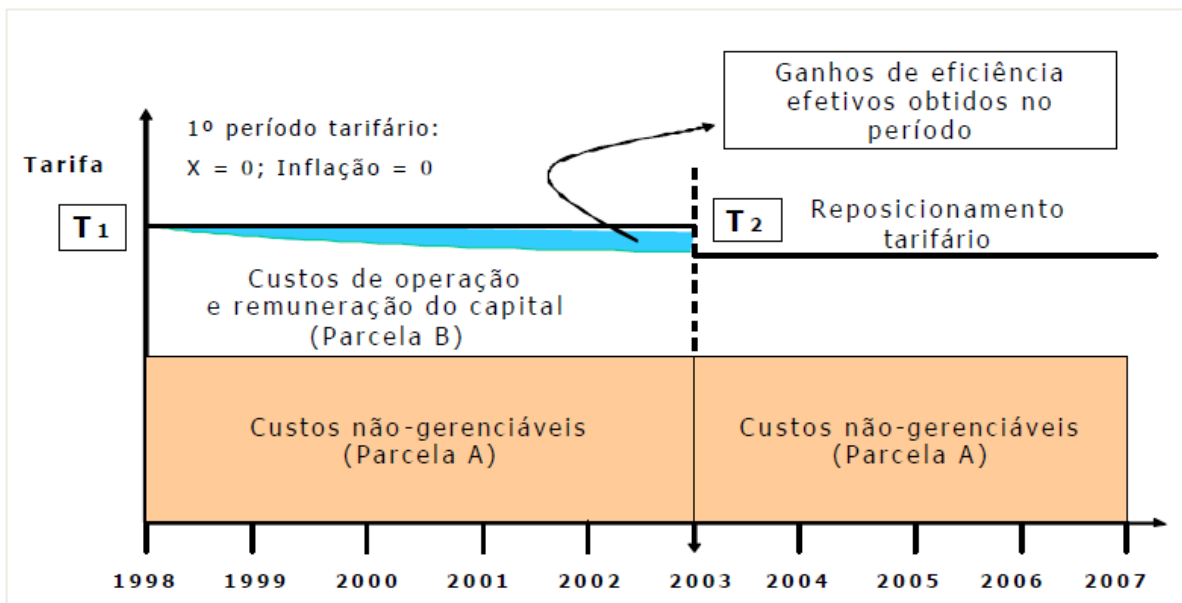


Figura 2.6- Esquema de Regulação por Incentivos no Brasil.

Fonte:Araújo (2007).

### 2.3.1.2 Tratamento Regulatório para as Perdas Comerciais

Conforme Araújo e Siqueira (2006), o regulador (ANEEL) busca aprimorar as relações de consumo entre empresas e consumidores, especialmente incentivando medidas contra furto e fraude de energia elétrica, que podem ser sintetizadas a seguir:

- Medição: Regular a instalação de medidores eletrônicos nas unidades consumidoras, implementar programas de faturamento antecipado (pré-pago) e aprimorar procedimentos de gestão da medição.
- Combate à Fraude: Estimular ações para combate à fraude de energia através da troca de informações entre concessionárias.
- Programa de Eficiência Energética: Direcionar os recursos destinados aos programas de eficiência energética para a pesquisa de procedimentos que dificultem o desvio de energia.
- Propiciar a interação entre os agentes do setor de distribuição de energia elétrica e as autoridades policiais, o Ministério Público e o Poder Judiciário para fortalecer o combate à fraude e ao furto no consumo de energia elétrica.



- Esclarecer a sociedade sobre os impactos financeiros nas tarifas de energia elétrica decorrentes do consumo irregular e do desvio de energia (Preparar campanha nacional de combate ao furto de energia).
- Disseminar, no interior da própria agência reguladora, o conceito da importância do combate às perdas não-técnicas na distribuição de energia elétrica, na busca de unificação de discurso e de procedimentos para a gestão do tema.

### 2.3.2 Levantamento das Perdas de Energia nas Empresas Elétricas do Brasil

A idéia deste tópico consiste em fazer um levantamento sobre as perdas de energia no Brasil através de dados quantitativos. Neste contexto estão incluídos as perdas globais, técnicas e comerciais. Para isto, apresenta-se um *ranking* com os maiores índices de perdas globais (Figura 2.7) e comerciais (Figura 2.8) de energia do universo das 63 empresas de distribuição de energia brasileiras.

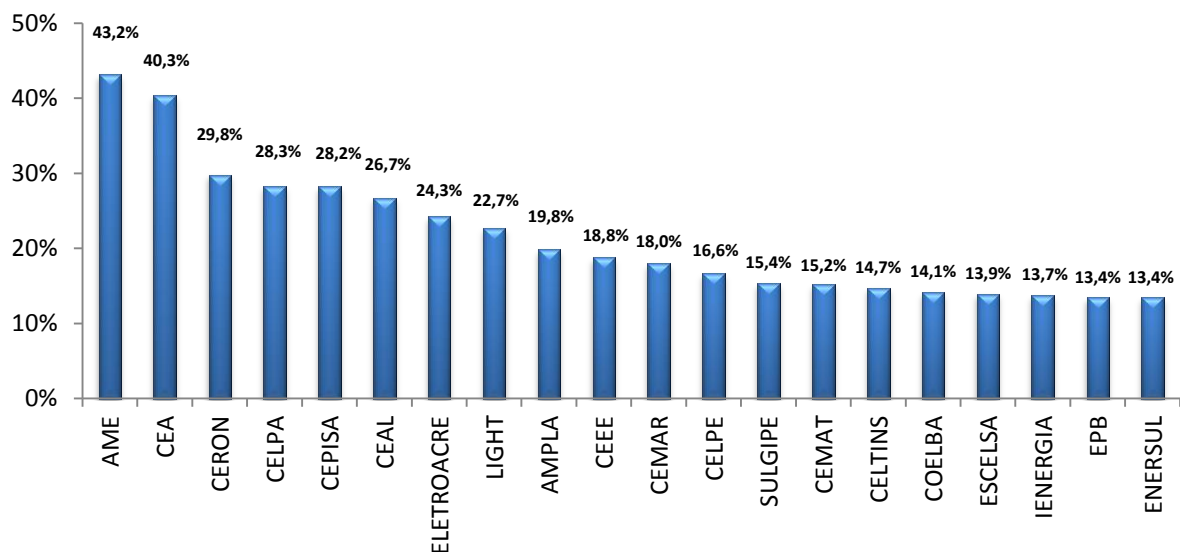


Figura 2.7 – Perdas Globais (Real) de algumas concessionárias em relação à energia injetada em 2016.

Fonte: ANEEL (2017).

Analisando a Fig. 2.7 constata-se que existem altos índices de perdas globais de energia de algumas concessionárias de eletricidade brasileiras. A Amazonas Energia (AME) lidera este *ranking* com perdas globais superiores a 40% em relação à energia injetada. Oito companhias

de eletricidade Brasileira apresentam índices de perdas globais acima de 20% da energia injetada.

Analisando a Fig. 2.8 verifica-se os altos índices de perdas não técnicas das companhias de eletricidade brasileiras. A Amazonas Energia (AME) lidera este *ranking* com o impactante valor de perdas comerciais na ordem de 38,3% em relação à energia injetada no sistema. Dez companhias de eletricidade brasileiras apresentam índices de perdas não técnicas superiores ao valor de 10% em relação à energia injetada.

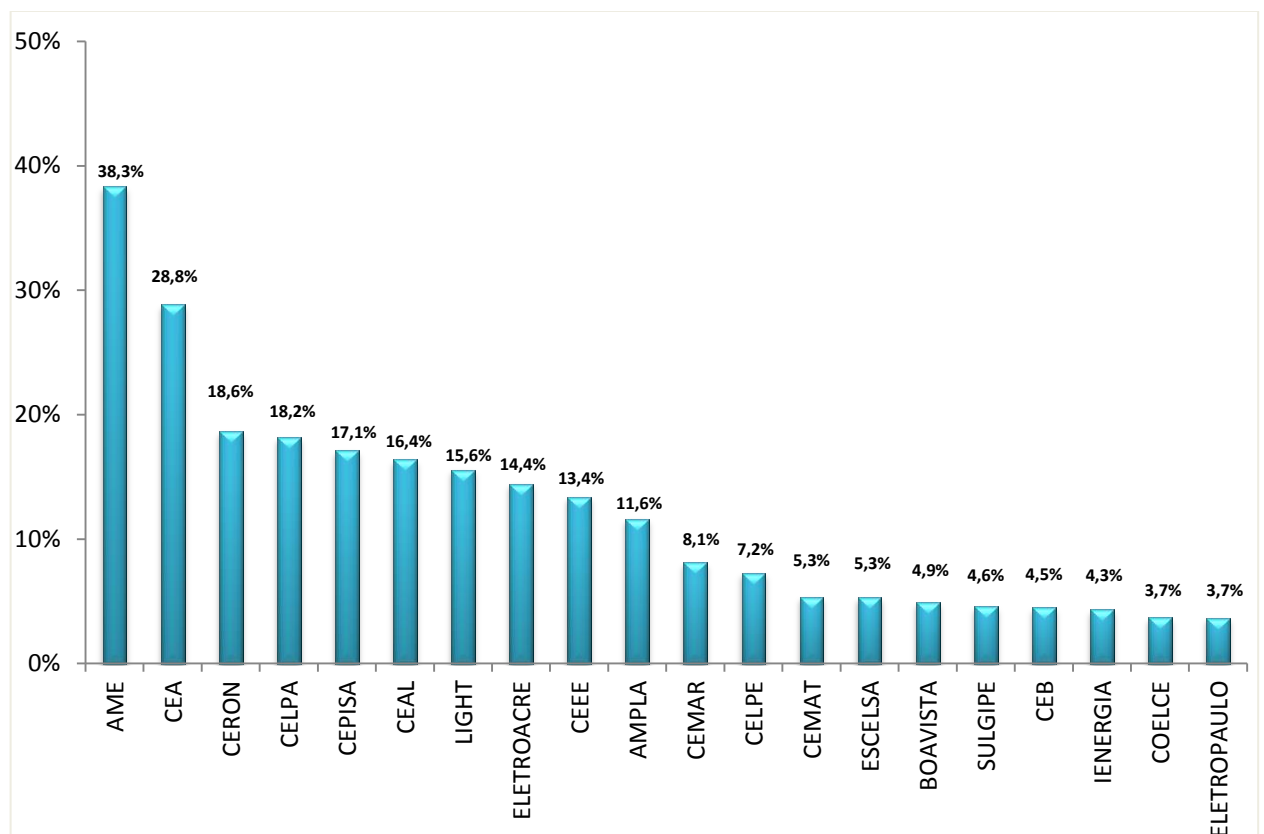


Figura 2.8 – Perdas não Técnicas (Real) de algumas concessionárias em relação à energia injetada em 2016.

Fonte: ANEEL (2017).

A Fig. 2.9 representa a variação das perdas comerciais de 2010-2016 nas empresas com os piores índices de perdas comerciais em 2016. Fazendo uma análise, é possível verificar quais empresas tomaram medidas no sentido de reduzir suas perdas não técnicas. Neste sentido 70% das empresas verificadas reduziram suas perdas comerciais enquanto que 30% aumentaram. A Boavista foi a empresa que mais conseguiu reduzir os índices de perdas comerciais em um montante próximo a 40%, enquanto que a COELCE foi a empresa que teve maior aumento dos índices de perdas comerciais num montante próximo a 120%.

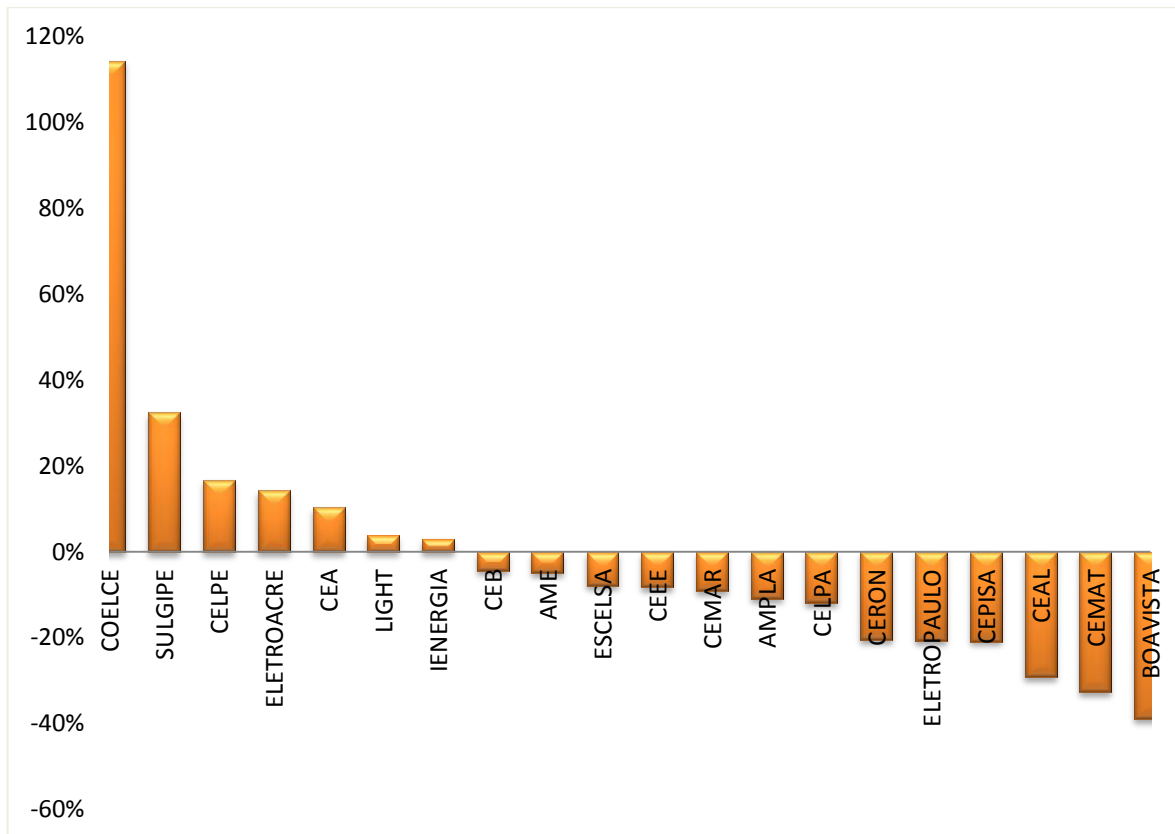


Figura 2.9 – Evolução das Perdas Comerciais de 2010-2016 nas Distribuidoras com maiores índices em 2016.

Fonte: ANEEL (2017).

O gráfico da Fig. 2.10 representa a evolução ao longo do tempo das perdas médias de energia de 63 companhias de eletricidade brasileiras em relação à energia injetada. É possível enxergar um crescimento das perdas não técnicas de energia no período apurado, com algumas oscilações ao longo do período. Em relação às perdas técnicas verifica-se uma estabilidade maior em torno da média, mantendo-se constante ao longo do período apurado. Em relação às perdas globais verifica-se um crescimento ao longo do período apurado, com oscilações ao longo do mesmo. O fato é que existe uma tendência de crescimento nas perdas médias globais das concessionárias de eletricidade brasileiras, o que provoca grande preocupação na agência reguladora ANEEL, que prima pelo atingimento da eficiência operacional das companhias de eletricidade brasileiras.

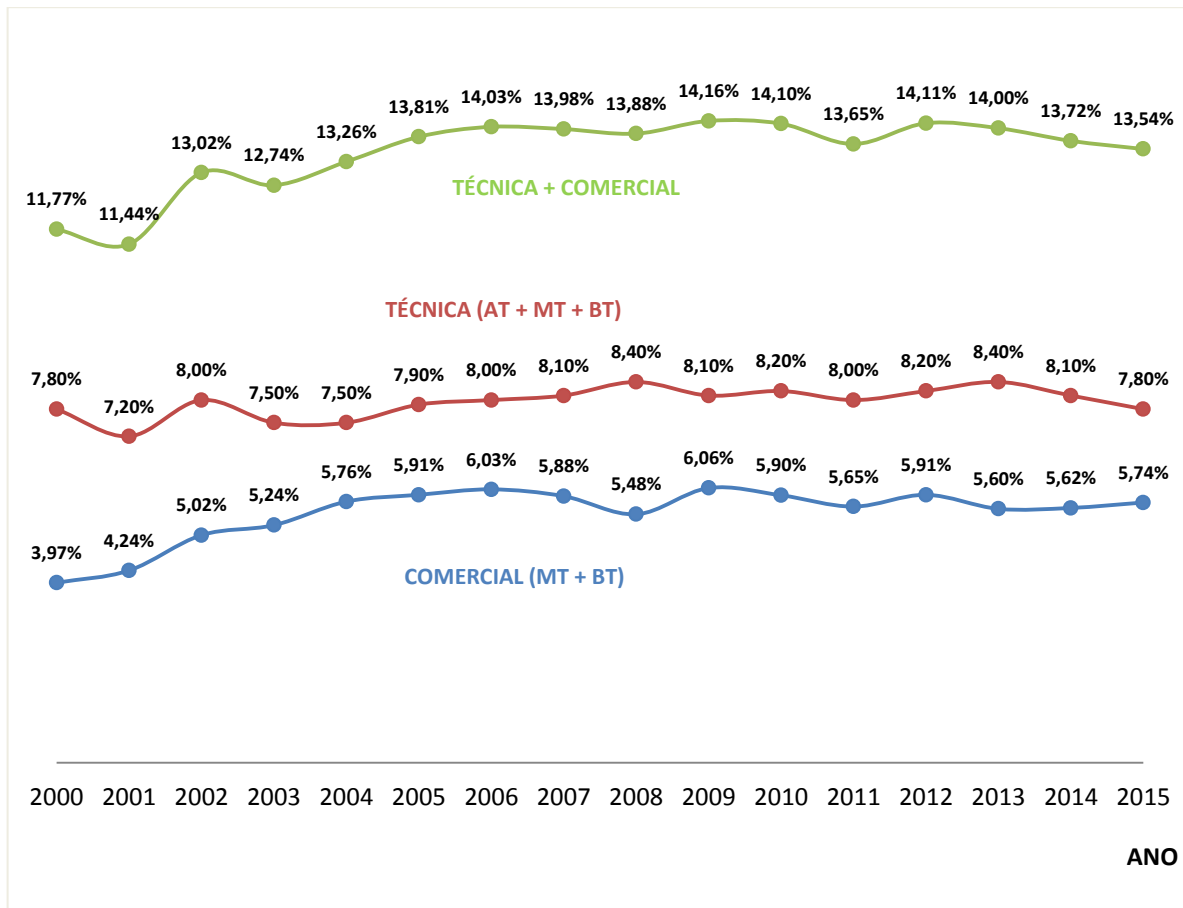


Figura 2.10 – Perdas nas 63 distribuidoras Brasileiras em relação à energia injetada.

Fonte: ABRADÉE (2016).

O gráfico da Fig. 2.11 analisa as companhias de eletricidade brasileiras em termos de custo referente às perdas de energia. A companhia de energia elétrica Light do Rio de Janeiro lidera este *ranking* com o impactante valor de mais de 2,5 bilhões de reais de perdas estimadas no ano de 2016. Estima-se ainda, que 8 companhias apresentam o valor em perdas de energia superior a 1 bilhão de reais.

Obviamente, o gráfico faz menção ao custo total da energia perdida, não importando o montante de energia comercializado. Assim, companhias de maior escala, ou seja, que comercializam mais energia elétrica, tendem a apresentar custos absolutos maiores de perdas. Portanto, para uma análise relativa ou percentual dos custos de perdas de energia em relação a faturamento com a energia vendida, o *ranking* se alteraria.

Conforme a ANEEL estima-se que no Brasil em 2016 as distribuidoras de energia elétrica tiveram um custo relativo às perdas globais de energia da ordem de 22,65 bilhões de reais, sendo o custo das perdas comerciais da ordem de 8,2 bilhões de reais. Estes custos num

primeiro instante são custos pertencentes às concessionárias de energia, nas quais posteriormente transferem aos consumidores de energia através de um incremento na tarifa.

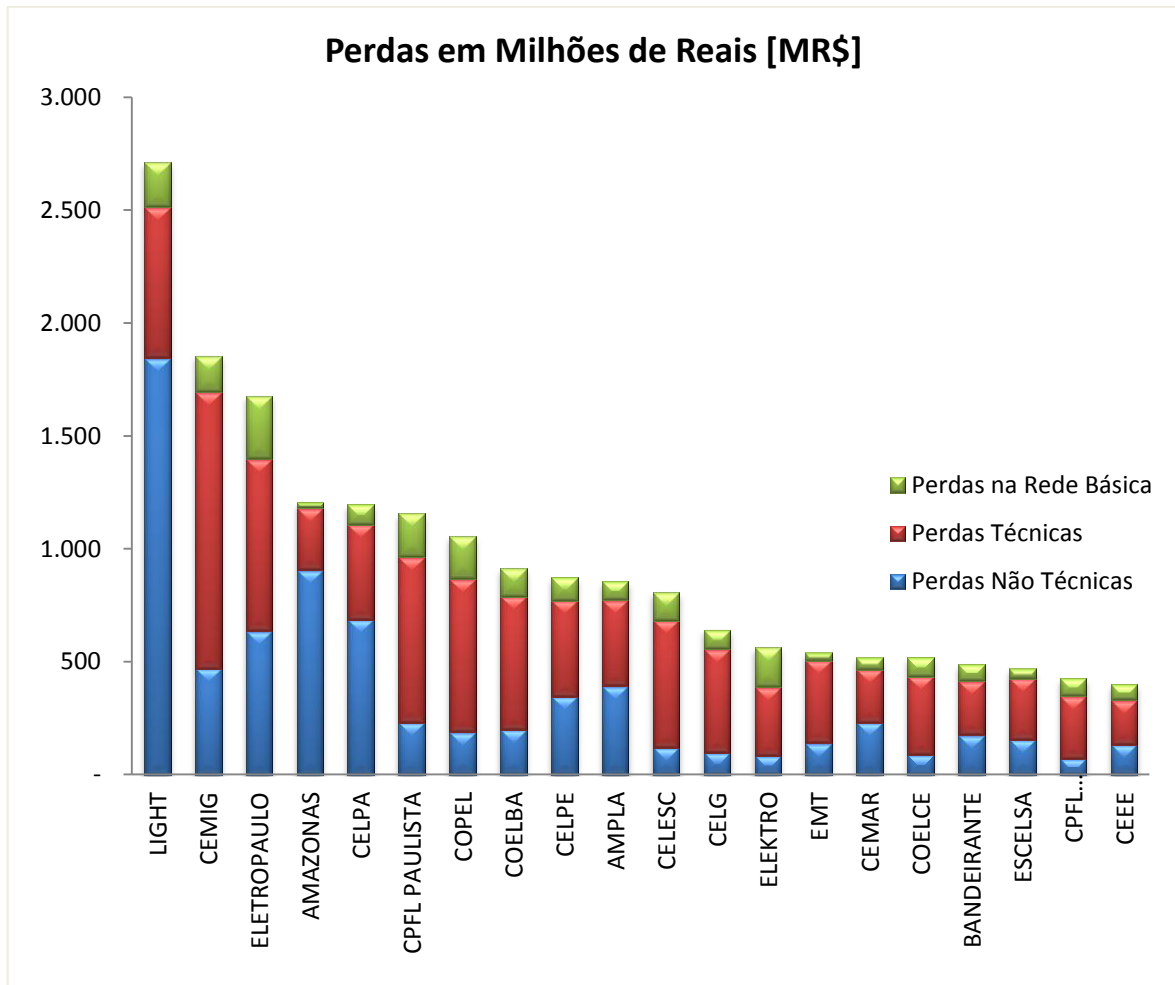


Figura 2.11 – Valores Financeiros das Perdas em algumas Distribuidoras Brasileiras em 2016.

Fonte: ANEEL (2017).

# 3 ESTUDO ECONÔMICO DO IMPACTO DO FURTO DE ENERGIA

## 3.1 Introdução

Segundo Arango *et al.* (2017), a venda de energia elétrica é a principal fonte de receita de uma empresa distribuidora de energia. Porém, nem toda a energia comprada pela empresa elétrica dos geradores de energia é faturada pela concessionária de energia. Neste fluxo de energias, desde a compra, venda e o uso do consumidor final existem as perdas de energia que devem ser arcadas pela distribuidora num primeiro momento e posteriormente repassadas aos consumidores. Assim, parte da energia é perdida através das perdas técnicas em razão das condições e características da rede elétrica. A outra parte perdida se apresenta na forma de perdas não técnicas de energia.

As perdas não técnicas de energia impactam diretamente na forma de redução de receita para a empresa elétrica. Ou seja, parte da energia elétrica perdida através das perdas comerciais não é faturada pela mesma. Assim, quanto maior for o valor das perdas comerciais, menos a empresa elétrica vai faturar (ARANGO *et al.*, 2017b).

O objetivo deste capítulo é analisar de que forma o furto de energia impacta no valor da tarifa de uma empresa regulada. Para executar tal análise, será utilizado o modelo econômico TAROT, que representa os fluxos econômicos da transação entre consumidores e empresa elétrica.

As perdas não técnicas deste capítulo serão representadas exclusivamente através do furto de energia, ou seja, as perdas comerciais deste capítulo serão consideradas como 100% de furto de energia. Outras perdas não técnicas como fraude, erros de faturamento e medição, entre outras, não serão detalhadas nesta análise. Todavia a metodologia desenvolvida e incorporada no TAROT permite a representação das perdas comerciais globais através do percentual de perdas comerciais em relação à energia total injetada no sistema de distribuição.

## 3.2 Referencial Teórico e Regulatório

### 3.2.1 Modelo Microeconômico com Perdas Comerciais de Energia Elétrica

Conforme Arango *et al.* (2016), a energia consumida na ausência de perdas comerciais ( $\theta = 0$ ) pode ser representada por (3.1):

$$E_0 = E_{0F} = \frac{a - T}{b} \quad (3.1)$$

No caso da presença de 100% de perdas comerciais ( $\theta = 100\%$ ), mais precisamente furto de energia, a energia consumida passa a ser (3.2):

$$E_{0N} = \frac{a}{b} \quad (3.2)$$

onde:

$E_0$ : Energia Faturada na ausência de Furto de Energia.

$E_{0N}$ : Energia não Faturada no caso de 100% de Furto de Energia.

T: Representa a Tarifa média faturada pela empresa elétrica.

a: Representa a avidez do grupo de consumidores.

b: Representa a saciedade do grupo de consumidores.

O significado de avidez, no sentido econômico, pode ser relacionado ao valor da tarifa que os consumidores estão dispostos a pagar pela unidade de energia consumida. O significado econômico de saciedade representa o grau de saturação dos consumidores à medida que a quantidade de energia consumida aumenta.

A equação (3.2) pode ser explicada porque no caso do furto de energia ou qualquer outra perda comercial, a tarifa paga pelo consumidor é igual a zero ( $T = 0$ ).

Porém, é muito difícil que uma região ou subsistema tenha 0% ou 100% de furto de energia.

O mais comum é que o subsistema tenha uma parcela de consumidores que furtam energia e outra parcela com consumidores que pagam a tarifa normalmente.

Assim, a equação geral para representar a parcela que paga e a parcela inadimplente pode ser representada por (3.3):

$$E_1 = E_F + E_N = (1 - \theta) \frac{a - T}{b} + \theta \frac{a}{b} = \frac{a - T(1 - \theta)}{b} \quad (3.3)$$

sendo:

$$E_F = (1 - \theta) \frac{a - T}{b} \quad (3.4)$$

$$E_N = \theta \frac{a}{b} \quad (3.5)$$

onde:

$E_1$ : Representa a energia consumida no subsistema (engloba consumidores adimplentes e inadimplentes).

$E_F$ : Representa a energia Faturada pela concessionária de energia.

$E_N$ : Representa a energia não Faturada pela concessionária de energia.

$\theta$ : Representa o percentual de Furto sobre a energia ( $E_1$ ) de um subsistema.

### 3.2.2 Modelo Econômico do Consumidor

O modelo do consumidor pode ser representado pela utilidade econômica ou valor de uso de se usufruir do bem energia elétrica. Assim, se a utilidade em valores monetários for maior do que o pagamento executado pelo bem, então o consumidor de energia experimenta um determinado excedente ou *surplus*. Portanto, o excedente do consumidor pode ser representado pela Fig. 3.1 e, conseqüentemente, pela equação (3.6):

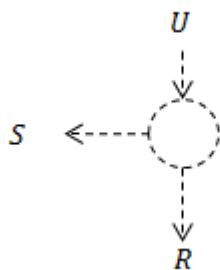


Figura 3.1 – Modelo do Consumidor.



$$S = U - R \quad (3.6)$$

onde:

S: Representa o *Surplus* ou excedente dos consumidores.

U: Representa a utilidade econômica dos consumidores pelo bem energia elétrica.

R<sup>1</sup>: Representa o pagamento dos consumidores pela energia elétrica ou a receita da empresa na venda do bem energia.

A partir de (3.3), observa-se que a energia elétrica consumida decresce com o aumento da tarifa de eletricidade, ou seja, a derivada da energia em relação à tarifa é negativa ( $\frac{dE}{dT} < 0$ ). Ainda, sabe-se que uma porção da energia é faturada e outra não é faturada ( $T = 0$ ). Assim, chega-se à equação da Tarifa em função da energia do sistema e do percentual de energia furtada conforme (3.7):

$$T = \frac{a - bE_1}{1 - \theta} \quad (3.7)$$

Então, sendo a Utilidade Marginal igual à Receita Marginal que é igual à Tarifa (UM=RM=T), a utilidade econômica do consumidor é a integral da curva  $T = T(E_1, \theta)$  em relação à energia conforme (3.8):

$$U = \int_0^{E_1} \left( \frac{a - bE_1}{1 - \theta} \right) dE = \frac{aE_1}{1 - \theta} - \frac{bE_1^2}{2(1 - \theta)} \quad (3.8)$$

Assim, utilizando (3.7) é possível calcular o pagamento do consumidor ou a receita da empresa elétrica, quando há furto de energia, através de (3.9):

$$R = T \cdot E_F = \frac{aE_F - bE_1E_F}{1 - \theta} \quad (3.9)$$

Assim, o excedente do consumidor pode ser calculado por (3.6), resultando em (3.10):

---

<sup>1</sup>R = R<sub>F</sub>: Representa a receita faturada pela empresa elétrica.

$$S = \frac{aE_N}{1 - \theta} + \frac{bE_1(E_1 - 2E_N)}{2(1 - \theta)} \quad (3.10)$$

### 3.2.2.1 Considerações sobre o Modelo Econômico do Consumidor

Através da equação (3.8), chega-se ao resultado da utilidade econômica dos consumidores num sistema elétrico misto, considerando consumidores adimplentes (que pagam pela energia) e consumidores inadimplentes (que não pagam pela energia). Sabe-se que em um sistema misto, a utilidade dos consumidores é maior em razão do consumo de energia ser maior por causa dos consumidores inadimplentes que apresentam uma tendência a consumir mais. Da mesma maneira, o excedente dos consumidores (*Surplus*) num sistema misto é maior, pela utilidade ser maior e porque os consumidores inadimplentes não pagam pela energia consumida. Ora, então um sistema elétrico misto apresenta utilidade maior que um sistema sem furto de energia? O objetivo da ANEEL não é de maximizar o excedente dos consumidores (Surplus), sujeito a valor econômico adicionado da empresa ser zero ( $V = 0$ )? As duas respostas são positivas e desta forma por conclusão chegaria-se que o furto de energia é um ato que deve ser incentivado. Porém, trata-se de um ato ilícito e que prejudica os consumidores adimplentes pelas razões apresentadas ao longo deste trabalho e deve ser combatido. Assim, na análise correta deve-se separar a utilidade dos consumidores em utilidade dos consumidores adimplentes e inadimplentes conforme a expressão (3.11):

$$U = U_F + U_N \quad (3.11)$$

Sendo:

$$U_F = \frac{a^2 - T^2(1 - \theta)}{2b} \quad (3.12)$$

$$U_N = \frac{a^2\theta}{2b(1 - \theta)} \quad (3.13)$$

Portanto, as expressões para o cálculo do excedente dos consumidores faturados e não faturados podem ser expressas por (3.14) e (3.15):

$$S_F = U_F - R \quad (3.14)$$

$$S_N = U_N - R_N = U_N \quad (3.15)$$

onde:

$U_F$ : Representa a utilidade econômica dos consumidores faturados.

$U_N$ : Representa a utilidade econômica dos consumidores não faturados.

$R_N$ : Representa o pagamento não realizado pelos consumidores não faturados ou a receita não faturada pela empresa.

A Fig.3.2 representa um modelo econômico mais do consumidor (faturado e não faturado):

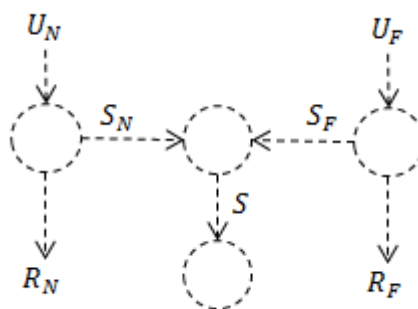


Figura 3.2 – Modelo mais aprofundado do Consumidor (faturado e não faturado) representando as Perdas Comerciais.

Portanto, para uma análise em prol do desenvolvimento de políticas corretas e socialmente éticas por parte da ANEEL, deve-se comparar o excedente do consumidor (*Surplus*), em um caso sem furto de energia com o *surplus* faturado num caso de furto de energia. Isto, em razão de que a utilidade e o *surplus* dos consumidores que não pagam pela energia não devem ser levados em conta numa análise mais profunda por se tratar de uma atitude ilícita e anti-ética.

### 3.2.3 Modelo Econômico da Empresa Elétrica

O modelo econômico da empresa elétrica pode ser representado através de sua receita e de seus custos. Para tanto, utiliza-se o modelo econômico TAROT da empresa elétrica (ARANGO *et al.*, 2007; ARANGO *et al.*, 2008a; ARANGO *et al.*, 2008b; ARANGO *et al.*,

2008c; ARANGO *et al.*, 2010; ARANGO *et al.*, 2011; ARANGO *et al.*, 2016; ARANGO *et al.*, 2017a; ARANGO *et al.*, 2017b), representado pela Fig. 3.3:

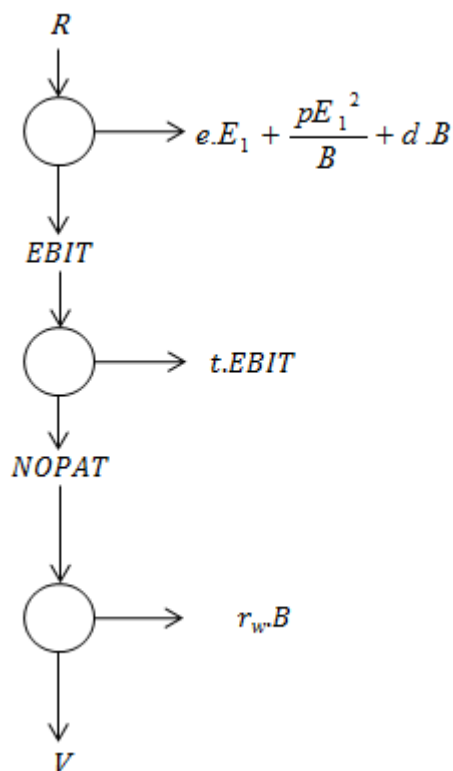


Figura 3.3 – Modelo Econômico (TAROT) da Empresa Elétrica sujeita a perdas comerciais.

onde:

$e.E_1$ : Representa os custos variáveis da empresa com a energia (sendo o principal com a compra de energia elétrica das geradoras).

$\frac{p.E_1^2}{B}$ : Representa os custos da energia perdida tecnicamente pela empresa.

$d.B$ : Representa a depreciação do investimento nos ativos de distribuição (Rede Elétrica).

$p, e, d$ : São coeficientes ajustáveis que pretendem aproximar os custos às situações reais.

$B$ : Base de Remuneração Bruta ou Investimento no sistema físico / rede elétrica.

*EBIT*: *Earnings before Interest and Taxes*.

$t$ : Alíquota de Imposto sobre o EBIT.

*NOPAT*: *Net Operating Profit After Taxes*.

$r_w.B$ : Representa a remuneração dos investidores.

$r_w$ : Coeficiente de retorno sobre o capital investido.

V: Valor econômico Agregado.

O Modelo socioeconômico TAROT, que representa a idéia de TARifa OTimizada foi desenvolvido com o caráter didático para o entendimento das principais variáveis econômicas que impactam nas finanças de uma empresa elétrica, cujo objetivo principal reside no fato de se determinar uma tarifa otimizada, objetivo principal imposto pela agência reguladora no Brasil. Assim, uma empresa com a tarifa otimizada é denominada de empresa regulada. Este modelo utiliza de uma filosofia baseada na teoria do gerenciamento baseado no valor ou *value based management* conforme Martin e Petty (2000) e considera os principais custos utilizados na revisão tarifária da ANEEL.

### 3.2.4 Modelo Econômico combinado da Empresa Elétrica com o Consumidor

O modelo econômico combinado da empresa elétrica com o consumidor, segundo Arango *et al.* (2008a), Arango *et al.* (2008b), Arango *et al.* (2008c) e Arango *et al.* (2010), exprime a transação através de fluxos econômicos da venda da energia elétrica ao consumidor. Como foi explicado nos tópicos anteriores através dos modelos da empresa e do consumidor, a forma de medir o excedente da empresa é através de seu valor econômico adicionado e a forma de se quantificar o excedente do consumidor é através do *surplus* (*S*). Assim, o valor do bem-estar socioeconômico gerado pelo mercado do setor elétrico pode ser representado pela expressão (3.16):

$$W = S + V \tag{3.16}$$

onde:

W: Representa o valor do bem-estar socioeconômico.

É observável que quanto maior for a soma do excedente do consumidor com o excedente da empresa, maior será o bem-estar social gerado para a sociedade.

No Brasil, agência reguladora (ANEEL) impõe que a empresa elétrica opere de forma regulada com ( $V = 0$ ). Então, o objetivo do regulador passa a ser então a maximização do *surplus* (*S*).

A Fig. 3.4 mostra o modelo econômico da empresa com o consumidor:

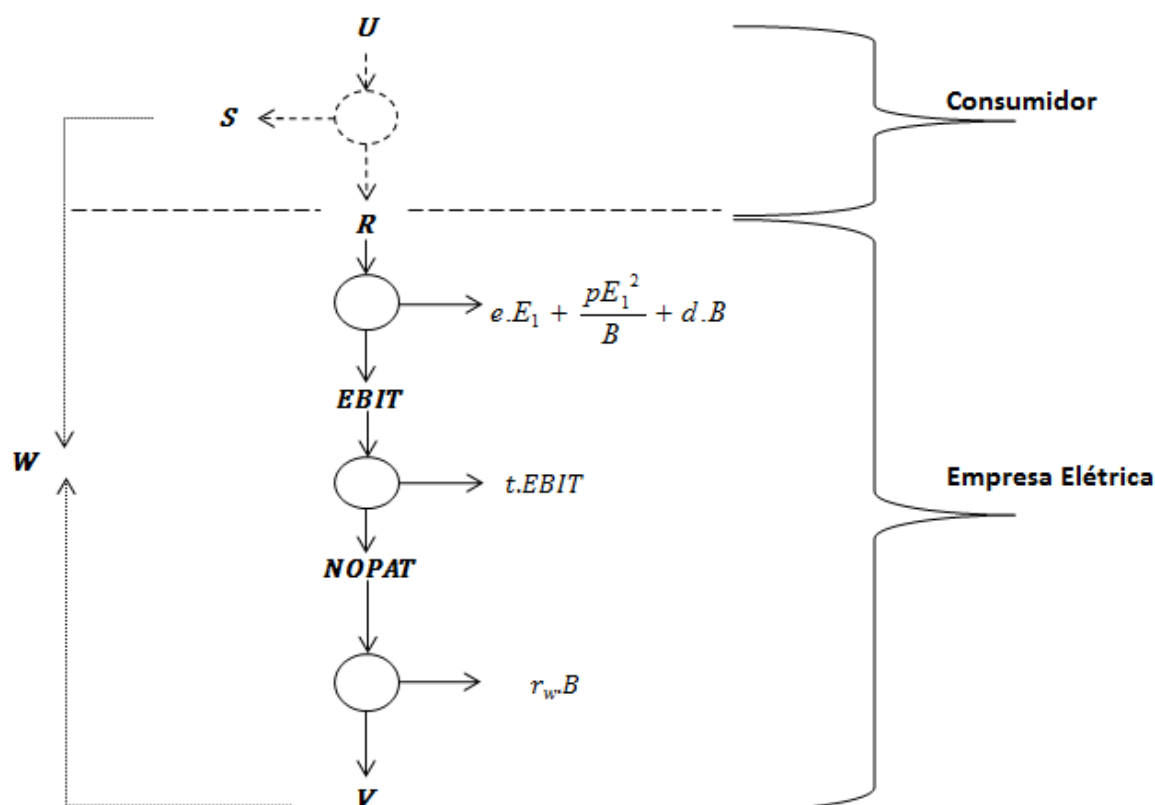


Figura 3.4 – Modelo Socioeconômico (TAROT) combinado da Empresa Elétrica e Consumidores sujeito a perdas comerciais.

### 3.2.5 Modelo Econômico de uma Empresa Elétrica Regulada

Conforme Arango *et al.* (2017b), o modelo econômico de uma empresa elétrica regulada parte da premissa que se deve determinar uma tarifa ótima, ou tarifas otimizadas, que zerem o valor econômico agregado da empresa elétrica ( $V = 0$ ). Para tanto, será utilizado o modelo socioeconômico TAROT para se executar tal análise. Quando se diz que o valor econômico da empresa deve ser zero ( $V = 0$ ), significa que os custos da empresa elétrica no período de revisão tarifária deve ser igual à sua receita neste período.

A partir da Fig. (3.3) é possível de se determinar o valor econômico da empresa através da fórmula (3.17):

$$V = (1 - t) \cdot \left( T \cdot E_F - \frac{pE_1^2}{B} - d \cdot B - e \cdot E_1 \right) - r_w \cdot B \quad (3.17)$$

Substituindo (3.3) e (3.4) em (3.17), zerando o valor econômico da empresa ( $V = 0$ ) e isolando a tarifa ( $T$ ) que agora passa a ser regulada ( $T_R$ ), resulta:

$$\alpha \cdot T_R^2 + \beta T_R - \delta = 0 \quad (3.18)$$

Onde, os parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\delta$  são calculados pelas equações (3.19)-(3.21):

$$\alpha = \frac{\theta - 1}{b} - \frac{p \cdot (1 - \theta)^2}{b^2 \cdot B} \quad (3.19)$$

$$\beta = \frac{(a + e) \cdot (1 - \theta)}{b} + \frac{2 \cdot a \cdot p \cdot (1 - \theta)}{b^2 \cdot B} \quad (3.20)$$

$$\delta = -\frac{r_w \cdot B}{(1 - t)} - \frac{p \cdot a^2}{b^2 \cdot B} - d \cdot B - \frac{e \cdot a}{b} \quad (3.21)$$

Ou seja, pela equação (3.18) é possível de se verificar que o modelo permite a existência de duas tarifas reguladas, atendendo o paradigma regulatório da ANEEL. Assim:

$$T_{R1} = \frac{-\beta - \sqrt{\beta^2 - 4 \cdot \alpha \cdot \delta}}{2 \cdot \alpha} \quad (3.22)$$

$$T_{R2} = \frac{-\beta + \sqrt{\beta^2 - 4 \cdot \alpha \cdot \delta}}{2 \cdot \alpha} \quad (3.23)$$

O trabalho original de determinação do valor da tarifa regulatória considerando as perdas comerciais de energia, conforme equações (3.22) e (3.23), encontra-se em Arango *et al.* (2017b).

### 3.2.6 Limiar de Furto de Energia em uma Empresa Elétrica Regulada

De acordo com Arango *et al.* (2017b), à medida que o furto de energia começa a crescer, a empresa elétrica para manter sua sustentabilidade financeira, precisa aumentar o valor da tarifa para compensar a energia que não está sendo paga pelos consumidores furtadores. Porém, este aumento chega até um determinado limite no qual a empresa já não consegue uma receita capaz de cobrir seus custos. Este limite é o limiar do furto de energia em que, a partir deste valor, a empresa não consegue colocar uma tarifa regulada. Para se determinar este limiar deve-se através da equação (3.23), igualar a raiz de delta a zero:

$$\sqrt{\beta^2 - 4 \cdot \alpha \cdot \delta} = 0 \quad (3.24)$$

Assim, isolando o percentual de furto chega-se à fórmula (3.25):

$$\rho \cdot (1 - \theta)^2 + \omega \cdot (1 - \theta) = 0 \quad (3.25)$$

Sendo os parâmetros  $\rho$  e  $\omega$ , calculados por dados do mercado (3.26)-(3.27):

$$\rho = \frac{(a + e)^2}{b^2} + \frac{4a^2p^2}{b^4 \cdot B^2} + \frac{4ap(a + e)}{b^3 \cdot B} + \frac{4\delta p}{b^2 \cdot B} \quad (3.26)$$

$$\omega = \frac{4\delta}{b} \quad (3.27)$$

Resolvendo a equação (3.25), chega-se a dois valores de limiar de furto conforme (3.28)-(3.29):

$$\theta_1 = 1 \quad (3.28)$$

$$\theta_2 = 1 + \frac{\omega}{\rho} \quad (3.29)$$

Ou seja, para valores de  $\theta$  maiores que  $\theta_2$  (pois  $\delta < 0$ , logo  $\omega < 0$ ) e menores que  $\theta_1$ , a empresa elétrica não consegue obter uma tarifa ótima que seja capaz de equilibrar sua receita



com seus custos. Isto pode ser explicado, pelo fato de que, com o aumento do furto de energia elétrica, a empresa reduz sua receita faturada. Em contrapartida seus custos tendem a aumentar em razão do percentual de energia no sistema aumentar. Assim sendo, a partir de um determinado limiar de furto de energia, se torna impossível para a empresa elétrica zerar seu valor adicionado considerando apenas uma mudança tarifária.

### 3.2.7 Determinação do Investimento Ótimo ( $B^*$ ) na rede elétrica para redução das perdas técnicas de energia elétrica

O objetivo deste tópico é mostrar que a empresa elétrica regulada nem sempre executa investimentos otimizados em sua rede elétrica para redução das perdas técnicas. Muitas empresas atuam subinvestidas e outras sobreinvestidas. Porém, existe um ponto no qual a empresa elétrica consegue atingir uma alta eficiência operacional, reduzindo seus custos de forma que é possível repassar uma tarifa mínima aos consumidores de energia elétrica. Este ponto representa o investimento ótimo ( $B^*$ ) para redução das perdas técnicas.

Através do tópico anterior foi possível determinar qual a tarifa regulatória de uma empresa elétrica regulada ( $V = 0$ ). O investimento ótimo representa o valor do investimento no qual a tarifa regulatória é mínima.

Fazendo ( $V = 0$ ) na equação (3.17), requisito para empresa regulada com tarifa regulatória, chega-se a (3.30):

$$T_R = \frac{p \cdot E_1^2}{B \cdot E_F} + \frac{d \cdot B}{E_F} + \frac{e \cdot E_1}{E_F} + \frac{r_w \cdot B}{(1 - t) \cdot E_F} \quad (3.30)$$

Fazendo a derivada de  $T_R$  em relação ao investimento e igualando a zero é possível determinar o investimento ótimo conforme (3.31):

$$\frac{dT_R}{dB} = 0 \quad (3.31)$$

resultando em (3.32):

$$B^* = E_1^* \cdot \sqrt{\frac{p}{k}} \quad (3.32)$$

Inserindo a equação (3.32) em (3.30) e isolando  $T^*$ , chega-se a (3.33):

$$\lambda T^{*2} + \mu T^* + \varphi = 0 \quad (3.33)$$

Sendo os parâmetros  $\lambda$ ,  $\mu$  e  $\varphi$  calculados por (3.34)-(3.35):

$$\lambda = \theta - 1 \quad (3.34)$$

$$\mu = (1 - \theta) \cdot (a + e + 2\sqrt{pk}) \quad (3.35)$$

$$\varphi = -ae - 2a\sqrt{pk} \quad (3.36)$$

Resolvendo (3.33), chega-se ao valor da tarifa mínima regulatória:

$$T_{min}^* = \frac{-\mu + \sqrt{\mu^2 - 4 \cdot \lambda \cdot \varphi}}{2 \cdot \lambda} \quad (3.37)$$

Assim:

$$E_1^* = \frac{a - T_{min}^*(1 - \theta)}{b} \quad (3.38)$$

Substituindo (3.38) em (3.32), o investimento ótimo para a redução das perdas técnicas resulta em (3.39):

$$B^* = \left( \frac{a - T_{min}^*(1 - \theta)}{b} \right) \cdot \sqrt{\frac{p}{k}} \quad (3.39)$$

### 3.2.8 Determinação dos Coeficientes do Modelo Tarot baseado na revisão tarifária de uma empresa elétrica no Brasil

#### 3.2.8.1 Revisão Tarifária Periódica (RTP) conforme ANEEL

A revisão tarifária periódica da ANEEL (RTP) é baseada nos procedimentos de revisão tarifária (PRORET) módulo 2 que se encontram no site da ANEEL. Conforme ANEEL –

PRORET 2.1 – Módulo 2 (2016), a revisão tarifária periódica é um dos mecanismos de definição do valor da energia paga pelo consumidor, sendo realizada a cada quatro anos, em média, de acordo com o contrato de concessão assinado entre as empresas e o poder concedente. Na revisão tarifária periódica são atualizados o nível eficiente de custos de operação e a remuneração dos investimentos, custos provenientes da parcela B. Os custos regulatórios considerados eficientes são comparados com os custos reais, podendo ser maiores ou menores, atividade caracterizada como regulação por incentivos.

Ainda, conforme ANEEL – PRORET 2.1 – Módulo 2 (2016), uma vez definido o valor eficiente dos custos relacionados à atividade de distribuição, os mesmos serão apenas reajustados (IGP-M menos Fator X) até a revisão tarifária seguinte, não sendo reavaliados a cada ano. Todas as concessionárias são incentivadas a reduzirem seus custos e se tornarem mais eficientes. Na revisão tarifária seguinte, os ganhos de eficiência obtidos pelas concessionárias são revertidos em prol da modicidade tarifária. A Tabela 3.1 representa os custos de uma concessionária de energia no período de seu ciclo tarifário:

Tabela 3.1 – Custos Gerenciáveis e não Gerenciáveis – Revisão Tarifária Periódica ANEEL.

| <b>PARCELA A (VPA)</b>                            | <b>Parcela B (VPB)</b>                               |
|---|--|
| <b>Encargos Setoriais (CES)</b>                   | <b>Custo de Administração, Operação e Manutenção</b> |
| Reserva Global de Reversão – RGR                  | Custos Operacionais (CO3)                            |
| Conta de Consumo de Combustíveis – CCC            | Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)    |
| Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE         | Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)                 |
| Conta de Desenvolvimento Energético – CDE         | <b>Custo Anual dos Ativos (CAA)</b>                  |
| Compensação financeira - CFURH                    | Remuneração do Capital (RC)                          |
| Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER | Quota de Reintegração Regulatória (QRR)              |
| PROINFA   | Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI) |
| P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.         | <b>Parcela B com ajuste de mercado</b>               |
| ONS   | <b>Ajuste em função dos investimentos realizados</b> |
| <b>Transporte De Energia (CT)</b>                 | Diferencial de X ( $\Delta X$ )                      |
| Transporte de Itaipu                              | Multiplicador (m)                                    |
| Rede Básica Contratos Iniciais                    | <b>Parcela B com ajuste do 2CRTP (VPB')</b>          |
| Rede Básica                                       | Índice de Produtividade da Parcela B (IPB)           |
| Rede Básica Fronteira                             |  |
| Rede Básica ONS (A2)                              |  |
| Rede Básica Export. (A2)                          |  |
| MUST Itaipu                                       |  |
| Conexão   |  |
| Uso do sistema de distribuição                    |  |
| <b>Energia Comprada Total (CE)</b>                |  |
| Energia Comprada                                  |  |
| Itaipu  |  |

Fonte: ANEEL – PRORET 2.1 – Módulo 2 (2016).

A parcela A (VPA) é formada pela soma de três custos básicos não gerenciáveis: Encargos Setoriais (CES), Transporte de Energia (CT) e Energia Comprada Total (CE). A expressão (3.40) representa o cálculo da parcela A:

$$VPA = CES + CT + CE \quad (3.40)$$

A parcela B (VPB) é formada pela soma de dois custos básicos gerenciáveis: Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e Custo Anual dos Ativos (CAA).

$$VPB = CAOM + CAA \quad (3.41)$$

Porém para a parcela B é necessário se fazer um ajuste de mercado conforme equação (3.42):

$$VPB' = VPB \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR \quad (3.42)$$

onde:

$P_m$ : Fator de Ajuste de Mercado.

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade.

OR: Outras Receitas.

O ajuste de mercado refere-se ao ajuste realizado anualmente pela concessionária, levando em conta basicamente os ganhos de produtividade auferidos através do fator X e outras receitas conforme ANEEL - PRORET 2.1 – Módulo 2 (2016). Ou seja, para a parcela B ajustada desconta-se basicamente os ganhos de produtividade que a empresa realizou no período se conseguiu redução em seus custos previstos e as outras receitas.

Assim, calcula-se a receita requerida (RR) pela expressão (3.43):

$$RR = VPA + VPB' \quad (3.43)$$

Portanto, a receita requerida é formada através do nível considerado eficiente dos custos regulatórios.

A partir do momento que a receita requerida é determinada, é possível de se calcular a tarifa a ser cobrada dos consumidores de energia. Sabe-se que os consumidores são divididos em

grupos A e B e dentro destes grupos, os subgrupos. Conforme ANEEL – PRORET 2.6 – Módulo 2 (2016), para cada subgrupo existe uma metodologia de cálculo da tarifa.

Por motivo de simplicidade, ao longo deste trabalho será considerado um consumidor médio, que paga uma tarifa média de energia composta por cada subgrupo.

### 3.2.8.2 Adequação dos coeficientes do Modelo (TAROT) ao Processo de RTP de uma empresa Brasileira

Para adequação da revisão tarifária ao modelo econômico TAROT, os coeficientes do modelo devem ser calculados baseados nas revisões tarifárias das empresas distribuidoras de energia brasileiras. Assim o cálculo dos coeficientes obedecem as expressões (3.44)-(3.46):

$$e = \frac{VPA + VPB - B(r_w + d)}{E_1} \quad (3.44)$$

$$p = \frac{B \cdot T_C \cdot E_{PT}}{E_1^2} \quad (3.45)$$

$$\theta = \frac{E_N}{E_F + E_N + E_{PD}} \quad (3.46)$$

Os coeficientes  $d$  e  $r_w$  são extraídos automaticamente da RTP de qualquer empresa de distribuição de energia elétrica, assim como a base de remuneração líquida ( $B$ ).

Pelo lado do consumidor, as expressões (3.47)-(3.48) explicam os parâmetros de avidez e saciedade:

$$b = \frac{T(1 - \theta)}{\varepsilon E_1} \quad (3.47)$$

$$a = T(1 - \theta) \left( \frac{1}{\varepsilon} + 1 \right) \quad (3.48)$$

Na RTP é possível encontrar os valores da tarifa média de venda de energia ( $T$ ), o percentual de perdas não técnicas ( $\theta$ ) e a energia  $E_1$ , considerando um determinado valor de elasticidade. Assim, a Tabela 3.2 representa os dados de entrada e saída do modelo TAROT, sendo os dados de entrada retirados da revisão tarifária periódica (RTP) das empresas elétricas:

Tabela 3.2 – Dados de Entrada e Saída do Modelo Tarot.

| Dados de Entrada                            | Dados de Saída                      |
|---|-------------------------------------|
| Valor da Parcela A (VPA)                    | Avidez dos Consumidores (a)         |
| Valor da Parcela B (VPB)                    | Saciedade dos consumidores (b)      |
| Base de Remuneração Líquida Total (B)       | Coefficiente de perdas técnicas (p) |
| WACC real depois de impostos ( $r_w$ )      | Coefficiente de Custos (e)          |
| Taxa de Depreciação (d)                     | Perdas não Técnicas % ( $\theta$ )  |
| Energia Vendida ( $E_F$ )                   |                                     |
| Perdas não Técnicas de Energia ( $E_N$ )    |                                     |
| Perdas Técnicas de Energia ( $E_{PT}$ )     |                                     |
| Tarifa Média de Compra de Energia ( $T_C$ ) |                                     |
| Tarifa Média de Venda de Energia (T)        |                                     |

### 3.3 Simulações com Investimento não Ótimo na Rede Elétrica

Com o objetivo de analisar como o furto de energia elétrica impacta na economia de uma empresa elétrica e no excedente dos consumidores faturados, serão executadas simulações primeiramente sem considerar o furto de energia ( $\theta = 0$ ) e posteriormente com a presença do furto. Para ambos os casos algumas hipóteses serão consideradas por simplicidade, porém sem perder a essência da análise paramétrica:

- Será considerado um consumidor médio que paga uma tarifa média. Ou seja, os consumidores cativos que são divididos nos grupos A e B e possuem tarifas diferenciadas, estarão sob uma mesma tarifa média.
- Os principais custos gerenciáveis e não gerenciáveis contidos na revisão tarifária da ANEEL serão representados e aproximados pelos parâmetros (p, e, d,  $r_w$ ) do modelo.
- O modelo econômico Tarot é uma proposta de modelo aproximado ao modelo de revisão tarifária da ANEEL. Porém, o mesmo é mais simples e fundamentado no gerenciamento baseado no valor (VBM) (MARTIN e PETTY, 2000), considerando ainda os principais custos de uma empresa elétrica regulada.
- Sendo assim, a perda em exatidão é compensada pela transparência e potencial didático do modelo.

Para as simulações, serão utilizados dados aproximados da revisão tarifária de uma empresa elétrica brasileira e de uma amostra de consumidores desta empresa. As Tabelas 3.3 e 3.4 ilustram estes dados:

Tabela 3.3 – Dados aproximados dos Consumidores.

| Símbolo | Significado | Valor                        |
|---------|-------------|------------------------------|
| a       | Avidez      | 6024 [R\$/MWh]               |
| b       | Saciedade   | 1032 [R\$/MWh <sup>2</sup> ] |

Tabela 3.4 – Dados aproximados da Empresa Elétrica.

| Símbolo        | Significado                                  | Valor                        |
|----------------|--|------------------------------|
| e              | Coefficiente de Custos Variáveis             | 232 [R\$/MWh]                |
| p              | Coefficiente de Perdas Técnicas              | 3880 [R\$/MWh <sup>2</sup> ] |
| B              | Investimento na Rede Elétrica                | 2070 [MR\$]                  |
| d              | Coefficiente de Depreciação                  | 4%                           |
| r <sub>w</sub> | Coefficiente de Remuneração dos Investidores | 7,50%                        |
| t              | Taxa de Imposto sobre o EBIT                 | 34%                          |

Fonte: Baseado em ANEEL (2013) – CEMAR.

### 3.3.1 Simulações sem Furto de Energia ( $\theta = 0$ )

#### 3.3.1.1 Cenário sem Regulação

Primeiramente, será feita uma simulação hipotética em uma empresa elétrica monopolista. Sabe-se que no Brasil este regime não é permitido e por isso, este caso é tratado como uma hipótese, porém permitirá uma análise importante nos excedentes do consumidor e produtor. Utilizando-se dos dados das Tabelas 3.3 e 3.4 e considerando uma tarifa hipotética ( $T = 350$  [R\$/MWh]), chega-se ao diagrama econômico da Fig. 3.5:

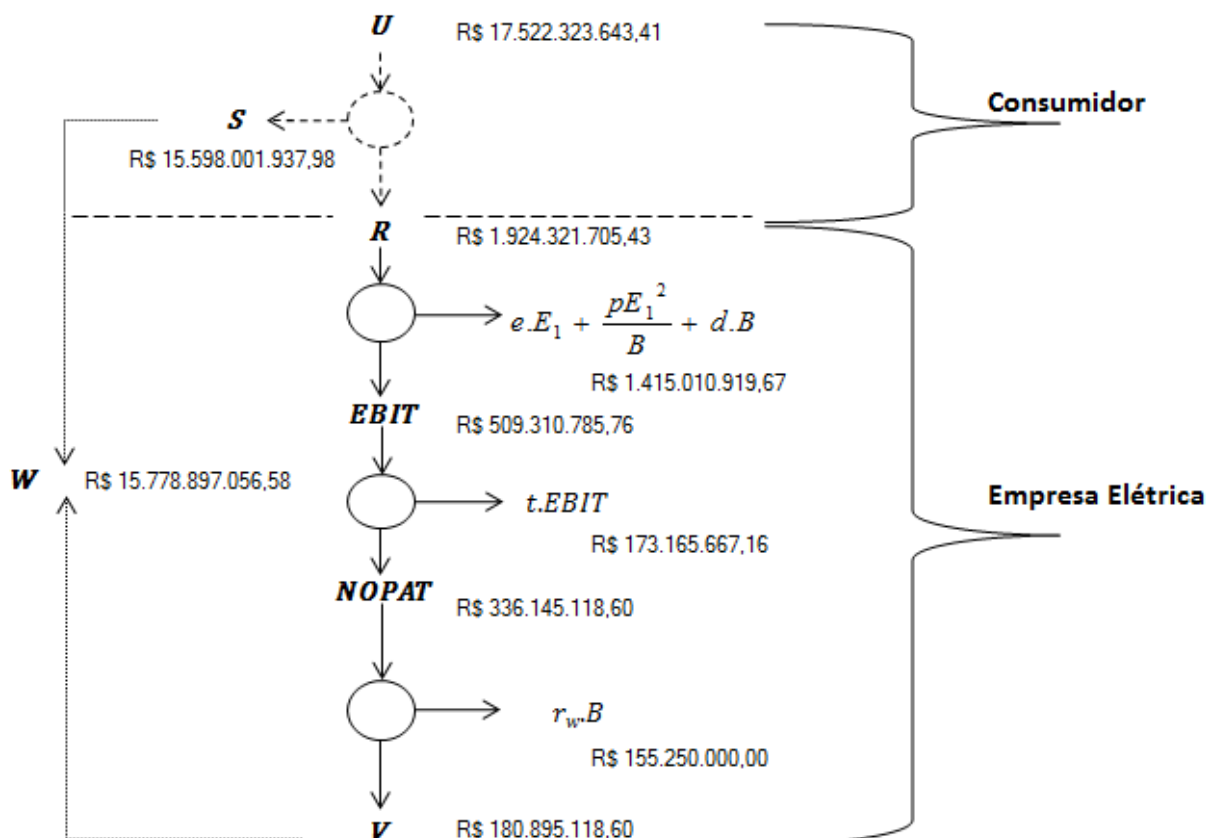


Figura 3.5 – Empresa Elétrica em regime Monopolístico sem Furto de Energia.

Conforme Fig. 3.5 é possível de verificar que a empresa opera em um regime monopolístico, ou seja, o valor da tarifa cobrado dos consumidores permite um valor econômico adicionado positivo. Este caso não é permitido no Brasil no qual o regime é o monopólio natural e a agência reguladora impõe que a empresa deve operar com valor econômico adicionado nulo ( $V=0$ ), no intuito de maximizar o valor sócio-econômico ( $W$ ).

### 3.3.1.2 Cenário com Regulação

Para o cenário regulado, a empresa deve cobrar do consumidor uma tarifa que a leve ao equilíbrio econômico-financeiro ( $V=0$ ). Assim, utilizando os dados das Tabelas 3.3 e 3.4 e as equações (3.22)-(3.23), chega-se a dois valores de tarifa regulada ( $T_1 = 5966,77$  [R\$/MWh] e  $T_2 = 299,73$  [R\$/MWh]). Simulando com estas duas tarifas reguladas o diagrama econômico fica conforme Figuras 3.6 e 3.7:



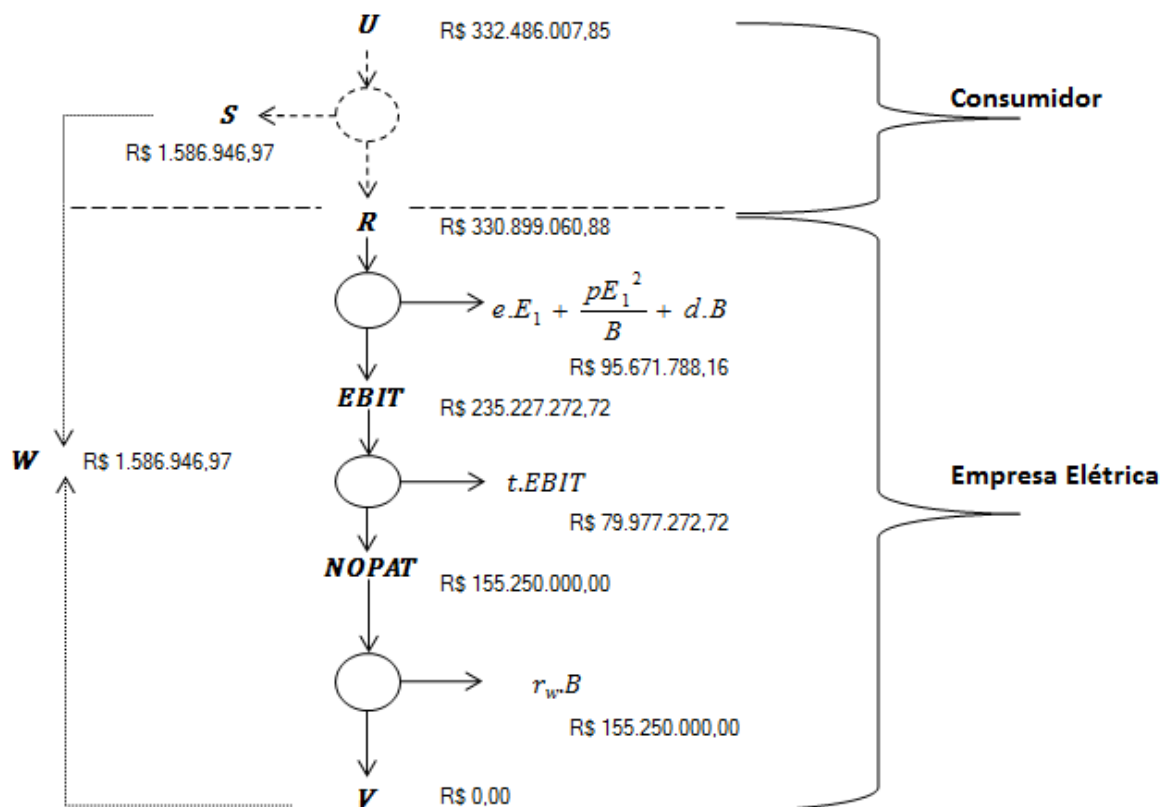


Figura 3.6 – Empresa Elétrica com Tarifa Regulada 1 sem Furto de Energia.

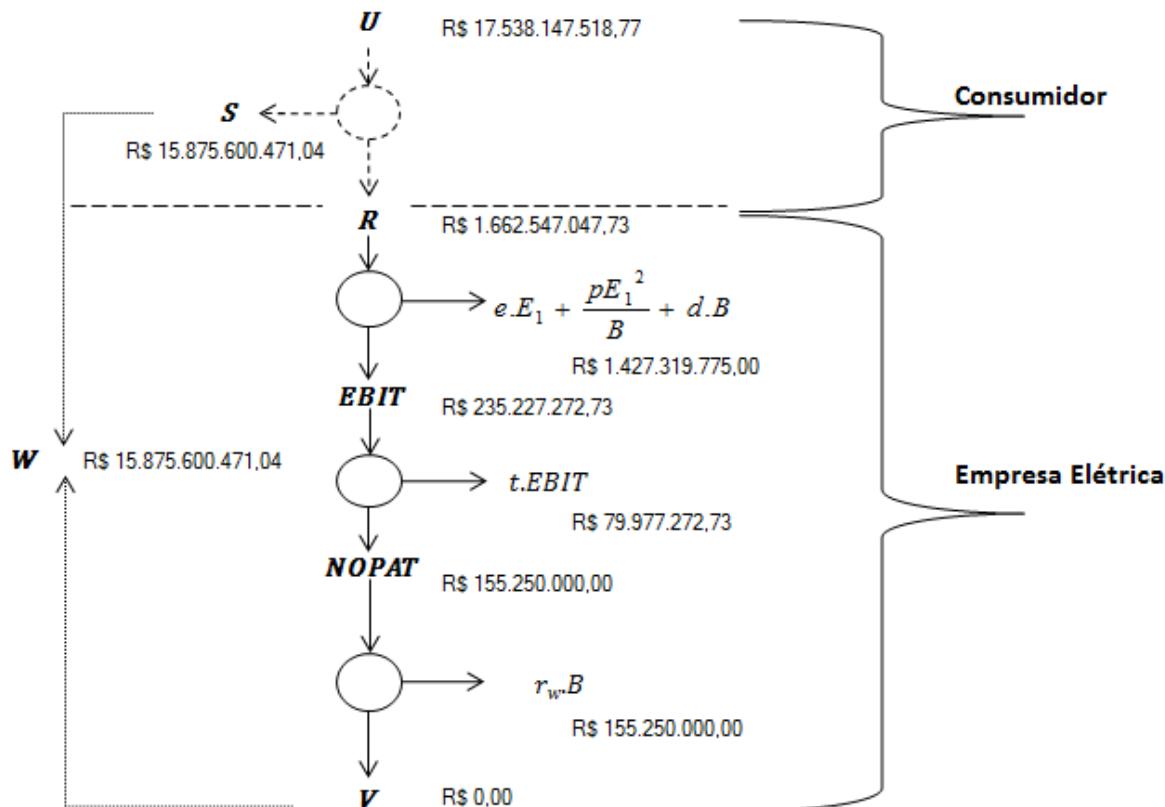


Figura 3.7 – Empresa Elétrica com Tarifa Regulada 2 sem Furto de Energia.

Analisando as Figuras 3.6 e 3.7 é possível de se verificar que o modelo permite dois valores de tarifas reguladas, o que é requisito obrigatório para a ANEEL. Porém o caso de tarifa regulada 2 ( $T_{R2}$ ) é preferível sobre o caso de tarifa regulada 1 ( $T_{R1}$ ). Isto pode ser explicado, porque o órgão regulador impõe que o valor econômico agregado da empresa deve ser nulo ( $V=0$ ), o que nos dois casos são atendidos. Porém a ANEEL ainda diz que deve-se maximizar o bem-estar socioeconômico ( $W$ ), sujeito a ( $V=0$ ). No caso de tarifa regulada 2 ( $T_{R2}$ ), por tratar-se de uma tarifa regulada menor, o excedente do consumidor ( $S$ ) e conseqüentemente o bem-estar socioeconômico ( $W$ ) é maior, gerando um maior valor econômico adicionado à sociedade.

### **3.3.2 Simulações com Furto de Energia ( $\theta = 9,8\%$ )**

Nas próximas seções serão analisados o impacto do furto de energia em uma empresa elétrica. Para tanto, serão primeiramente executadas simulações em uma empresa elétrica desregulada e posteriormente em uma empresa regulada. O percentual de furto de energia elétrica simulado será ( $\theta = 9,8\%$ ).

#### **3.3.2.1 Cenário sem Regulação**

Utilizando-se dos dados das Tabelas 3.3 e 3.4 e uma tarifa monopolística ( $T = 350$  [R\$/MWh]), o diagrama econômico deste mercado elétrico pode ser representado pela Fig. 3.8:

Analisando a Fig. 3.8 é possível de se verificar que a empresa, através de sua tarifa monopolística, consegue gerar um valor econômico adicionado positivo. Porém, comparando com a Fig. 3.5, o valor econômico agregado ( $V$ ) é menor. Isto pode ser explicado porque numa situação de furto de energia a empresa perde parte da receita em função do furto.

Em contrapartida, o excedente do consumidor é maior numa situação de furto, pela condição de aumento do consumo e redução do pagamento médio em razão de alguns consumidores estarem usufruindo da energia de graça.

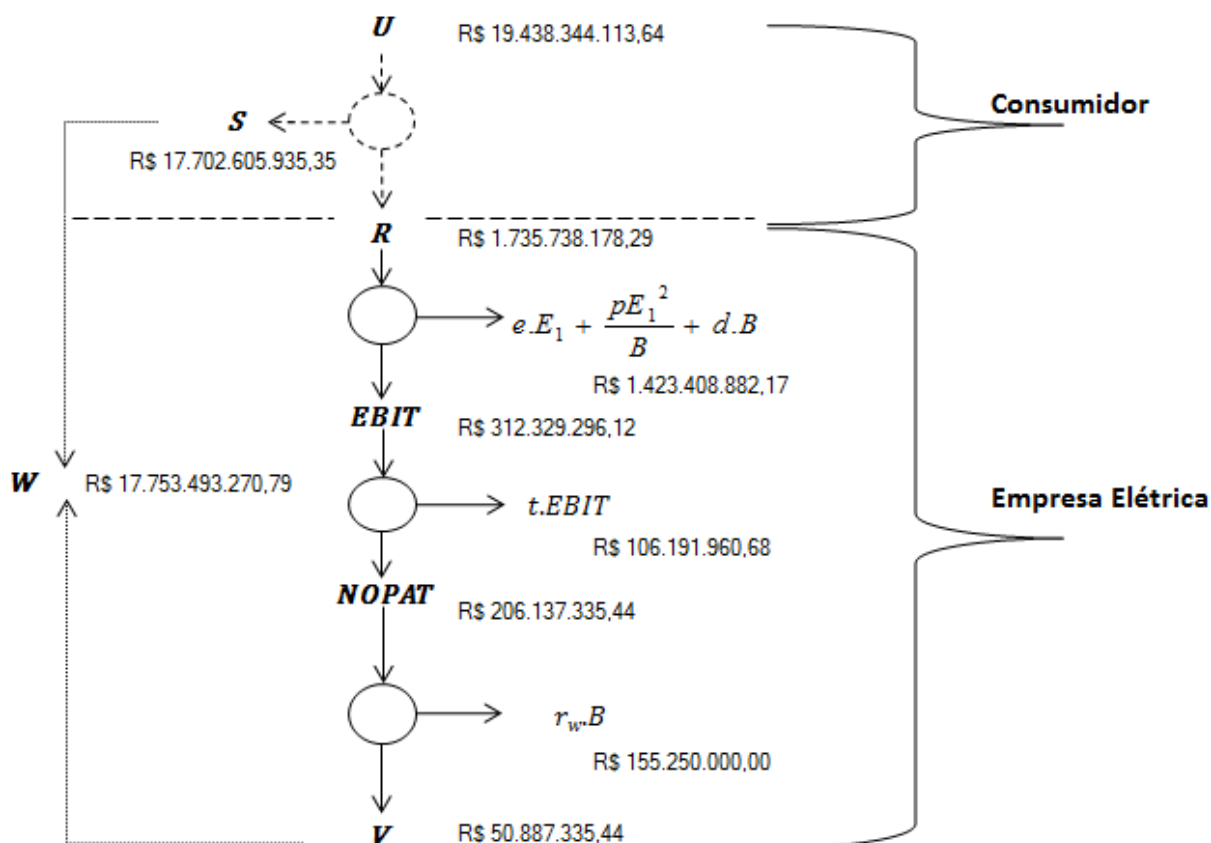


Figura 3.8 – Empresa Elétrica em regime Monopolístico com Furto de Energia ( $\theta = 9,8\%$ ).

### 3.3.2.2 Cenário com Regulação

A mesma simulação foi executada, porém agora com tarifas reguladas calculadas a partir das equações (3.22)-(3.23), resultando em ( $T_{R1} = 5933,39$  [R\$/MWh] e  $T_{R2} = 334,23$  [R\$/MWh]). A partir das Figuras 3.9 e 3.10 é possível de se constatar que a situação de tarifa regulada 2 ( $T_{R2}$ ) é preferível do que a situação de tarifa regulada 1 ( $T_{R1}$ ). Isto pode ser explicado porque a tarifa regulada 2 ( $T_{R2}$ ) provoca um maior excedente do consumidor ( $S$ ) e conseqüentemente um maior bem-estar socioeconômico agregado ( $W$ ). Ainda, é possível de se constatar que na situação de furto de energia o valor da tarifa regulada cresce em relação à situação sem furto. Isto, pode ser explicado em razão da empresa necessitar uma compensação da receita que foi perdida ou não faturada por causa do furto de energia.

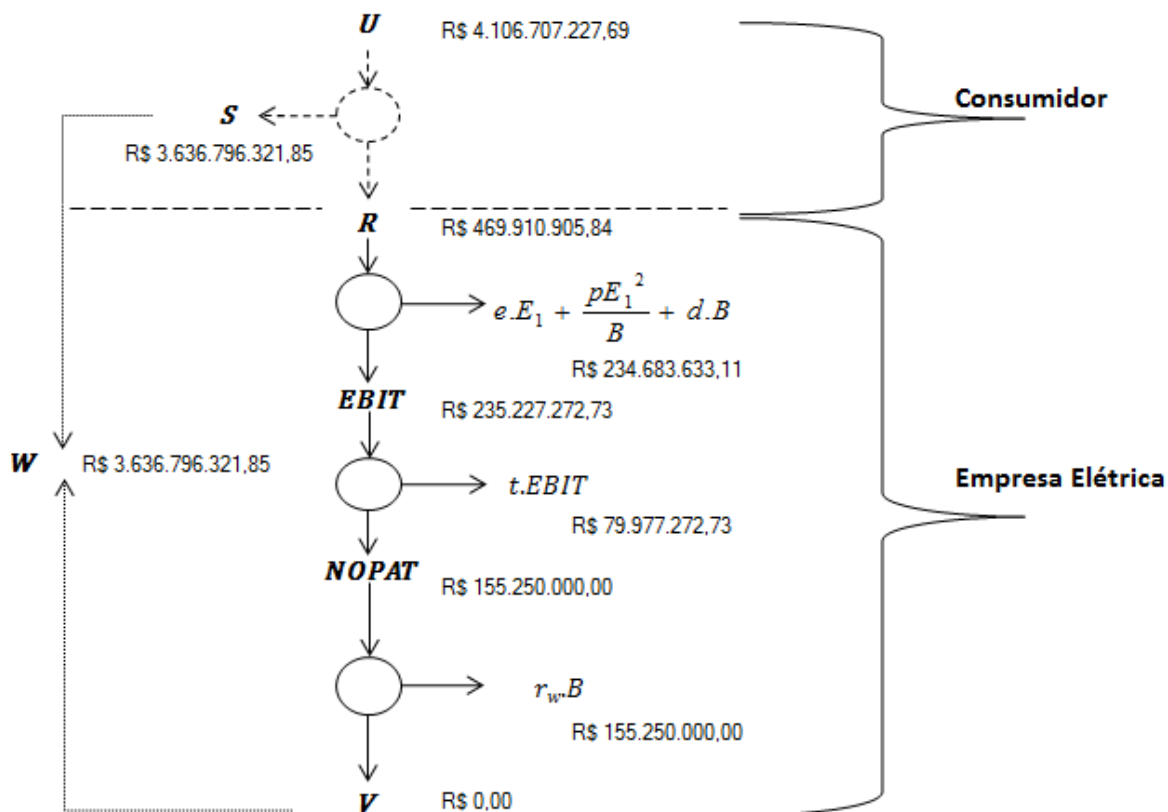


Figura 3.9 – Empresa Elétrica com Tarifa Regulada 1 com Furto de Energia ( $\theta = 9,8\%$ ).

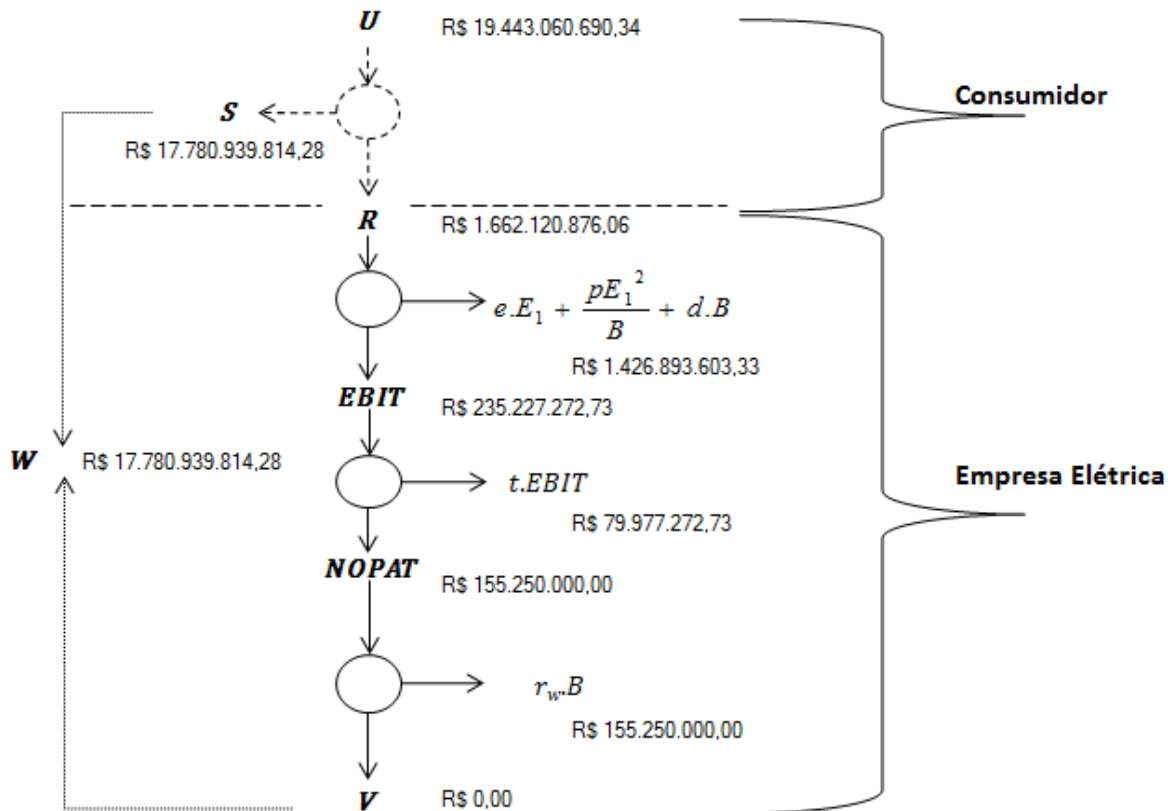


Figura 3.10 – Empresa Elétrica com Tarifa Regulada 2 com Furto de Energia ( $\theta = 9,8\%$ ).

### 3.3.3 Limiar de Furto de Energia de uma Empresa Elétrica Regulada

Através da equação (3.29) é possível de calcular o limiar de furto de energia desta empresa regulada. Ou seja, o valor de furto no qual, acima deste, a empresa não consegue uma tarifa regulada, pois a receita já não é mais capaz de cobrir os custos da empresa. Portanto, conforme (3.29) o limiar de furto é: ( $\theta_2 = 81,809\%$ ).

Assim, para o intervalo de furto entre  $\theta_2 < \theta \leq \theta_1$  ou  $81,809\% < \theta \leq 100\%$ , esta empresa não consegue determinar uma tarifa regulada.

### 3.3.4 Análise do Modelo do Consumidor

Para a análise do modelo do consumidor, serão consideradas as situações da Fig. 3.7 (Sem Furto de energia e com Tarifa Regulatória 2 ( $T_{R2}$ )) e da Fig. 3.10 (Com Furto de Energia e com Tarifa Regulatória 2 ( $T_{R2}$ )). A Tabela 3.5, mostra os principais indicadores do consumidor para os casos com e sem furto de energia e com tarifa regulatória 2 ( $T_{R2}$ ):

Tabela 3.5 – Análise do Modelo do Consumidor.

| Indicadores        | (Sem Furto de energia e com Tarifa Regulatória 2 ( $T_{R2}$ )) | (Com Furto de Energia e com Tarifa Regulatória 2 ( $T_{R2}$ )) |
|--------------------|--|--|
| $T_{R2}$ [R\$/MWh] | 299,73   | 334,23   |
| $E_N$ [TWh]        | 0  | 0,572046512  |
| $E_F$ [TWh]        | 5,54677  | 4,973035407  |
| $E_I$ [TWh]        | 5,54677  | 5,545  |
| $U$ [MR\$]         | 17538,15   | 19443,06   |
| $U_F$ [MR\$]       | 17538,15   | 17532,86   |
| $U_N$ [MR\$]       | 0  | 1910,20  |
| $S$ [MR\$]         | 15875,6  | 17780,92   |
| $S_F$ [MR\$]       | 15875,6  | 15870,72   |
| $S_N$ [MR\$]       | 0  | 1910,20  |

A partir da Tabela 3.5, verifica-se que a utilidade e o excedente dos consumidores para o caso com furto de energia é maior do que o caso sem furto de energia, como era esperado. Porém, comparando os consumidores do caso sem furto de energia com apenas os consumidores faturados do caso com furto de energia, verifica-se que a utilidade e o excedente dos

consumidores pagantes é maior no caso sem furto de energia. Isto pode ser explicado, em razão de que o furto de energia destrói valor aos consumidores adimplentes em função do aumento de tarifa para estes consumidores pagantes, impactando em sua utilidade ( $U_F$ ) e *surplus* ( $S_F$ ).

### 3.3.5 Análise de Resultados e Conclusões

É sabido, através do modelo econômico Tarot que a empresa elétrica pode operar com duas tarifas reguladas diferentes. Porém, uma destas tarifas gera pouco valor socioeconômico agregado ( $W$ ) e desta forma é descartada pelas empresas elétricas. A Tabela 3.6 mostra os principais indicadores econômicos da empresa elétrica com tarifa regulada 1 ( $T_{R1}$ ) e a Tabela 3.7 com tarifa regulada 2 ( $T_{R2}$ ). Assim é fácil de verificar que a tarifa regulada 2 ( $T_{R2}$ ) gera maior valor socioeconômico para cada situação de furto simulada. Portanto, a empresa elétrica opera sempre com a tarifa regulada 2.

Tabela 3.6 – Situação de Tarifa Regulada 1 ( $T_{R1}$ ) com a variação do furto de energia.

| $\theta$ | $T_{R1}$<br>[R\$/MWh]                 | U<br>[MR\$] | R<br>[MR\$] | S<br>[MR\$] | V<br>[MR\$] | W<br>[MR\$] | G<br>[MR\$] |
|----------|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 0        | 5.966,77                              | 332,49      | 330,9       | 1,59        | 0           | 1,59        | 79,98       |
| 15%      | 5.912,23                              | 6.289,32    | 544,27      | 5.745,04    | 0           | 5.745,04    | 79,98       |
| 30%      | 5.831,56                              | 13.583,28   | 761,22      | 12.822,07   | 0           | 12.822,07   | 79,98       |
| 45%      | 5.700,75                              | 23.306,69   | 982,08      | 22.324,60   | 0           | 22.324,60   | 79,98       |
| 60%      | 5.452,41                              | 38.192,79   | 1.207,96    | 36.984,83   | 0           | 36.984,83   | 79,98       |
| 75%      | 4.774,75                              | 67.565,28   | 1.444,97    | 66.120,31   | 0           | 66.120,31   | 79,98       |
| 81,809%  | 3.137,90                              | 95.786,74   | 1.596,28    | 94.190,46   | 0           | 94.190,46   | 79,98       |
| 82%      | Não é possível obter Tarifa Regulada. |             |             |             |             |             |             |

Assim, através da Tabela 3.6, a Tarifa regulada 1 ( $T_{R1}$ ) diminui à medida que o furto de energia aumenta. A razão disto decorre do fato de que o custo adicional gerado pelo furto de energia pode ser compensado através da diminuição da tarifa regulatória que, como consequência, leva ao aumento de energia consumida no sistema.

Em contrapartida, analisando a Tabela 3.7, a tarifa regulada 2 ( $T_{R2}$ ) aumenta com o aumento no percentual de furto de energia. Isto pode ser explicado porque o furto de energia agrega um custo adicional que precisa ser coberto através do aumento da tarifa.

Tabela 3.7 – Situação de Tarifa Regulada 2 ( $T_{R2}$ ) com a variação do furto de energia.

| $\theta$ | $T_{R2}$<br>[R\$/MWh]                 | U<br>[MR\$] | R<br>[MR\$] | S<br>[MR\$] | V<br>[MR\$] | W<br>[MR\$] | G<br>[MR\$] |
|----------|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 0        | 299,73                                | 17.538,15   | 1.662,55    | 15.875,60   | 0           | 15.875,60   | 79,98       |
| 15%      | 355,98                                | 20.632,14   | 1.661,85    | 18.970,29   | 0           | 18.970,29   | 79,98       |
| 30%      | 438,36                                | 25.051,51   | 1.660,80    | 23.390,70   | 0           | 23.390,70   | 79,98       |
| 45%      | 570,86                                | 31.879,84   | 1.659,06    | 30.220,78   | 0           | 30.220,78   | 79,98       |
| 60%      | 820,91                                | 43.823,59   | 1.655,53    | 42.168,05   | 0           | 42.168,05   | 79,98       |
| 75%      | 1500,28                               | 70.054,07   | 1.644,10    | 68.409,96   | 0           | 68.409,96   | 79,98       |
| 81,809%  | 3.137,90                              | 95.786,74   | 1.596,28    | 94.190,46   | 0           | 94.190,46   | 79,98       |
| 82%      | Não é possível obter Tarifa Regulada. |             |             |             |             |             |             |

O pagamento ao governo (G) através de impostos não se altera porque a alíquota de impostos é constante e representa um percentual do EBIT.

Analisando a Fig. 3.11, verifica-se que a empresa elétrica operando com tarifa regulatória 1 trabalha com maiores tarifas e menores montantes de energia para venda. Porém, aumentando o percentual de furto de energia, o montante de energia consumida aumenta, e a tarifa regulatória diminui.

Em contrapartida, verifica-se que a empresa elétrica operando com tarifa regulatória 2 trabalha com menores tarifas e maiores montantes de energia para venda. Mas, aumentando-se o percentual de furto de energia a tarifa regulatória aumenta e o montante de energia consumida diminui.

Existe um ponto de convergência entre a tarifa regulatória 1 e 2 que corresponde ao limiar de furto de energia elétrica, onde a partir deste percentual de furto a empresa elétrica não é capaz de estabelecer uma tarifa regulatória.

Ainda, a região do lado interno das curvas representa o conjunto de pontos no qual a empresa elétrica está obtendo valor agregado positivo ( $V > 0$ ). Por outro lado, a região do lado externo das curvas representa o conjunto de pontos no qual a empresa elétrica está destruindo seu valor econômico ( $V < 0$ ).

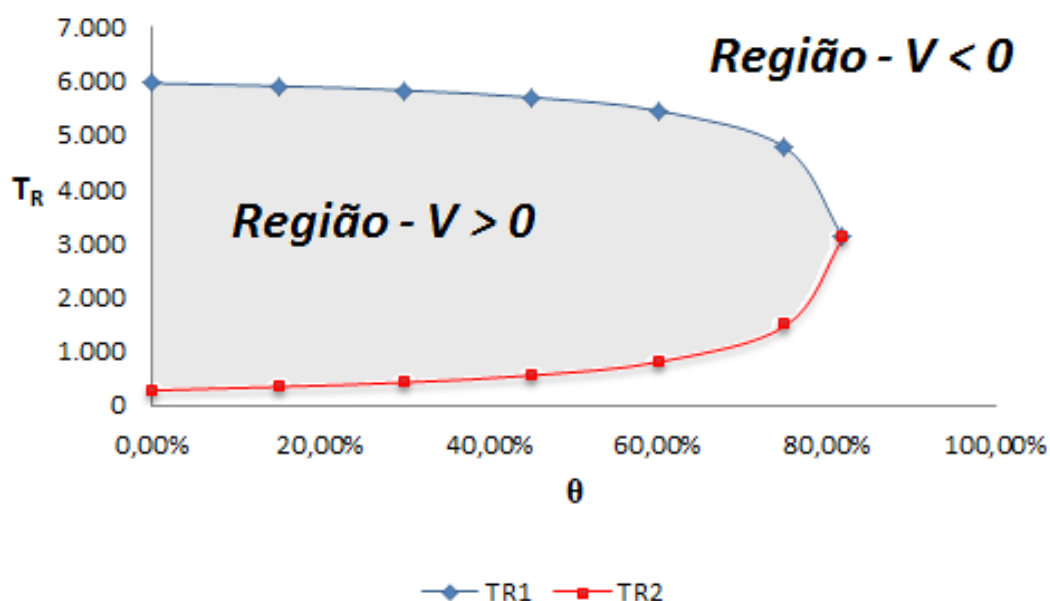


Figura 3.11 – Variação das Tarifas Reguladas ( $T_{R1}$  e  $T_{R2}$ ) com o Furto de Energia.

### 3.4 Simulações com Investimento Ótimo ( $B^*$ ) na rede elétrica

Com o intuito de analisar como o investimento ótimo impacta na sustentabilidade de uma empresa elétrica e na sociedade, serão executadas simulações de uma empresa elétrica regulada que trabalha num ponto de investimento não ótimo e, posteriormente, no ponto de investimento ótimo. Para isso, serão utilizados os dados das Tabelas 3.3 e 3.4, com o objetivo de simulação e análise de resultados.

Assim, utilizando-se da expressão (3.23) chega-se ao valor da tarifa regulatória para esta empresa elétrica:

$$T_{R2} = 334,23 \left[ \frac{R\$}{MWh} \right]$$

O valor da Tarifa regulada 2 ( $T_{R2}$ ) é preferida pelo regulador ao invés da Tarifa regulada 1 ( $T_{R1}$ ) conforme modelo TAROT, em razão de proporcionar um maior valor socioeconômico agregado, como constatado nos tópicos anteriores deste capítulo. Por esta razão, as empresas utilizarão sempre a  $T_{R2}$  sobre a  $T_{R1}$ .

Este valor de tarifa regulada ( $T_{R2}$ ) foi calculado baseado no valor do investimento nos ativos da rede elétrica ( $B$ ) da RTP da empresa elétrica em questão. A questão a se indagar é a



seguinte: Será que este investimento executado pela empresa é prudente? Ou seja, o investimento em ativos para redução de perdas técnicas é ótimo? Para responder esta pergunta será utilizado a expressão (3.37):

$$T^* = 313,01 \left[ \frac{R\$}{MWh} \right]$$

Para tanto, a empresa em questão precisaria investir na rede de forma ótima conforme expressões (3.38) e (3.39):

$$E_1^* = 5,563 [TWh]$$

e:

$$B^* = 884,05 [MR\$]$$

Simulando através do modelo econômico TAROT, será representado a empresa elétrica sem investimento ótimo ( $B$ ) e com investimento ótimo ( $B^*$ ), através dos diagramas das Figuras 3.12 e 3.13, respectivamente:

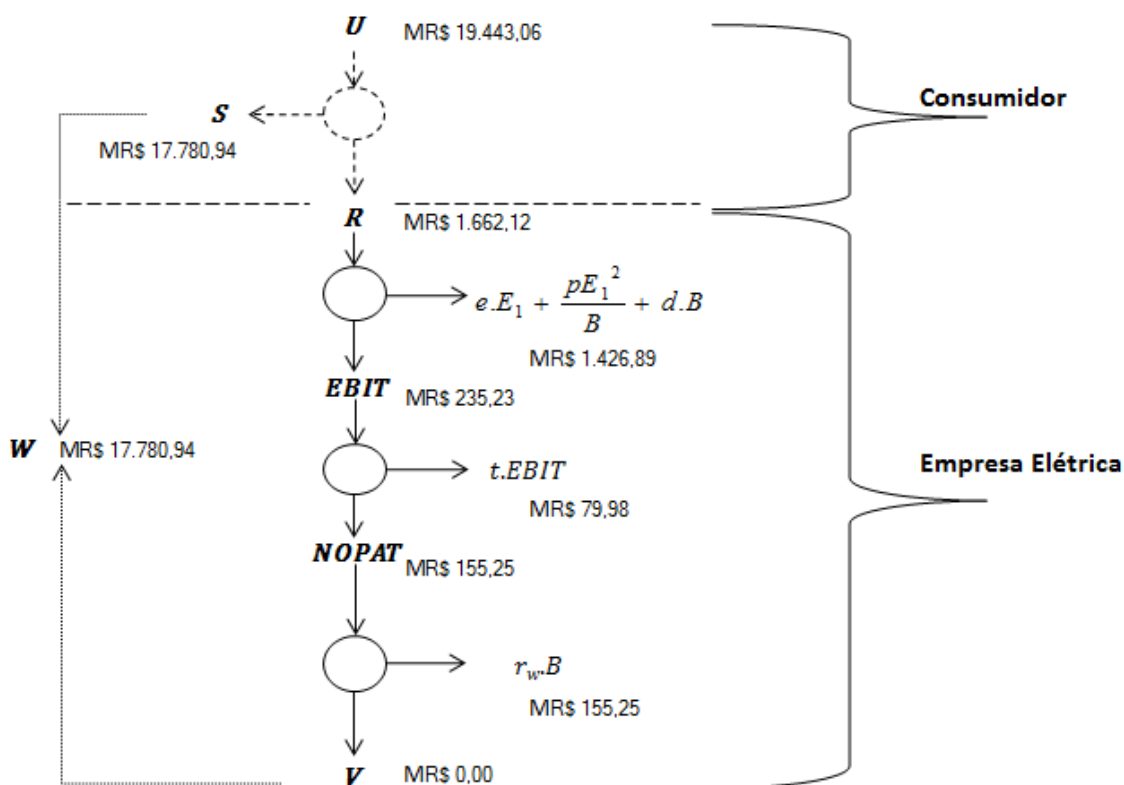


Figura 3.12 – Empresa Elétrica Regulada com Investimento não Otimizado.

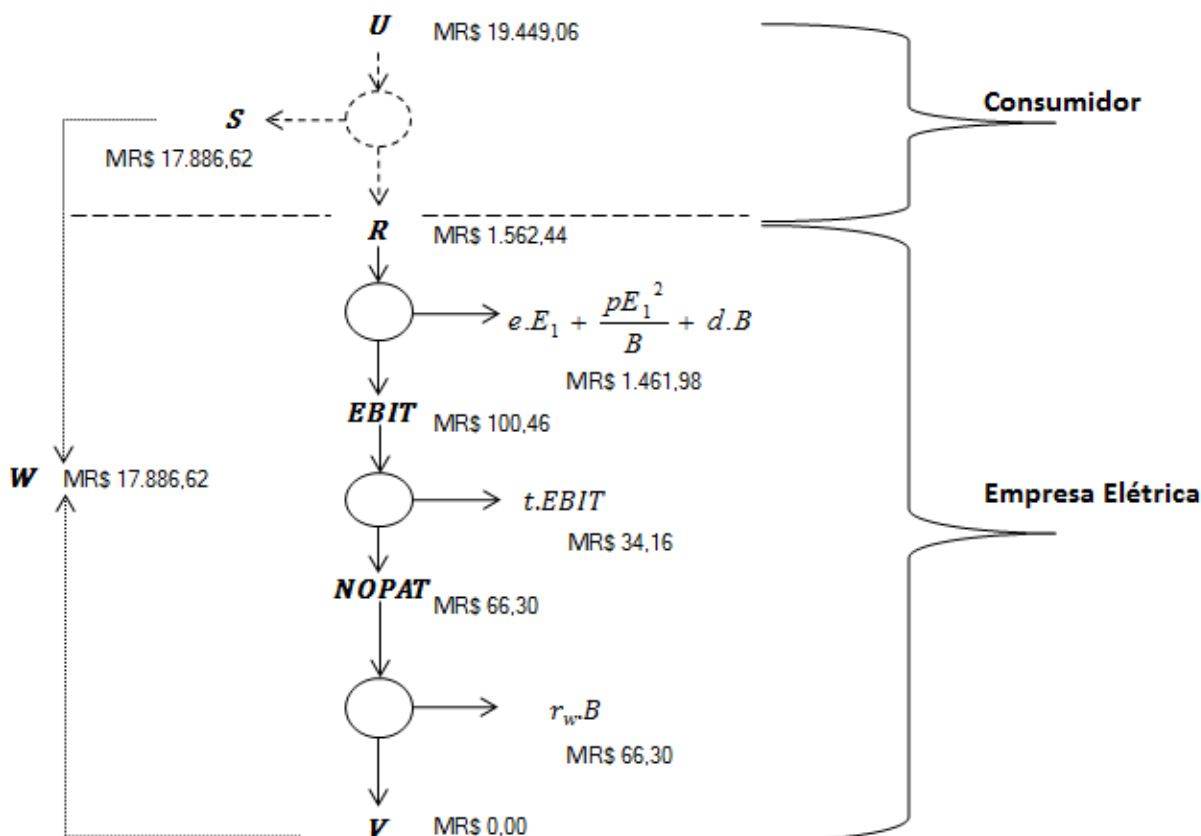


Figura 3.13 – Empresa Elétrica Regulada com Investimento Otimizado.

Analisando as Figuras 3.12 e 3.13 é possível de verificar que nas duas situações a empresa opera com tarifa regulada. Porém, quando a empresa executa investimentos prudentes ou ótimos ( $B^*$ ), a mesma consegue reduzir sua tarifa regulatória e conseqüentemente aumentar o excedente dos consumidores e o valor socioeconômico agregado, objetivo principal da agência reguladora Brasileira ANEEL. Ou seja, o investimento ótimo em qualidade técnica ( $B^*$ ) proporciona a maximização do valor sócioeconômico (W).

### 3.4.1 Análise de Resultados

Através da análise da empresa elétrica operando com investimento ótimo é possível verificar que a mesma consegue reduzir o valor da tarifa para o mínimo possível, ainda em uma situação de valor adicionado igual a zero ( $V = 0$ ). Desta forma ela consegue elevar o valor de energia comercializada. Do ponto de vista do consumidor, a utilidade econômica aumenta em razão de estar usufruindo de uma maior quantidade de energia e o *payoff* (pagamento) diminui, resultado dos consumidores estarem pagando um valor menor pela energia elétrica.

Assim, o bem estar socioeconômico é elevado de modo a atender os requisitos da ANEEL de ( $V = 0$ ) e ( $W \rightarrow \text{Máximo}$ ).

#### 3.4.1.1 Limiar do percentual de furto de energia com Investimento Otimizado

Utilizando (3.29), o limiar de furto de energia para o investimento otimizado passa a ser:

$$\theta_2 = 82,974\%$$

Assim, para o intervalo de furto entre  $\theta_2 < \theta \leq \theta_1$  ou  $82,974\% < \theta \leq 100\%$ , esta empresa não consegue determinar uma tarifa regulada.

#### 3.4.1.2 Estudo da Variação do Furto nos indicadores econômicos de uma empresa regulada ( $V = 0$ )

Uma empresa elétrica pode ter diversos valores de furto de energia dentro de sua área de concessão. Utilizando os dados das Tabelas 3.3 e 3.4 e variando-se o percentual de furto, à medida que o percentual de furto de energia começa a aumentar, a empresa elétrica tende a aumentar o valor da tarifa ótima (regulada mínima) e diminuir o investimento ótimo. Portanto, uma empresa com o índice de furto maior que a outra, tende a investir menos com o intuito de reduzir suas perdas econômicas. É importante salientar, que ao longo deste capítulo, o investimento na rede elétrica considerado tem sempre o objetivo de reduzir as perdas técnicas. Investimentos em dispositivos anti-furto e com objetivo de reduzir as perdas não-técnicas ainda não foram considerados ao longo deste trabalho. O gráfico da Figura 3.14, mostra a estratégia de investimento para empresas com diferentes índices de furto de energia: Ou seja, com o aumento do furto de energia o investimento ótimo tende a reduzir quase desprezivelmente, enquanto que a tarifa ótima tende a aumentar significativamente para compensar o aumento do custo adicional do aumento do furto de energia elétrica.

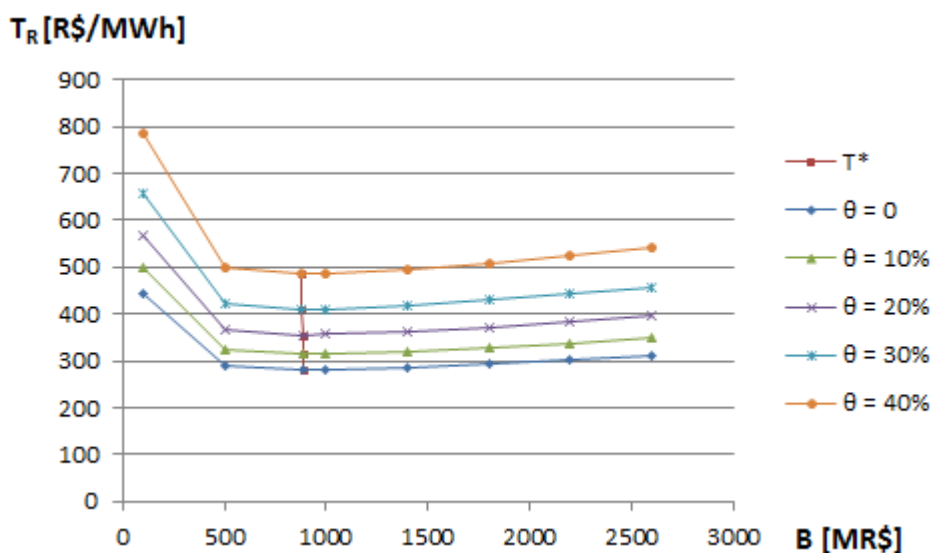


Figura 3.14 – Empresa Elétrica Regulada com Investimento Otimizado.

### 3.4.2 Conclusões

O investimento otimizado na rede elétrica com o objetivo de reduzir as perdas técnicas, provoca uma redução da tarifa de uma empresa regulada ( $V = 0$ ). Esta manobra, provoca um aumento de valor socioeconômico ( $\uparrow W$ ), requisito do órgão regulador, consequência dos consumidores estarem pagando menos pela energia e estarem usufruindo de uma quantidade maior de energia.

O furto de energia impacta na estratégia de investimento ótimo da empresa elétrica. À medida que existe um índice maior de furto a empresa tende a reduzir seu investimento. Ou seja, o ponto de investimento ótimo se desloca para um menor investimento com uma tarifa maior. Esta tarifa maior pode ser explicada com o objetivo de se cobrir parte da energia que está sendo furtada.

Existem, outras maneiras de gestão sustentável da empresa, porém um investimento prudente e ótimo é uma estratégia para a empresa estar operando no sentido de maximizar o valor socioeconômico produzido pelo mercado elétrico, premissa regulatória da ANEEL.

# 4 INSERÇÃO DO INVESTIMENTO EM QUALIDADE PARA REDUÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

## 4.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é inserir no modelo econômico TAROT os investimentos em equipamentos anti-furto de energia elétrica. Assim, a empresa elétrica, dispondo do capital necessário para este investimento, pode se planejar de maneira a atingir a máxima eficiência operacional. Com tal investimento, a empresa reduzirá o percentual de furto de energia, que constitui o fator principal das perdas não técnicas. Embora, o investimento seja interessante do ponto de vista de redução do furto de energia, a empresa normalmente detém um capital restrito para tal investimento. O capítulo propõe uma metodologia de determinação do valor da tarifa regulada, quando existe um determinado percentual de furto de energia e quando existe um determinado valor de investimento em qualidade comercial. Ainda, existe uma proposta de cálculo do valor dos investimentos otimizados em qualidade (B, Q), com o objetivo de redução das perdas técnicas e comerciais. O investimento ótimo é o investimento executado pela empresa elétrica regulada em sua rede elétrica e em dispositivos e ações anti-furto para se obter uma tarifa mínima cobrada dos consumidores de energia elétrica e, por consequência, gerar o máximo bem-estar social compatível com a tecnologia e a eficiência administrativa da empresa.

## 4.2 Modelagem Econômica

O modelo Econômico Tarot passa a incluir agora uma parcela do investimento em equipamentos anti-furto de energia (Q). O objetivo deste investimento é reduzir as perdas não técnicas de energia. Sabe-se que toda concessionária de energia possui parte de seus ativos investidos em equipamentos com esta finalidade. Portanto, a concessionária passa a ter agora investimentos tanto na qualidade técnica (B) da rede quanto na qualidade comercial (Q) de sua rede de distribuição. Neste modelo são ignoradas a qualidade de serviço (continuidade) e de produto (harmônicos, desequilíbrio, etc.) que também poderiam ser incluídas, porém complicariam desnecessariamente a análise que segue.

Assim, incluindo o efeito do investimento não técnico no diagrama de fluxos econômicos Tarot, resulta na Fig. 4.1, onde são representados os consumidores e a empresa elétrica:

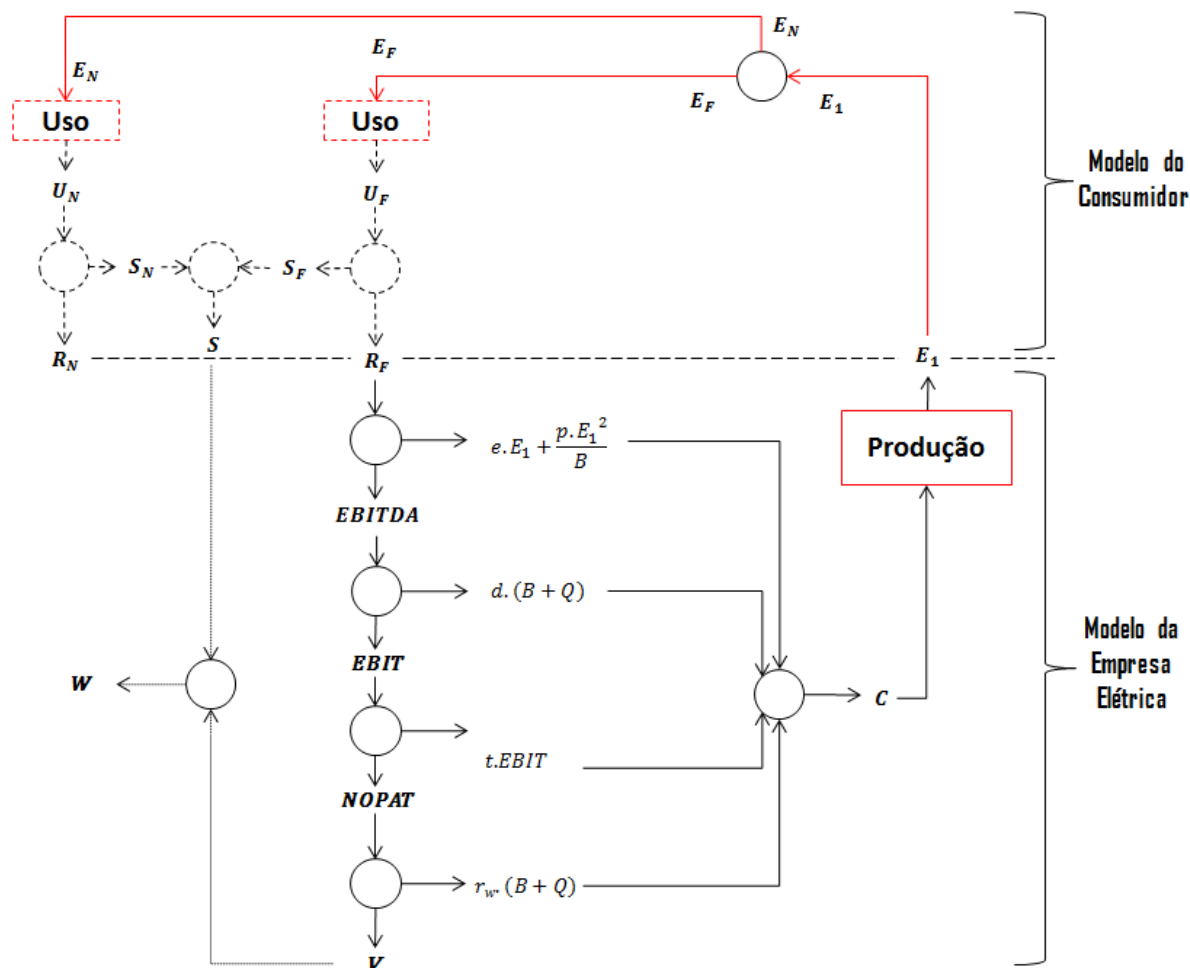


Figura 4.1 – Modelo socioeconômico (TAROT) com a Inserção do Investimento em Qualidade Comercial.

Percebe-se, através do diagrama, que os dois agentes estão interagindo financeiramente e no final das contas é determinado o excedente econômico de cada um baseado na transação ou comercialização do bem energia elétrica, levando em conta a porcentagem ( $\theta$ ) de furto comercial. O modelo consiste em um sistema de distribuição de energia por parte das concessionárias de energia e a utilização por parte dos consumidores. As setas vermelhas representam o fluxo de energia, enquanto as setas pretas representam o fluxo financeiro ou econômico. Ainda, o modelo traz como novidade a inserção do investimento em qualidade ( $Q$ ) através de dispositivos anti-furto de energia com a intenção da redução de perdas comerciais de energia elétrica. Assim, o investimento em qualidade ( $Q$ ) provoca uma redução nas perdas comerciais, sendo razoável representar esta relação pela expressão (4.1):

$$\theta = \frac{f}{Q} \quad (4.1)$$

onde:

Q: Representa o investimento em ativos com a finalidade de redução das perdas não técnicas.

f: Coeficiente ajustável de perdas não técnicas que depende, entre outros, da renda e nível educacional dos consumidores.

Ou seja, a relação (3.3) exprime a idéia de furtar menos quando a energia é mais barata. Isto, pode ser explicado intuitivamente em razão da possibilidade do pagamento pelo consumidor infrator de uma conta de energia mais barata. Já a expressão (4.1) exprime a idéia de furtar menos quando o investimento em qualidade comercial é maior, ou seja, quanto mais equipamentos e ações anti-furto (ou anti-fraude) houver em um subsistema elétrico, mais difícil se torna para o consumidor furtar (ou fraudar medidores de) eletricidade.

#### 4.2.1 Determinação da Tarifa Regulatória de uma Empresa Elétrica

É prudente afirmar que o investimento em ativos com a finalidade de redução de perdas comerciais afeta o valor da tarifa regulatória de uma empresa elétrica. Considerando as perdas comerciais como um custo adicional para a empresa, a variação deste custo impacta na receita requerida da concessionária e, conseqüentemente, na sua tarifa regulatória. Assim, através do modelo proposto neste capítulo será feita uma análise deste impacto, determinando qual o novo valor de tarifa regulatória dependendo do montante de investimento (Q).

Para tanto, expressando o modelo através de uma equação analítica baseado na Fig. 4.1, resulta que o valor econômico adicionado (V) da empresa exprime-se como em (4.2):

$$V = (1 - t) \cdot \left( T \cdot E_F - \frac{pE_1^2}{B} - d \cdot (B + Q) - e \cdot E_1 \right) - r_w \cdot (B + Q) \quad (4.2)$$

Sabe-se ainda, que cada revisão tarifária periódica faz jus a uma receita capaz de cobrir os custos da empresa, sem destruição nem agregação de valor. Fazendo (V=0) e isolando T, chega-se a expressão (4.3):

$$T_R = \frac{pE_1^2}{B \cdot E_F} + \frac{d \cdot (B + Q)}{E_F} + \frac{e \cdot E_1}{E_F} + \frac{r_w \cdot (B + Q)}{(1 - t) \cdot E_F} \quad (4.3)$$

Assim, substituindo (3.3), (3.4) na equação (4.3) e isolando  $T_R$ , resulta na equação implícita (4.4):

$$\alpha_2 T_R^2 + \alpha_1 T_R + \alpha_0 = 0 \quad (4.4)$$

Sendo, os coeficientes  $\alpha_2$ ,  $\alpha_1$  e  $\alpha_0$  determinados através das equações (4.5)-(4.7):

$$\alpha_2 = (1 - \theta) + \frac{p \cdot (1 - \theta)^2}{B \cdot b} \quad (4.5)$$

$$\alpha_1 = -(1 - \theta) \cdot (a + e) - \frac{2 \cdot a \cdot p \cdot (1 - \theta)}{B \cdot b} \quad (4.6)$$

$$\alpha_0 = \frac{r_w \cdot b \cdot (B + Q)}{1 - t} + \frac{p \cdot a^2}{B \cdot b} + d \cdot b \cdot (B + Q) + e \cdot a \quad (4.7)$$

Assim, resolvendo a equação implícita (4.4) é possível se alcançar dois valores de tarifas regulatórias. Portanto a tarifa regulatória escolhida será aquela que traz o maior valor socioeconômico (W), no caso a  $T_{R2}$ .

$$T_{R1} = \frac{-\alpha_1 - \sqrt{\alpha_1^2 - 4 \cdot \alpha_2 \cdot \alpha_0}}{2 \cdot \alpha_2} \quad (4.8)$$

$$T_{R2} = \frac{-\alpha_1 + \sqrt{\alpha_1^2 - 4 \cdot \alpha_2 \cdot \alpha_0}}{2 \cdot \alpha_2} \quad (4.9)$$

#### 4.2.2 Determinação dos Investimentos Ótimos em Qualidade Técnica ( $B^*$ ) e Qualidade Comercial ( $Q^*$ )

A busca pela eficiência operacional num cenário regulado é algo que todas as empresas de energia almejam para si objetivando um crescimento sustentável. Assim, uma das formas de garantir a eficiência operacional é através da gestão correta dos custos. As perdas comerciais



representam um custo adicional que deve ser reduzido para atingir tal eficiência. Segundo o World Bank (2009), alguns grupos como a Enersis buscaram melhorar sua eficiência operacional através de medidas para reduzir os altos índices de perdas globais dos anos 80.

Assim, a idéia deste tópico consiste em, através da utilização do modelo socio-econômico Tarot, determinar os investimentos ótimos em qualidade Técnica ( $B^*$ ) e o investimento ótimo em qualidade não técnica ( $Q^*$ ). Desta forma, o modelo permitirá uma avaliação no sentido de alcançar a eficiência operacional de empresas elétricas brasileiras e mundiais em relação ao tópico perdas comerciais de energia.

Ainda, permitirá uma avaliação inicial para determinar quais empresas operam sub e sobre-investidas em relação tanto à qualidade técnica ( $B$ ) como não técnica ( $Q$ ) e o quão distantes estão do ponto ótimo. Em termos de consumo, permitirá ao consumidor avaliar o quão distante encontra-se a tarifa regulatória atual em relação à tarifa regulatória otimizada e ainda, aumentar sua utilidade através do aumento do consumo decorrente da queda no preço da energia elétrica. Para tanto, é necessário formular o problema de otimização do modelo conforme (4.10):

$$\text{Minimizar } T_{R2} = \frac{-\alpha_1 + \sqrt{\alpha_1^2 - 4 \cdot \alpha_2 \cdot \alpha_0}}{2 \cdot \alpha_2} \quad (4.10)$$

$$\text{Sujeito a: } B > 0 \text{ e } Q > 0$$

Ou seja, o problema consiste em minimizar a Tarifa regulatória, variando-se positivamente  $B$  e  $Q$ . Assim, como decorrência do problema será alcançada a solução ótima ( $B^*$ ,  $Q^*$ ,  $T_R^*$ ) e como reflexo da solução ótima os valores de ( $E^*$ ,  $\theta^*$ ) que maximizam o valor sócio-econômico ( $W^*$ ).

### 4.2.3 Hipóteses Consideradas

O valor de todos os ativos ou equipamentos para redução de perdas não técnicas de uma empresa de eletricidade correspondem a quanto a empresa investiu até hoje em qualidade comercial ( $Q$ ) de sua rede de distribuição. Porém, existe uma certa dificuldade em se obter este dado. Assim, será considerado neste trabalho uma proposta segundo a qual o

investimento (Q) necessário para atingir o nível ( $\theta$ ) é uma fração do investimento total<sup>2</sup> (I) e inversamente proporcional ao ( $\theta$ ), segundo a expressão (4.11):

$$Q = \frac{35\% \cdot I}{100 \cdot (\theta + 0,5\%)} \quad (4.11)$$

sendo:

$$I = B + Q \quad (4.12)$$

onde:

I: Representa a nova base de remuneração líquida da companhia de eletricidade.

Para melhor visualização da relação (4.11) a Fig. 4.2 é representada:

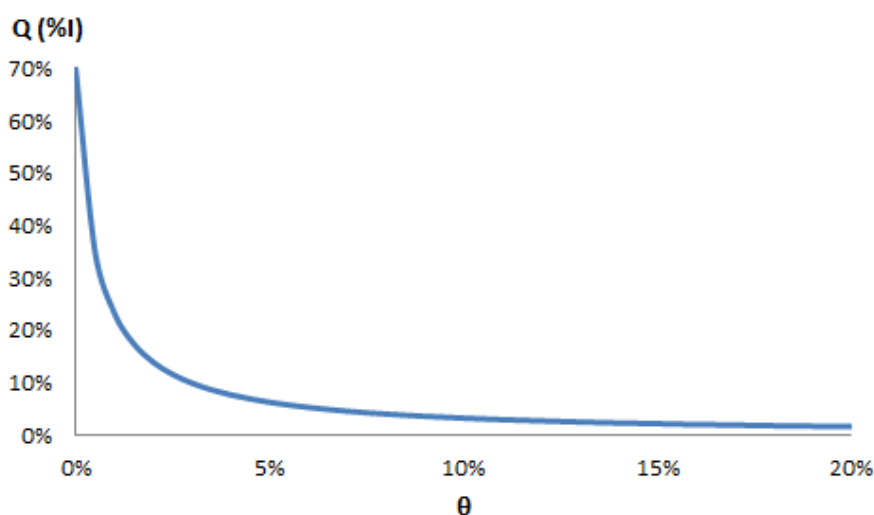


Figura 4.2 – Valor do Investimento em Qualidade não Técnica em função do Furto de Energia.

A Figura 4.2 sugere que quanto menos perdas comerciais a empresa elétrica apresenta, maior deve ser seu investimento em equipamentos e ações anti-furto ou fraude de energia.

---

<sup>2</sup>Até o momento ao longo deste trabalho a base de remuneração líquida era integralmente representada pelo investimento em qualidade técnica (B). Com a inserção da qualidade comercial ao modelo, a base de remuneração líquida da concessionária de energia passa a ser (I) representada pela soma de (B) e (Q).

### **4.3 Análise da Eficiência de Empresas de Energia Elétrica Brasileiras**

A análise da eficiência das empresas de energia elétrica brasileiras, neste contexto, consiste em verificar, segundo a modelagem sócio-econômica proposta, quais empresas estão sub e sobreinvestidas em termos dos aspectos técnicos e operacionais da rede de distribuição e em termos de equipamentos anti-furto e fraude de energia elétrica.

Para isto, será utilizada uma amostra de empresas de energia brasileiras, cujos dados serão extraídos do processo de revisão tarifária periódica (RTP) da ANEEL do ano de 2013.

Através da análise dos dados será possível verificar quais companhias de eletricidade estão próximas da eficiência operacional em termos de perdas técnicas e perdas não técnicas.

Como decorrência, será possível traçar estratégias de planejamento em termos de investimento e projetos. Assim, os diretores das companhias de eletricidade poderão tomar decisões de investimentos baseados em uma ferramenta que analisa parametricamente todas as influências que este investimento pode causar em termos de indicadores financeiros para a empresa e para os consumidores.

Portanto, o objetivo deste tópico busca dar uma idéia clara de como a melhor decisão em um investimento pode influenciar a vida financeira dos agentes de eletricidade<sup>3</sup>. Não obstante as limitações de modelos em geral, o modelo proposto pode auxiliar especialistas na tomada de decisão baseados nas influências de umas variáveis sobre outras.

Tomando como base a revisão tarifária periódica de algumas empresas de eletricidade brasileiras é possível chegar aos valores aproximados da Tabela 4.1.

Baseando-se em Andrade e Lobão (1997), considera-se uma elasticidade média ( $\epsilon = 0,05$ ) para todas as empresas da Tabela 4.1 e utilizando-se da metodologia descrita no capítulo 3, mais especificamente através das equações (3.44)-(3.48) e (4.1), tem-se como resultado a Tabela 4.2.

---

<sup>3</sup>Esta noção está claramente associada ao princípio afirmando que, no ambiente regulatório, a empresa é basicamente uma gestora de investimentos. Através desta gestão, a concessionária consegue capturar ganhos explorando os incentivos que o marco da regulação brasileira oferece para estimular a inovação e o progresso tecnológico.

4 – INSERÇÃO DO INVESTIMENTO EM QUALIDADE PARA REDUÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

Tabela 4.1 – Dados aproximados da RTP 2013 de algumas empresas de eletricidade brasileiras.

| Dados de Entrada   | CEMIG | CEPISA | CEMAR | CPFL-<br>Paulista | CELPE | COELBA |
|--|-------|--------|-------|-------------------|-------|--------|
| Valor da Parcela A (VPA) [MR\$]                          | 5241  | 435    | 714   | 4398              | 1875  | 2225   |
| Valor da Parcela B (VPB) [MR\$]                          | 3093  | 350    | 813   | 1561              | 1025  | 1750   |
| Base de Remuneração Líquida<br>Total (I) [MR\$]          | 5512  | 315    | 2070  | 3310              | 2175  | 3910   |
| WACC real depois de impostos<br>( $r_w$ )                | 7,50% | 7,50%  | 7,50% | 7,50%             | 7,50% | 7,50%  |
| Taxa de Depreciação (d)                                  | 4%    | 4%     | 4%    | 4%                | 4%    | 4%     |
| Energia Vendida ( $E_F$ ) [TWh]                          | 24,8  | 2,7    | 4,95  | 21,81             | 10,08 | 14,79  |
| Perdas não Técnicas de Energia<br>( $E_N$ ) [TWh]        | 1,3   | 0,4    | 0,608 | 0,63              | 0,9   | 0,6    |
| Perdas Técnicas de Energia ( $E_{PT}$ )<br>[TWh]         | 3,9   | 0,45   | 0,616 | 2,07              | 1,12  | 1,74   |
| Tarifa Média de Compra de<br>Energia ( $T_C$ ) [R\$/MWh] | 138,5 | 101    | 94    | 147               | 132   | 106,5  |
| Tarifa Média de Venda de<br>Energia (T) [R\$/MWh]        | 283,7 | 315    | 318,2 | 240               | 315,3 | 268    |

Fonte: ANEEL (2013)

Tabela 4.2 – Dados da RTP 2013 de algumas empresas de eletricidade brasileiras convertidos para o (TAROT).

| Dados de Entrada   | CEMIG  | CEPISA | CEMAR | CPFL-<br>Paulista | CELPE | COELBA |
|--|--------|--------|-------|-------------------|-------|--------|
| Avidez dos Consumidores (a)<br>[R\$/MWh]                                     | 5700   | 5870   | 6024  | 4910              | 6129  | 5431   |
| Saciedade dos consumidores (b)<br>[R\$/MWh <sup>2</sup> ]                    | 208    | 1803   | 1032  | 208               | 532   | 336    |
| Coefficiente de perdas técnicas<br>(p) [R\$ <sup>2</sup> /MWh <sup>2</sup> ] | 4371   | 1490   | 3880  | 2000              | 2667  | 3059   |
| Coefficiente de Custos<br>Operacionais (e) [R\$/MWh]                         | 295    | 242    | 232   | 249               | 241   | 229    |
| Coefficiente de Governança (f)<br>[MR\$]                                     | 17,157 | 1,017  | 6,86  | 9,802             | 7,104 | 11,97  |
| Perdas não Técnicas % ( $\theta$ )   | 4,3%   | 11,3%  | 9,8%  | 2,6%              | 7,4%  | 3,5%   |

A Tabela 4.3 representa uma análise das empresas de eletricidade conforme revisão tarifária periódica (RTP) - ANEEL (2013) e segundo situação ótima de eficiência operacional baseado na solução do problema de otimização citado.

Tabela 4.3 – Principais Resultados Econômicos das Empresas Distribuidoras.

| Empresa           | RTP - 2013  |             |          |                             | Situação Ótima |              |            |                              |
|-------------------|-------------|-------------|----------|-----------------------------|----------------|--------------|------------|------------------------------|
|                   | B<br>[MR\$] | Q<br>[MR\$] | $\theta$ | T <sub>R</sub><br>[R\$/MWh] | B*<br>[MR\$]   | Q*<br>[MR\$] | $\theta^*$ | T <sub>R</sub> *<br>R\$/MWh] |
| CEMIG             | 5113        | 399         | 4,30%    | 366,72                      | 4335,6         | 1047,5       | 1,62%      | 359,36                       |
| CEPISA            | 306         | 9           | 11,30%   | 309,38                      | 305,5          | 77,6         | 1,31%      | 279,95                       |
| CEMAR             | 2000        | 70          | 9,80%    | 334,64                      | 883,1          | 277,5        | 2,47%      | 296,19                       |
| CPFL-<br>Paulista | 2933        | 377         | 2,60%    | 295,19                      | 2534,8         | 663,9        | 1,48%      | 293,25                       |
| CELPE             | 2079        | 96          | 7,40%    | 309,55                      | 1446,8         | 394,4        | 1,80%      | 292,53                       |
| COELBA            | 3568        | 342         | 3,50%    | 292,12                      | 2163,8         | 597,7        | 2,00%      | 284,35                       |

Ou seja, com investimentos ótimos em ativos para redução das perdas técnicas e não técnicas, as empresas elétricas são capazes de reduzir sua tarifa regulatória significativamente. Através do investimento ótimo em equipamentos para redução das perdas não técnicas as empresas de eletricidade conseguem reduzir o seu percentual de perdas comerciais. Investimento acima deste valor ótimo, embora reduzam ainda mais o percentual de perdas não técnicas, não são financeiramente viáveis, pois o investimento adicional será maior que a redução do custo adicional com as perdas, portanto, não sendo possível uma redução na tarifa regulatória.

Através da análise da Tabela 4.4, verifica-se que as empresas analisadas encontram-se sobreinvestidas em qualidade técnica e subinvestidas em qualidade não técnica. Sob o ponto de vista da qualidade técnica as empresas já investiram em seus ativos da rede elétrica e seria um erro, neste momento, desfazer de parte deste investimento já executado<sup>4</sup>. Ainda, uma diminuição na qualidade técnica poderia levar para as empresas, problemas referentes à continuidade de energia, mensurados através de um possível aumento no FEC e DEC das concessionárias analisadas.

<sup>4</sup>Entretanto, em um cenário de expansão do consumo, a empresa consegue eliminar seu sobreinvestimento esperando que o mercado atinja um tamanho pelo qual o investimento excedente se torne ótimo.

Analisando a qualidade não técnica seria prudente as empresas investirem mais e se possível no valor ótimo ( $Q^*$ ). Assim, as mesmas conseguiriam reduzir o percentual de perdas não técnicas e conseqüentemente o valor de sua tarifa regulatória.

Tabela 4.4 – Estratégias das Empresas Elétricas para atingir o Ótimo.

| Empresa       | $\Delta B^*$ | Situação            | $\Delta Q^*$ | Situação          | $\Delta \theta^*$ | $\Delta T_R^*$ |
|---------------|--------------|---------------------|--------------|-------------------|-------------------|----------------|
| CEMIG         | -15,20%      | Sobre-<br>Investida | 162,53%      | Sub-<br>Investida | -62,33%           | -2,01%         |
| CEPISA        | -0,16%       | Sobre-<br>Investida | 762,22%      | Sub-<br>Investida | -88,41%           | -9,51%         |
| CEMAR         | -55,85%      | Sobre-<br>Investida | 296,43%      | Sub-<br>Investida | -74,80%           | -11,49%        |
| CPFL-Paulista | -13,58%      | Sobre-<br>Investida | 76,10%       | Sub-<br>Investida | -43,08%           | -0,66%         |
| CELPE         | -30,41%      | Sobre-<br>Investida | 310,83%      | Sub-<br>Investida | -75,68%           | -5,50%         |
| COELBA        | -39,36%      | Sobre-<br>Investida | 74,77%       | Sub-<br>Investida | -42,86%           | -2,66%         |

Analisando ainda a Tabela 4.4, investindo o valor ótimo em qualidade técnica e não técnica ( $B^*, Q^*$ ), a empresa que mais consegue reduzir suas perdas comerciais é a CEPISA, porém a que mais consegue reduzir o valor da tarifa regulatória é a CEMAR.

# 5 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DO RISCO DE PLANEJAMENTO DE UMA EMPRESA ELÉTRICA SOBRE A TARIFA REGULATÓRIA

## 5.1 Introdução

O marco regulatório do mercado brasileiro de energia elétrica vem sendo construído gradativamente pela ANEEL, a partir de sua fundação no ano de 1996.

Este marco visa implementar a política pública relativa aos chamados mercados estratégicos, isto é, aqueles cujo papel na evolução macroeconômica do país é essencial.

O aspecto mais importante da regulação é de impor uma tarifa capaz de maximizar o bem-estar coletivo produzido pelo mercado. Este objetivo principal deve ainda ser formulado quantitativamente para que a política pública mencionada possa ser instituída de um modo objetivo e isento.

Com este intuito, é preciso desenvolver um modelo do mercado, abrangendo ambos agentes: fornecedores e usuários de energia elétrica.

De qualquer modo, as características principais de tal modelo implicam que a concessionária de distribuição, vista como o vértice comercial do mercado, opere em equilíbrio econômico-financeiro e, ainda, o faça com custos eficientes e investimento otimizado.

Para tanto, no Brasil as empresas elétricas são reguladas pela ANEEL, através da regulação por incentivos baseadas no *price-cap* (preço teto), oriundas do modelo Britânico dos anos 80. Assim, a ANEEL impõe uma tarifa limite a ser cobrada dos consumidores de energia baseadas nos custos da empresa auferidos através das parcelas A (VPA) e B (VPB), que são reajustados periodicamente através da inflação e descontados do fator de produtividade X.

Portanto, no planejamento da receita requerida pela empresa elétrica para o ciclo subsequente de revisão tarifária, a empresa deve estimar seus custos sintetizados sob a forma de parcela A (VPA) e parcela B (VPB). Para isto, a empresa deve cuidadosamente elaborar um estudo sobre as variáveis que apresentam incerteza, pois o planejamento de custos é elaborado para um período futuro.

Desta forma, o planejamento da empresa elétrica apresenta um caráter estocástico e não determinístico como vem sendo tratado até então.

Entretanto, o modelo utilizado atualmente, leva em conta apenas os riscos de natureza financeira, isto é, aqueles incidentes sobre o custo de capital (WACC). Estes riscos são incorporados através do modelo (CAPM)<sup>5</sup>.

Há porém outros fatores de risco afetando a gestão da concessionária, sendo que alguns relevantes correspondem aos aspectos climáticos, que afetam os custos da energia elétrica, macroeconômicos, que implicam no consumo dos usuários, e um risco sobre o índice ou nível de perdas comerciais de energia elétrica.

Assim, o mercado de energia elétrica sob risco deve ser tratado a partir do seu comportamento estatístico e na percepção que o mercado em geral terá do desempenho da concessionária.

## 5.2 Modelo Econômico da Empresa Elétrica

Com base no modelo TAROT da empresa elétrica representado através da Fig. 3.3, chega-se à Fig. 5.1 que sintetiza o modelo para o indicador econômico ROI a ser estudado. O indicador ROI representa o retorno sobre o investimento e é uma maneira de se medir os benefícios econômicos da empresa com relação à comercialização da energia elétrica.

O cálculo do ROI pode ser descrito pela expressão (5.1):

$$ROI = \frac{EBITDA}{B} \quad (5.1)$$

sendo:

*ROI: Return on Investment.* (Representa o retorno sobre o investimento).

*EBITDA: Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization.* (Representa os ganhos antes dos juros, impostos, depreciação e amortização).

Sendo o *EBITDA* calculado a partir de (5.2), como sugere a Fig. 5.1:

$$EBITDA = T \cdot E_F - e \cdot E_1 - \frac{p \cdot E_1^2}{B} \quad (5.2)$$

---

<sup>5</sup>Conforme Danthine e Donaldson (2005), o CAPM é uma teoria de equilíbrio formulada a partir da Teoria Moderna de Portfólios.



Em contrapartida o modelo permite o cálculo do COI através da equação (5.3) :

$$COI = d + \frac{r_w}{1 - t} \quad (5.3)$$

sendo:

*COI: Cost on Investment.* (Representa o custo sobre o investimento).

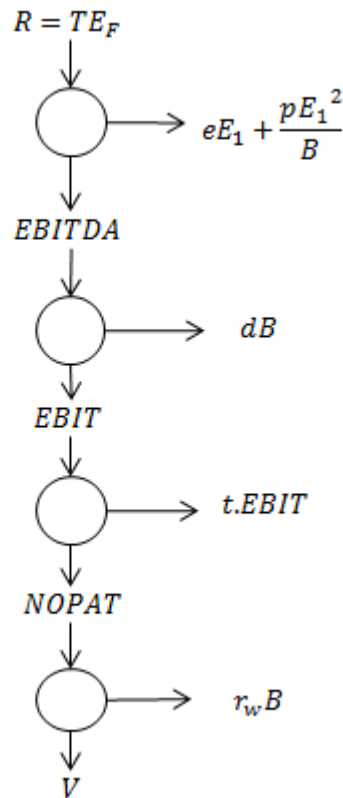


Figura 5.1 – Modelo Econômico TAROT da Empresa Elétrica sob a perspectiva do ROI.

Utilizando as expressões (3.3) e (3.4) em (5.2) e substituindo em (5.1) chega-se à expressão (5.4):

$$ROI = \alpha_2.T^2 + \alpha_1.T + \alpha_0 \quad (5.4)$$

sendo:

$$\alpha_2 = -\frac{(1 - \theta)}{B.b} - \frac{p.(1 - \theta)^2}{B^2.b^2} \quad (5.5)$$

$$\alpha_1 = \frac{(1 - \theta) \cdot (a + e)}{B \cdot b} + \frac{2 \cdot a \cdot p \cdot (1 - \theta)}{B^2 \cdot b^2} \quad (5.6)$$

$$\alpha_0 = -\frac{e \cdot a}{B \cdot b} - \frac{p \cdot a^2}{B^2 \cdot b^2} \quad (5.7)$$

### 5.3 Modelo Econômico do Risco

#### 5.3.1 Considerações Iniciais e Curva de Utilidade da Empresa

A proposta fundamental para quantificar a aversão ao risco dos investidores é a teoria da utilidade de Von Neumann e Morgerstern (1944). A essência desta é considerar que o investidor enxerga a utilidade do dinheiro (M) e não seu valor nominal, onde a função utilidade normalmente é uma função côncava. Adotando a função como sendo quadrática<sup>6</sup>, então:

$$U(\tilde{M}) = \tilde{M} - \alpha \tilde{M}^2 \quad (5.8)$$

Porém, no caso da empresa elétrica o retorno da mesma pode ser medido através do ROI. Assim, estendendo a teoria de Von Neumann e Morgerstern (1944) para a empresa elétrica, resulta na expressão (5.9):

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

onde:

U(ROI): Representa a utilidade da empresa elétrica.

V: Representa o valor econômico adicionado da empresa elétrica.

$\alpha$ : Representa o coeficiente de aversão ao risco da empresa.

---

<sup>6</sup> Conforme Fabozzi *et al.* (2007), a função de utilidade quadrática fornece uma boa aproximação para muitas das funções utilidade padrões como exponencial, potência e logarítmica.

Segundo Fabozzi *et al.* (2007), uma função utilidade é uma função numérica que designa um valor para todas as possíveis escolhas enfrentadas pela entidade. Na curva de utilidade ou indiferença todas as alternativas possíveis apresentam igual satisfação para a entidade estudada, e no caso desta tese, a empresa elétrica.

Assim, analisando a equação (5.9), a função utilidade da empresa é representada através de um formato côncavo, ou seja, a empresa apresenta uma sensibilidade maior a perdas do que ganhos. Esta representação parece razoável no sentido de que a maioria dos investidores são avessos ao risco e isto pode também ser estendido para o setor elétrico. Desta forma a expectativa de utilidade do ROI ( $E(\tilde{U})$ ) pode ser escrita conforme (5.10):

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

Sabendo que:

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

então:

$$E(\tilde{U}) = E(ROI) - \alpha E^2(ROI) - \alpha \sigma^2 \quad (5.12)$$

Desenvolvendo (5.12), chega-se à expressão (5.13):

$$\left(E(ROI) - \frac{1}{2\alpha}\right)^2 + \sigma^2 = -\frac{E(\tilde{U})}{\alpha} + \frac{1}{4\alpha^2} \quad (5.13)$$

Com o objetivo de determinar a curva de  $E(ROI)$  para o COI, ou seja, a curva  $E(ROI)_{COI}$  que será chamada de  $U_{\text{Crit}}$  ao longo deste capítulo, a intenção é de formular uma referência para a empresa operar em condições de equilíbrio econômico-financeiro. Para tal, faz-se o raio da circunferência da equação (5.13) igual a  $\left(\frac{1}{2\alpha} - COI\right)$ , resultando em (5.14):

$$\sqrt{-\frac{E(U)}{\alpha} + \frac{1}{4\alpha^2}} = \frac{1}{2\alpha} - COI \quad (5.14)$$

Assim, substituindo (5.14) em (5.13), chega-se à expressão (5.15) de expectativa de retorno para o COI ou curva de utilidade crítica:

$$U_{CRIT} = E(ROI)_{COI} = \frac{1}{2\alpha} - \sqrt{\left(\frac{1}{2\alpha} - COI\right)^2 - \sigma^2} \quad (5.15)$$

A equação (5.15) representa uma curva de utilidade particular, sendo um círculo com centro em  $A\left(0, \frac{1}{2\alpha}\right)$  e que passa por  $H(0, COI)$  e exprime a aversão do investidor ao risco na medida que o risco começa a aumentar e, conseqüentemente, exige-se maior retorno para manter-se no círculo de indiferença ou iso-utilidade. Nota-se que os pontos do círculo de utilidade são retornos que se igualam ao COI e, portanto, a curva de utilidade exprime a região de equilíbrio econômico-financeiro da empresa sob condições de risco.

A Fig. (5.2) exprime o significado desta expressão explicada anteriormente:

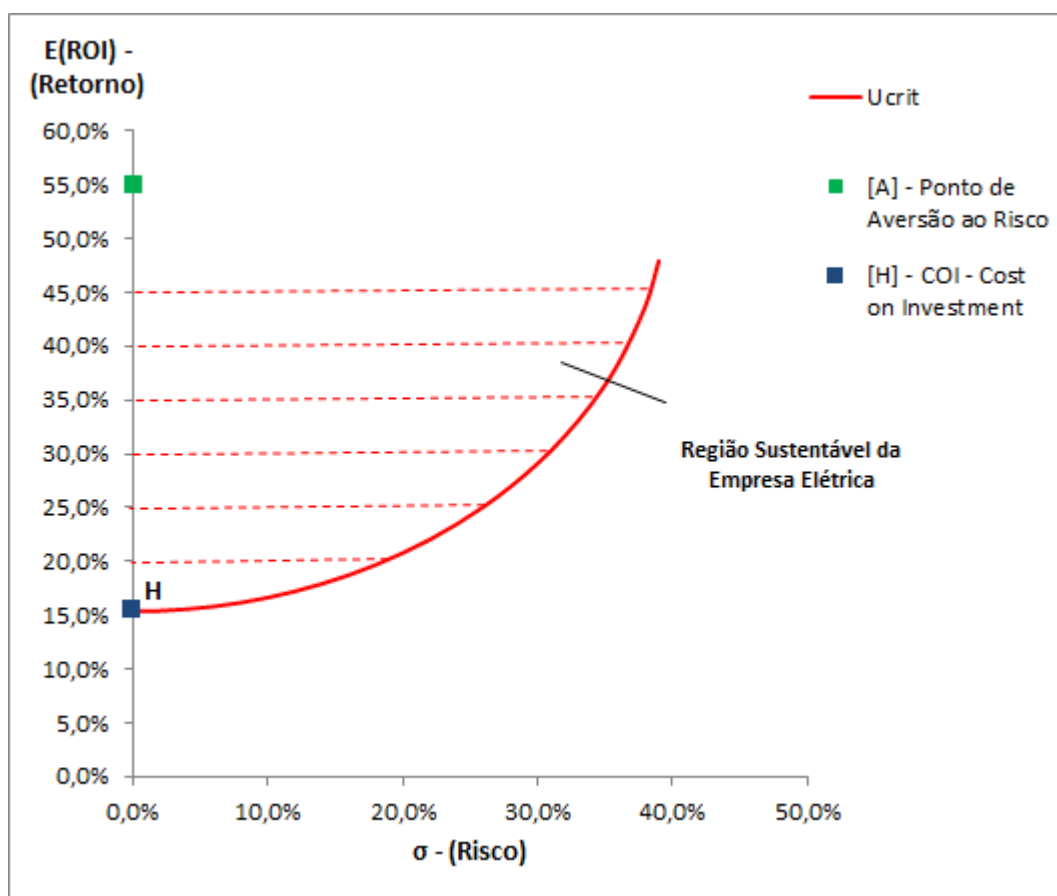


Figura 5.2 – Curva de Utilidade da Empresa para análise de Risco em projetos.

Através da Fig. 5.2 a empresa operando nos pontos da área acima da curva  $U_{\text{crit}}$  estaria percebendo um retorno maior que o custo, ou seja, a empresa estaria agregando valor econômico. De forma oposta, a empresa operando nos pontos abaixo da curva de  $U_{\text{crit}}$  estaria percebendo um retorno menor do que o custo, ou seja, a empresa estaria destruindo valor. Porém, a agência reguladora deve se preocupar em manter o equilíbrio-financeiro, fazendo a empresa adotar uma tarifa na qual a empresa opere na curva de  $U_{\text{crit}}$ .

### 5.3.1.1 Capital Market Line (CML)

A *Capital Market Line (CML)* representa, segundo Fabozzi *et al.* (2007) e Danthine e Donaldson (2005), a combinação de investimentos em ativos livre de risco com ativos com risco (Portfólio de Mercado). Ainda, ela expressa que o retorno esperado de um portfólio é igual ao retorno do ativo livre de risco mais um prêmio específico do risco do portfólio. O prêmio do risco do portfólio depende do preço de mercado, do retorno do ativo livre de risco, do risco do mercado e do risco do portfólio.

A CML pode ser equacionada conforme equação (5.16):

$$E(R_P) = R_f + \rho_{pM} \cdot \frac{\sigma_P}{\sigma_M} [E(R_M) - R_f] \quad (5.16)$$

onde:

$E(R_P)$ : Expectativa de Retorno do Portfólio.

$R_f$ : Retorno do Ativo livre de Risco.

$E(R_M)$ : Expectativa de Retorno do Mercado.

$\sigma_M$ : Risco do Mercado.

$\sigma_P$ : Risco do Portfólio.

$[E(R_M) - R_f]$  : Prêmio do Mercado.

$\rho_{pM}$ : Denota o coeficiente de correlação entre o portfólio e o mercado.

### 5.3.2 Metodologia de Cálculo de Risco-Retorno das Empresas Elétricas

Ao longo deste tópico serão considerados como fator de risco no planejamento da revisão tarifária de uma empresa elétrica um evento macroeconômico próspero ou recessivo, um

evento climático seco ou úmido e um evento de perdas comerciais pessimista ou otimista, sintetizados através da Tabela 5.1. O efeito do evento macroeconômico é percebido sobre a variável avidez dos consumidores (a), sendo um evento macroeconomico próspero com maior avidez (a) em razão do maior poder aquisitivo das pessoas para compra da energia. O efeito do evento climático incide sobre o custo da compra de energia pela concessionária representado pela variável (e), sendo que um evento climático seco representa um maior custo na aquisição do bem energia elétrica da geradora. O efeito do evento de perdas comerciais incide sobre a incerteza na estimação das perdas comerciais de energia pela distribuidora através da variável ( $\theta$ ). Um evento de perdas comerciais otimista representa um valor de perdas comerciais menor.

Tabela 5.1 – Possíveis Eventos considerados para Análise de Risco.

| Evento        | Próspero        | Recessivo         | Úmido           | Seco              | Otimista             | Pessimista             |
|---------------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------|----------------------|------------------------|
| Probabilidade | $\pi_{\hat{a}}$ | $\pi_{\check{a}}$ | $\pi_{\hat{e}}$ | $\pi_{\check{e}}$ | $\pi_{\hat{\theta}}$ | $\pi_{\check{\theta}}$ |
| Valor         | $\hat{a}$       | $\check{a}$       | $\hat{e}$       | $\check{e}$       | $\hat{\theta}$       | $\check{\theta}$       |

Assim, os cenários são formados a partir da combinação dos eventos e sua respectiva probabilidade. A Tabela 5.2 ilustra a formação dos cenários:

Tabela 5.2 – Formação de Cenários a partir da combinação de Eventos.

| Cenário (i) | Probabilidade ( $\pi_i$ )                            |
|-------------|--|
| 1           | $\pi_{\hat{a}}\pi_{\hat{e}}\pi_{\hat{\theta}}$       |
| 2           | $\pi_{\hat{a}}\pi_{\hat{e}}\pi_{\check{\theta}}$     |
| 3           | $\pi_{\hat{a}}\pi_{\check{e}}\pi_{\hat{\theta}}$     |
| 4           | $\pi_{\hat{a}}\pi_{\check{e}}\pi_{\check{\theta}}$   |
| 5           | $\pi_{\check{a}}\pi_{\hat{e}}\pi_{\hat{\theta}}$     |
| 6           | $\pi_{\check{a}}\pi_{\hat{e}}\pi_{\check{\theta}}$   |
| 7           | $\pi_{\check{a}}\pi_{\check{e}}\pi_{\hat{\theta}}$   |
| 8           | $\pi_{\check{a}}\pi_{\check{e}}\pi_{\check{\theta}}$ |

A partir da formação dos cenários o modelo econômico da empresa elétrica (TAROT) pode ser aplicado a cada cenário (i) para o cálculo do ROI correspondente a cada cenário. Assim, com o ROI correspondente a cada cenário e sua correspondente probabilidade é possível de calcular a expectativa do ROI e o risco pelas fórmulas (5.17)-(5.18):

$$E(ROI) = \sum_{i=1}^n \pi_i \cdot ROI_i \quad (5.17)$$

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n \pi_i \cdot (ROI_i - E(ROI))^2} \quad (5.18)$$

sendo:

$E(ROI)$ : Corresponde à expectativa do retorno sobre o investimento.

$\sigma$ : Corresponde ao Risco da empresa.

$\pi_i$ : Probabilidade do cenário  $i$ .

$i$ : Cenários considerados.

Porém, como em situações de risco a percepção da empresa é sobre a utilidade esperada, ou seja, a empresa enxerga o resultado econômico através de sua expectativa de utilidade, que pode ser descrita pela expressão (5.19):

$$E(U) = \sum_i^n \pi_i \cdot U(ROI_i) \quad (5.19)$$

sendo:

$E(U)$ : Valor Esperado da Utilidade da Empresa.

$U(ROI)_i$ : Utilidade do retorno sobre o investimento da Empresa no cenário  $i$ .

Assim, a empresa elétrica dispõe de um método gráfico ou analítico para aferir o ponto de operação no qual a empresa é sustentável. O ponto positivo da empresa elétrica se manter equilibrada consiste no fato de que seus investidores enxergam a empresa como tal e, desta forma, o valor da ação se mantém num patamar estável, garantindo sua sustentabilidade.

### 5.3.3 Metodologia de Cálculo da Tarifa Regulatória sob condições de Risco

É sabido até o momento através do modelo econômico (TAROT) que a Tarifa regulatória das empresas elétricas é calculada considerando o ROI como sendo igual ao COI, o que leva o

valor econômico adicionado da empresa para o valor zero ( $V = 0$ ), requisito regulatório imposto pela ANEEL. Ou seja, a ANEEL utiliza de um modelo determinístico para cálculo da tarifa regulatória.

Sabe-se pelas razões expostas ao longo deste capítulo que as incertezas que incidem sobre algumas variáveis responsáveis pela formação da tarifa regulatória possuem impactos importantes.

Ora, inserindo-se finalmente o risco sobre estas variáveis, a tarifa regulatória para o caso determinístico já não é mais capaz de equilibrar a empresa economicamente. Portanto, deve-se buscar uma tarifa regulatória capaz de cobrir não somente os custos da empresa elétrica, mas também o risco de planejamento na revisão tarifária. A equação (5.20) sugere uma tarifa regulatória sob condições de risco igual à tarifa regulatória para o caso livre de risco mais um valor  $\Delta T$ , responsável pela cobertura do risco:

$$\tilde{T}_R = T_R + \Delta T \quad (5.20)$$

sendo:

$\tilde{T}_R$  : Tarifa regulatória sob condições de risco.

$T_R$ : Tarifa regulatória livre de risco.

$\Delta T$ : *Spread* de Tarifa para compensação dos riscos.

Em conclusão, a tarifa regulatória de uma empresa exposta a riscos deve adicionar àquela livre de riscos uma componente adicional que reflita o risco de planejamento inserido nas variáveis que compõem a tarifa.

Através da equação (5.4), chega-se à expressão (5.21):

$$\alpha_2 \cdot \tilde{T} + \alpha_1 \cdot \tilde{T} + \alpha_0' = 0 \quad (5.21)$$

na qual:

$$\alpha_0' = \alpha_0 - E(ROI)(0) \quad (5.22)$$

sendo:

$\tilde{T}$ : A tarifa da empresa sob condições de risco trazidas para o cenário sem risco.



$E(\text{ROI})(0)$ : Expectativa de retorno da empresa trazida para o cenário sem risco ( $\sigma = 0$ ).

Portanto, determina-se as equações (5.23)-(5.24), com o valor das tarifas regulatórias sob condições de risco:

$$\tilde{T}_1 = \frac{-\alpha_1 - \sqrt{\alpha_1^2 - 4 \cdot \alpha_2 \cdot \alpha_0'}}{2 \cdot \alpha_2} \quad (5.23)$$

$$\tilde{T}_2 = \frac{-\alpha_1 + \sqrt{\alpha_1^2 - 4 \cdot \alpha_2 \cdot \alpha_0'}}{2 \cdot \alpha_2} \quad (5.24)$$

Como foi visto e estudado no capítulo 3, a  $\tilde{T}_2$  é preferível pelas empresas sobre a  $\tilde{T}_1$  pois adiciona maior valor socio-econômico (W). Desta forma, será trabalhado ao longo deste capítulo com uma só tarifa regulatória  $\tilde{T}_2 = \tilde{T}$ .

A manobra utilizada através das expressões (5.21)-(5.22) sugere que se traga a expectativa de retorno da empresa para o caso sem risco através da curva de indiferença da empresa e, então, calcule a tarifa da empresa para este cenário ( $\tilde{T}$ ).

A diferença da tarifa livre de risco do caso determinístico para esta nova tarifa da empresa é o valor do acréscimo de tarifa para cobertura dos riscos conforme expressão (5.25):

$$\Delta T = T_R - \tilde{T} \quad (5.25)$$

Ainda, a metodologia permite que o valor do *spread* tarifário ( $\Delta T$ ), seja positivo, negativo ou nulo, dependendo das probabilidades dos eventos futuros que incidem sobre as variáveis de incerteza. Ou seja, a tarifa com risco pode ser maior, menor ou igual à tarifa livre de risco. A partir disto, reforça-se novamente a importância de uma boa previsão para que o modelo funcione mais eficientemente. Uma observação adicional, é que a tarifa com risco pode levar a um aumento ou diminuição do nível de perdas comerciais dependendo do valor do *spread* tarifário.

## 5.4 Simulações

Com o intuito de aplicar a metodologia de risco descrita ao longo deste capítulo, serão executadas simulações com o intuito de demonstrar o efeito do risco sobre a tarifa regulatória

da empresa elétrica, fato atualmente não considerado pela agência reguladora de energia elétrica no Brasil (ANEEL).

Primeiramente, a análise será iniciada a partir de um cenário sem risco, assim como a ANEEL considera para elaborar o planejamento da revisão tarifária das empresas elétricas no Brasil. Posteriormente, o efeito do risco será incluído em algumas variáveis referentes à empresa e aos consumidores, consideradas importantes no processo de revisão tarifária periódica no Brasil.

#### 5.4.1 Análise Determinística

A primeira análise considera os dados retirados da revisão tarifária periódica de uma amostra de empresas elétricas do Brasil e ajustados ao modelo (TAROT) conforme metodologia descrita na seção 3.2.8. Assim, chega-se à Tabela 5.3:

Tabela 5.3 – Dados Técnicos e de Mercado das Empresas de Eletricidade Brasileiras.

| <b>Empresa</b>             | <b>CEMIG</b> | <b>CEPISA</b> | <b>CEMAR</b> | <b>CPFL-</b> | <b>CELPE</b> | <b>COELBA</b> |
|----------------------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| <b>a</b>                   | 5700         | 5870          | 6024         | 4910         | 6129         | 5431          |
| <b>b</b>                   | 208          | 1803          | 1032         | 208          | 532          | 336           |
| <b><math>\theta</math></b> | 4,30%        | 11,30%        | 9,80%        | 2,60%        | 7,40%        | 3,50%         |
| <b>B</b>                   | 5512         | 315           | 2070         | 3310         | 2175         | 3910          |
| <b>e</b>                   | 295          | 242           | 232          | 249          | 241          | 229           |
| <b>p</b>                   | 4371         | 1490          | 3880         | 2000         | 2667         | 3059          |
| <b>d</b>                   | 4%           | 4%            | 4%           | 4%           | 4%           | 4%            |
| <b><math>r_w</math></b>    | 7,5%         | 7,5%          | 7,5%         | 7,5%         | 7,5%         | 7,5%          |
| <b>t</b>                   | 34%          | 34%           | 34%          | 34%          | 34%          | 34%           |

Utilizando a metodologia descrita na seção 3.2.5, chega-se ao valor da tarifa regulatória das empresas elétricas, resumidas na Tabela 5.4:

Tabela 5.4 – Tarifa Regulatória das Empresas de Eletricidade Brasileiras livre de Risco.

| <b>Empresa</b>          | <b>CEMIG</b> | <b>CEPISA</b> | <b>CEMAR</b> | <b>CPFL-<br/>Paulista</b> | <b>CELPE</b> | <b>COELBA</b> |
|-------------------------|--------------|---------------|--------------|---------------------------|--------------|---------------|
| <b><math>T_R</math></b> | 365,04       | 308,89        | 334,23       | 293,41                    | 308,87       | 290,92        |

Através das equações (5.3) e (5.4), calcula-se o COI e o ROI das respectivas empresas conforme Tabela 5.5:

Tabela 5.5 – Resultados Econômicos das Empresas Distribuidoras analisadas livre de Risco.

| Empresa    | CEMIG    | CEPISA   | CEMAR    | CPFL-<br>Paulista | CELPE    | COELBA   |
|------------|----------|----------|----------|-------------------|----------|----------|
| <b>ROI</b> | 0,153636 | 0,153636 | 0,153636 | 0,153636          | 0,153636 | 0,153636 |
| <b>COI</b> | 0,153636 | 0,153636 | 0,153636 | 0,153636          | 0,153636 | 0,153636 |
| <b>V</b>   | 0        | 0        | 0        | 0                 | 0        | 0        |

O que demonstra que as empresas estão em equilíbrio econômico financeiro pois  $ROI = COI$ , atendendo os requisitos regulatórios da ANEEL de valor econômico adicionado igual a zero ( $V = 0$ ). Os valores de ROI e COI iguais para as empresas de energia analisadas são decorrentes de considerar-se os mesmos valores de WACC ou  $r_w$ , taxa de depreciação ( $d$ ) e impostos sobre o EBIT ( $t$ ), para as mesmas.

Porém, sabe-se que dentro do planejamento de uma revisão tarifária periódica os valores de custos para a empresa, o consumo e índice de perdas comerciais são valores projetados para um intervalo futuro de 4 anos, o que contém uma certa incerteza na sua estimativa. Assim, defende-se ao longo deste trabalho que o tratamento regulatório sobre a tarifa deve ser feito de maneira estocástica e não determinística como vem sendo realizado pela ANEEL.

#### 5.4.2 Análise de Risco

A primeira etapa da análise de risco consiste em atribuir valores e probabilidades sobre as variáveis de risco como exposto na seção 5.3. Para isto, estudos sobre o mercado de energia elétrica das empresas, conforme revisões tarifárias anteriores, podem ser conduzidos com o intuito de se projetar valores de custos e consumo com uma maior assertividade nos quesitos de risco e expectativa de valor. Existem algumas técnicas de preparação de dados, através de um estudo de dados anteriores que estimam as variáveis sob incerteza com uma boa precisão, atribuindo os valores de média e desvio padrão, além de testes de aderência, indicando a melhor distribuição de probabilidade dos dados, como o método de simulação de Monte-Carlo. Porém, a análise de risco executada ao longo deste trabalho, utilizando-se das teorias de Von Neumann e Morgestern (1944) combinada com Markowitz (1952), preocupa-se com as informações de valor médio e desvio padrão que devem ser estimados a partir de dados

consistentes. Ainda sim, este trabalho preocupa-se mais com a metodologia de risco que está sendo aplicada. Estudos futuros podem ser desenvolvidos com um refinamento de dados estocásticos utilizados no modelo (valores de parâmetros em cada cenário e valores de probabilidades ou distribuição de probabilidades).

Desta forma, a Tabela 5.6 representa os valores de risco e as probabilidades de ocorrência sobre as variáveis consideradas incertas.

Tabela 5.6 – Dados das empresas referentes aos eventos de Risco.

| Empresa                | CEMIG | CEPISA | CEMAR  | CPFL-<br>Paulista | CELPE  | COELBA |
|------------------------|-------|--------|--------|-------------------|--------|--------|
| $\hat{a}$              | 6270  | 6457   | 6626,4 | 5401              | 6741,9 | 5974,1 |
| $\pi_{\hat{a}}$        | 50%   | 50%    | 50%    | 50%               | 50%    | 50%    |
| $\check{a}$            | 5130  | 5283   | 5421,6 | 4419              | 5516,1 | 4887,9 |
| $\pi_{\check{a}}$      | 50%   | 50%    | 50%    | 50%               | 50%    | 50%    |
| $\hat{e}$              | 265,5 | 217,8  | 208,8  | 224,1             | 216,9  | 206,1  |
| $\pi_{\hat{e}}$        | 50%   | 50%    | 50%    | 50%               | 50%    | 50%    |
| $\check{e}$            | 324,5 | 266,2  | 255,2  | 273,9             | 265,1  | 251,9  |
| $\pi_{\check{e}}$      | 50%   | 50%    | 50%    | 50%               | 50%    | 50%    |
| $\hat{\theta}$         | 3,87% | 10,17% | 8,82%  | 2,34%             | 6,66%  | 3,15%  |
| $\pi_{\hat{\theta}}$   | 50%   | 50%    | 50%    | 50%               | 50%    | 50%    |
| $\check{\theta}$       | 4,73% | 12,43% | 10,78% | 2,86%             | 8,14%  | 3,85%  |
| $\pi_{\check{\theta}}$ | 50%   | 50%    | 50%    | 50%               | 50%    | 50%    |

Posteriormente, segue a Tabela 5.7 com os dados para o cálculo da *capital market line* (CML), retirados da nota técnica da ANEEL nº 22/2015-SGT (2015) e considerando um ( $\rho_{pm} = 1$ ):

Tabela 5.7 – Dados para Cálculo da *Capital Market Line* (CML).

| Dados   | $R_f$ | $R_s$ | $R_M$ | $\sigma_M$ |
|---------|-------|-------|-------|------------|
| Valores | 5,36% | 2,62% | 13,2% | 0,2        |

Fonte: ANEEL nº 22/2015-SGT (2015).

A partir dos dados da Tabela 5.6, da Tabela 5.4 de tarifas regulatórias e das equações (5.3) e (5.4), chega-se à Tabela 5.8 de *ROI* para os oito cenários simulados.

Tabela 5.8 – ROI das Empresas Elétricas em cada cenário formado.

| Empresa          | CEMIG     | CEPISA    | CEMAR    | CPFL-<br>Paulista | CELPE    | COELBA   |
|------------------|-----------|-----------|----------|-------------------|----------|----------|
| ROI <sub>1</sub> | 0,320142  | 0,457532  | 0,245749 | 0,350629          | 0,310120 | 0,268412 |
| ROI <sub>2</sub> | 0,303122  | 0,378887  | 0,225744 | 0,338748          | 0,283731 | 0,259242 |
| ROI <sub>3</sub> | 0,015539  | -0,069085 | 0,108441 | -0,019316         | 0,041289 | 0,069967 |
| ROI <sub>4</sub> | -0,001643 | -0,148324 | 0,088292 | -0,031308         | 0,014710 | 0,060726 |
| ROI <sub>5</sub> | 0,275767  | 0,394838  | 0,203354 | 0,299881          | 0,263007 | 0,225686 |
| ROI <sub>6</sub> | 0,261893  | 0,330699  | 0,187056 | 0,290188          | 0,241483 | 0,218208 |
| ROI <sub>7</sub> | 0,029830  | -0,031730 | 0,092214 | 0,000966          | 0,045238 | 0,065108 |
| ROI <sub>8</sub> | 0,015794  | -0,096464 | 0,075773 | -0,008836         | 0,023524 | 0,057559 |

Através das equações (5.17)-(5.19) chega-se à Tabela 5.9 de expectativa de ROI, risco e expectativa de utilidade para as empresas elétricas consideradas.

Tabela 5.9 – Resultados Econômicos das Empresas Elétricas em condições de Risco.

| Empresa  | CEMIG     | CEPISA    | CEMAR      | CPFL-<br>Paulista | CELPE      | COELBA    |
|----------|-----------|-----------|------------|-------------------|------------|-----------|
| E(ROI)   | 0,152556  | 0,152044  | 0,153328   | 0,152619          | 0,152888   | 0,153113  |
| $\sigma$ | 0,1388376 | 0,2424602 | 0,0646336  | 0,1684193         | 0,1233328  | 0,0910945 |
| E(U)     | 0,1138746 | 0,0775856 | 0,12815785 | 0,1056576         | 0,11780998 | 0,1242572 |

Plotando os dados das empresas de expectativa de retorno e risco no plano de Markowitz através da Tabela 5.9, resulta na Fig. 5.3, sendo o ponto de aversão ao risco das empresas A  $(\mu; \sigma) = A(0; 0,55)$ , calculados a partir de um  $(\alpha = 0,909)$ .

Através dos dados da Tabela 5.7 e da equação (5.16), monta-se a reta de *capital market line* (CML) visualizada a partir da Fig. 5.3.

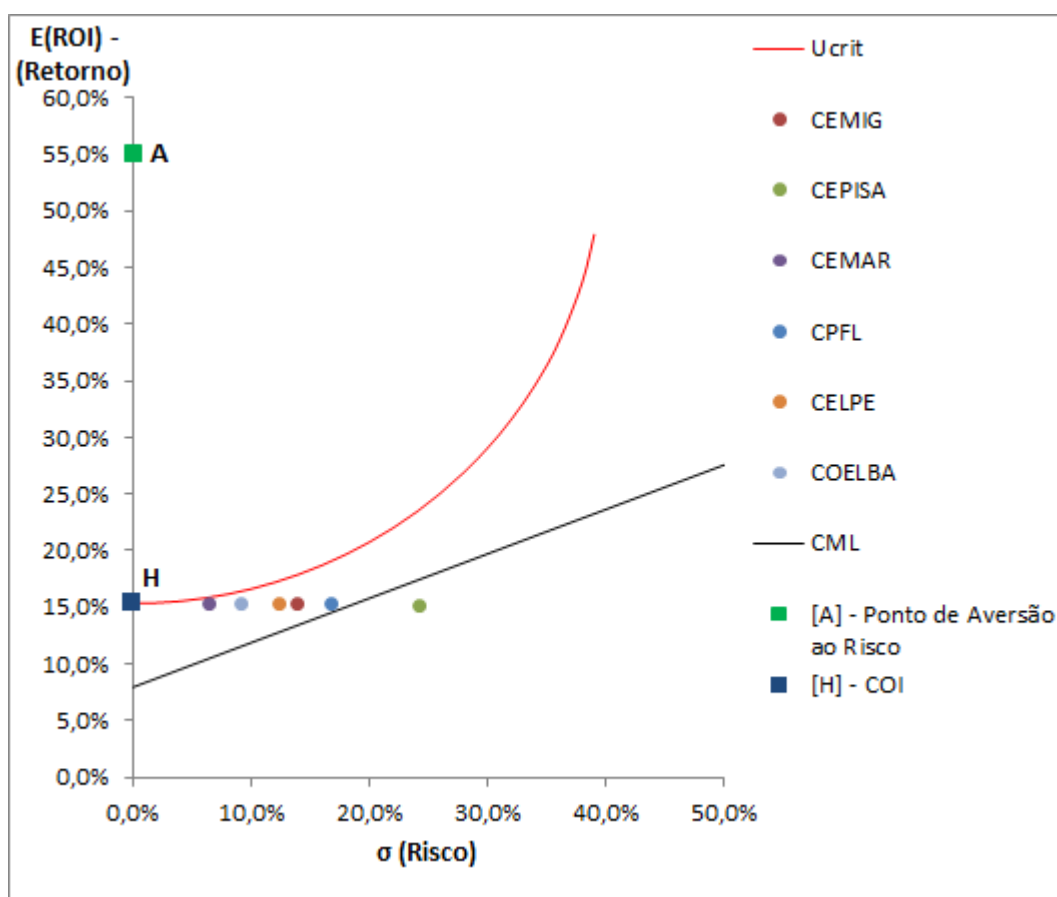


Figura 5.3 – Plano de Markowitz de Risco-Retorno para as Empresas Elétricas Analisadas.

sendo:

*CML*: Representa a *Capital Market Line*.

Para o caso em questão as empresas recebem retornos (*ROI*) maiores em seu *core-business*, que representa a venda de energia elétrica, do que os retornos fornecidos pela *CML*, com exceção da empresa CEPISA. Ou seja, para estes casos não interessa a empresa investir no mercado de capitais em conjunto com investimentos sem risco pois percebem retornos menores. Assim sendo, a *CML* é colocada mais como um caráter ilustrativo e de referência não alterando em nada as análises executadas.

Se ao invés de plotar os pontos das empresas de expectativa de retorno e risco no plano de Markowitz, quiser plotar as curvas de utilidade das empresas neste plano, chega-se na Fig. 5.4.

A Fig. 5.4 mostra as semi-circunferências de expectativa de utilidade das empresas elétricas de distribuição de energia analisadas. Como parâmetro ou referência utiliza-se a curva de

expectativa de utilidade do COI ou curva de utilidade crítica. Ou seja, para alguma empresa estar em equilíbrio econômico-financeiro o seu ponto de risco-retorno deve-se situar em algum ponto dentro da curva de utilidade crítica (Circunferência Vermelha).

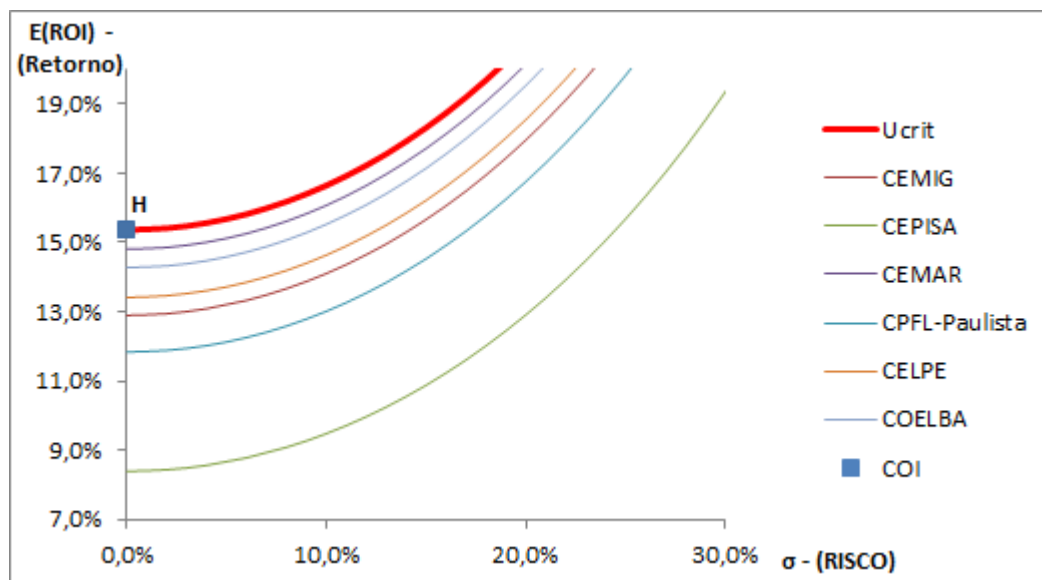


Figura 5.4 – Curva de Utilidade das Empresas Elétricas Analisadas.

Como todas as empresas encontram-se abaixo da curva de utilidade crítica, então as mesmas devem exigir um acréscimo na tarifa regulatória para equilibrarem-se econômico-financeiramente.

### 5.4.3 Cálculo da Tarifa Regulatória das Empresas Elétricas sob condições de Risco

Para o cálculo da Tarifa Regulatória das empresas elétricas consideradas, considerando a incerteza nas variáveis mencionadas nas seções anteriores, será utilizada a metodologia descrita na seção 5.3.3.

Como visto na seção 5.3, as empresas elétricas exigem uma expectativa de retorno maior na medida que o risco aumenta, representado pela circunferência  $E(U)$ , com valor igual ao COI quando o risco é zero. Isto demonstra a aversão ao risco da empresa representado pela equação (5.9).

Porém, quando se insere o risco à análise, as empresas apresentam pontos de risco-retorno abaixo da circunferência de utilidade plotada. Isto representa o fato de que, quando o risco é inserido, as empresas com as tarifas regulatórias calculadas para o caso determinístico já não garantem mais seu equilíbrio econômico-financeiro. Ou seja, para cobrir o risco, as empresas

devem aumentar o valor de sua tarifa para serem economicamente sustentáveis, e através desta afirmação, validar a metodologia proposta para risco.

Utilizando a metodologia de cálculo proposta na seção 5.3.3, chega-se à Tabela 5.10 com os valores da Tarifa regulatória sem risco, com risco e o acréscimo tarifário para cobrir o risco. Adicionalmente foi calculado o percentual de aumento na tarifa com o objetivo de cobertura do risco de planejamento tarifário.

Tabela 5.10 – Estratégia de Tarifas Regulatórias da Empresas Distribuidoras sob condições de Risco.

| Empresa       | CEMIG    | CEPISA   | CEMAR    | CPFL-<br>Paulista | CELPE    | COELBA   |
|---------------|----------|----------|----------|-------------------|----------|----------|
| $T_R$         | 365,0408 | 308,8869 | 334,2264 | 293,4074          | 308,8674 | 290,9197 |
| $\tilde{T}_R$ | 370,5970 | 316,9474 | 336,5648 | 298,8164          | 313,0718 | 293,8112 |
| $\Delta T$    | 5,5561   | 8,0604   | 2,3384   | 5,4090            | 4,2044   | 2,8915   |
| $\% \Delta T$ | 1,52%    | 2,61%    | 0,70%    | 1,84%             | 1,36%    | 0,99%    |

Assim, com base no risco determinado conforme Fig. 5.3, as empresas devem buscar um aumento de tarifa regulatória que façam as empresas equilibrarem-se financeiramente, elevando o valor de expectativa de ROI ( $E(ROI)$ ) para o ponto que toca a curva de utilidade crítica, conforme Fig. 5.5.

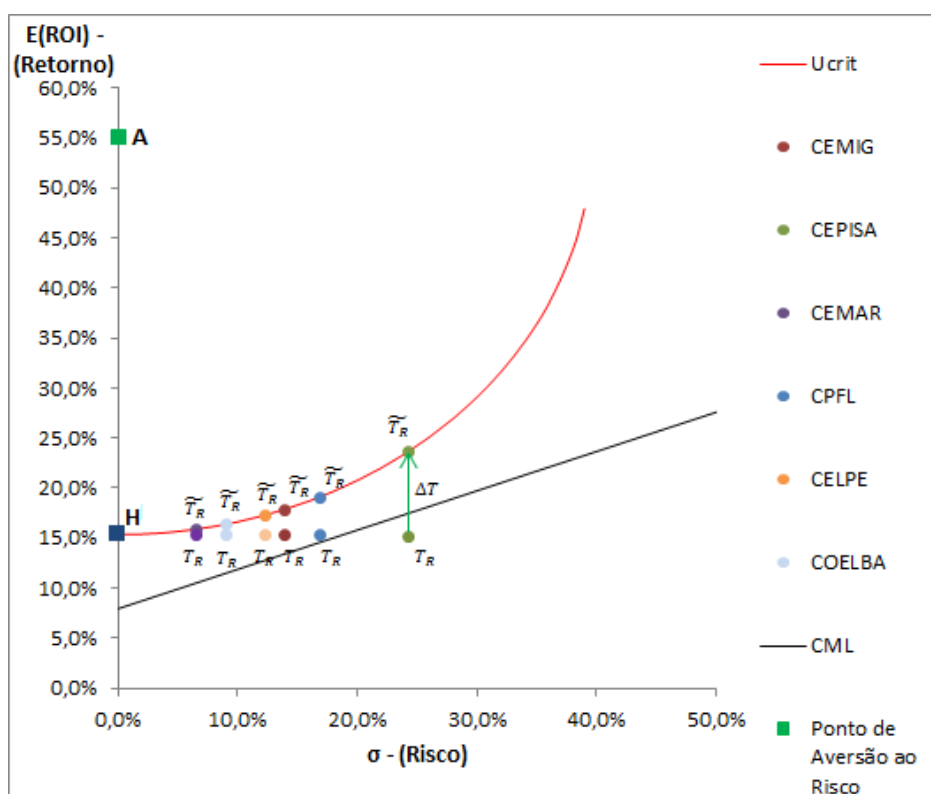


Figura 5.5 – Estratégia de Tarifas Regulatórias das Empresas sob condições de Risco.



A Fig. 5.5 mostra qual deve ser o acréscimo ( $\Delta T$ ) na Tarifa regulatória sem risco ( $T_R$ ) para se atingir a Tarifa regulatória com risco ( $\tilde{T}_R$ ).

De uma outra maneira, pode-se visualizar o acréscimo de tarifa ( $\Delta T$ ), conforme metodologia descrita na seção 5.3.3, resultando na Fig. 5.6:

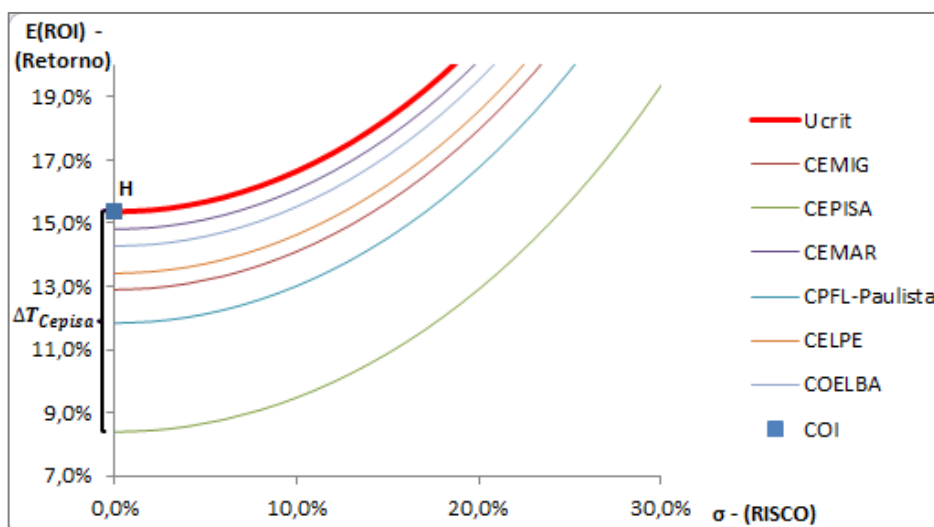


Figura 5.6 – Curva de Utilidade das Empresas para determinação do  $\Delta T$ .

Com base nos resultados apresentados na Tabela 5.10, verifica-se o efeito do risco de planejamento tarifário sobre o acréscimo na tarifa regulatória. Percebe-se então, que o acréscimo na tarifa regulatória aumenta à medida que o risco da empresa aumenta de uma forma quase linear conforme Fig. 5.7.

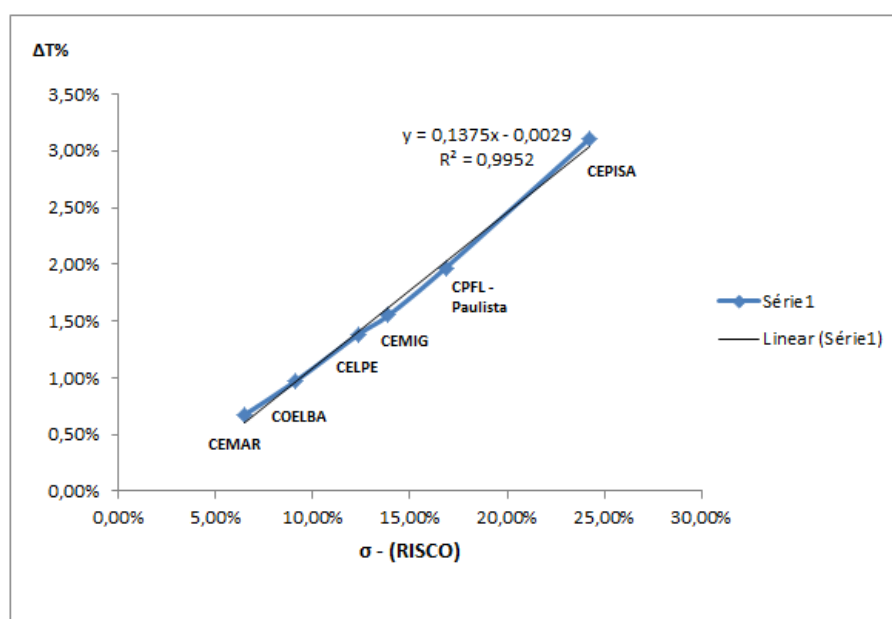


Figura 5.7 – Curva das Empresas de Acréscimo de Tarifa conforme risco.

Ou seja, empresas com menores riscos como o caso da CEMAR devem ter um acréscimo menor em sua tarifa regulatória do que empresas com riscos maiores como o caso da CEPISA.

Porém, a contestação do parágrafo acima é verdadeira para estes dados simulados. Se por ventura, altera-se, por exemplo, as probabilidades de ocorrência dos eventos, então uma nova simulação deve ser executada e novas conclusões são tiradas.

## **5.5 Considerações Finais**

O capítulo proposto objetivou a criação de uma metodologia de estudo de risco sobre o planejamento tarifário das companhias de eletricidade brasileiras, através do incremento ou decréscimo do valor da tarifa regulatória com o intuito de planejar uma tarifa mais próxima dos eventos que podem ocorrer no futuro. Logo, a metodologia proposta busca de maneira antecipada corrigir para o ciclo tarifário completo, eventuais erros de planejamento que podem ocorrer com variáveis como quantidade de energia comprada pelos consumidores, preço da energia comprada da geradora e nível de perdas comerciais. Sabe-se que esta proposta de modelo diverge do modelo utilizado pela ANEEL atualmente. No modelo tarifário da ANEEL, os riscos contidos nestas variáveis expostas são compensados posteriormente através da utilização das bandeiras tarifárias. Ou seja, o risco contido na variável compra de energia da geradora é compensado através de um incremento na tarifa de energia quando existe a ocorrência das bandeiras amarela e vermelha. Embora a ANEEL tente compensar o risco climático através das bandeiras tarifárias, aparentemente não existe compensação para outras variáveis de risco que compõem a tarifa regulatória, mostrando uma deficiência que pode ser aprimorada no futuro e que o modelo proposto tenta corrigir. Outra vantagem do modelo é a determinação de uma tarifa regulatória com risco menor que a tarifa livre de risco, dependendo das probabilidades dos eventos futuros que incidem sobre as variáveis de risco. Assim, a tarifa regulatória para um ciclo subsequente de revisão tarifária pode ser maior, menor ou igual à tarifa regulatória livre de risco e depende exclusivamente de uma boa previsão dos eventos futuros que incidem sobre as variáveis de incerteza.

## 6 CONCLUSÕES

A contribuição principal desta tese que refere-se à modelagem econômica e regulatória do impacto das perdas comerciais sobre o mercado de energia elétrica, foi atingida. Da mesma forma, foram atingidos os objetivos gerais e específicos. Nos tópicos a seguir, busca-se fazer conclusões específicas sobre os capítulos desta tese, assim como, apresentar as publicações resultantes da mesma e propor futuros trabalhos que possam dar continuidade às idéias apresentadas ao longo desta tese.

### 6.1 Principais Conclusões

A partir do trabalho exposto, conclui-se que as perdas globais de energia elétrica são um problema que afeta grande parte do mundo, com destaque maior para os países em desenvolvimento sobre os países desenvolvidos, envolvendo quantias monetárias perdidas por ano da ordem de dezenas de bilhões de dólares. As perdas comerciais são responsáveis por grande parte deste montante perdido e são mais críticas em países com baixa governança.

No mundo existe uma tendência de crescimento das perdas globais de energia a partir do fim da década de 80 e no Brasil percebe-se um crescimento das perdas de energia do ano 2000 para o ano 2015. Algumas companhias de energia elétrica do Brasil e do mundo investem em estratégias de redução de perdas sendo que em alguns casos foi atingido o êxito. As tecnologias mais atuais para redução de perdas de energia são através de investimentos em equipamentos relacionados às *Smart Grids*, como os *smart meters* e a *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), com casos de sucesso por parte de algumas companhias de eletricidade em todo o mundo. A tendência de utilização destes equipamentos fica cada vez maior em razão da evolução tecnológica e da redução do preço dos materiais eletrônicos.

Conforme apresentado no capítulo 3, conclui-se através da modelagem sócio-econômica proposta (TAROT), que as perdas comerciais de energia são uma componente que afeta de forma dramática a economia de uma empresa elétrica. À medida que os níveis de perdas comerciais aumentam, a receita faturada da empresa diminui e o nível de energia no sistema aumenta. Isso quer dizer que o aumento das perdas comerciais indiretamente aumenta o nível de perdas técnicas do sistema. Como medida imediata, a empresa então aumenta sua tarifa regulatória para compensar a receita que não foi faturada e, conseqüentemente, se equilibrar

financeiramente. Através das simulações executadas, verificou-se que toda empresa apresenta seu limiar de nível de perdas comerciais, que, se ultrapassado gera ineficiência e insustentabilidade para a mesma. Em outras palavras, não se consegue chegar a um valor de tarifa regulatória capaz de cobrir todos os custos da empresa, incluindo as perdas.

Em contrapartida, em relação ao consumidor, o aumento das perdas comerciais de energia aumenta o excedente (*Surplus*) dos consumidores infratores e diminui o excedente (*Surplus*) dos consumidores faturados e de boa conduta. O aumento do excedente de consumidores infratores ocorre porque os mesmos consomem em média uma energia maior, percebida através do aumento da utilidade e não pagam financeiramente pela mesma. Por outro lado, a diminuição do excedente dos consumidores faturados e de boa conduta ocorre porque os mesmos consomem uma energia menor em razão do aumento da tarifa regulatória para compensar a empresa em relação aos consumidores que não pagam pela mesma. Ou seja, o aumento das perdas comerciais gera um desequilíbrio social e um sentimento de injustiça que deve ser combatido pelas empresas e órgão regulador. Foi verificado ao longo do capítulo 3 que o modelo sócio-econômico proposto (TAROT) para análise do impacto econômico das perdas comerciais é capaz de determinar duas tarifas regulatórias para a empresa elétrica, porém uma das tarifas regulatórias gera maior valor socio-econômico agregado (W) e é, portanto, escolhida sobre a outra. O cálculo da tarifa regulatória através do TAROT tem a mesma idéia do cálculo utilizado pela ANEEL para uma RTP de igualar os custos com a receita da companhia de eletricidade. Por outro lado, utiliza uma filosofia baseada na criação de valor (VBM) de Martin e Petty (2000), o que caracteriza um valor de tarifa regulatória um pouco diferente da calculada pela ANEEL.

No capítulo 4, através da inserção do investimento em qualidade comercial ao modelo TAROT, é constatado como o investimento em qualidade comercial, ou seja, investimento em equipamentos e ações anti-furto/anti-fraude de energia é capaz de gerar benefícios financeiros à empresa, dependendo do valor deste investimento. Conclui-se que o modelo permite o cálculo do investimento ótimo em qualidade técnica e comercial, que, como consequência, representa a menor tarifa regulatória que a empresa pode operar. Constatou-se ao longo do capítulo que nenhuma empresa da amostra escolhida apresentava investimento ótimo em qualidade técnica e comercial e, portanto, estavam operando com uma tarifa regulatória não otimizada. Para as empresas analisadas verificou-se que todas estavam sobre-investidas em qualidade técnica e sub-investidas em qualidade comercial. O modelo permitiu o cálculo dos valores ótimos de qualidade técnica e comercial, além dos valores ótimos de percentual de

perdas comerciais e tarifa regulatória ótima. Por fim, entende-se que as empresas possuem condições de melhoria em sua eficiência operacional para atender as premissas da ANEEL de maximização de valor sócio-econômico, através de ações e medidas gerenciais para contenção das perdas de energia.

Por fim, o capítulo 5 levanta a discussão das incertezas ou risco no planejamento tarifário de uma concessionária de energia elétrica. Sabe-se que o modelo atual da ANEEL de determinação das tarifas regulatórias das empresas elétricas não leva em conta o risco de planejamento. Ou seja, os valores das variáveis para composição da tarifa são considerados e projetados de forma determinística. O capítulo busca alertar o leitor de que o risco pode está contido em algumas variáveis do planejamento tarifário. Para tanto, foi considerado neste capítulo os riscos mais impactantes, no modo de ver do autor, que são o risco climático incidente sobre o custo da energia comprada da geradora, o risco macroeconômico incidente sobre a avidez dos consumidores e o risco na projeção do nível de perdas comerciais de energia elétrica. Para tanto, foi desenvolvido um modelo econômico de risco baseado nas teorias de Von Neumann e Morgestern (1944) combinado com a teoria de portfólios de Markowitz (1952).

Como resultado verificou-se que a referência do benefício econômico medido passou a ser a U(ROI) ao invés do ROI, o que leva em conta a percepção da empresa perante o risco. Assim, através da metodologia proposta, as empresas passam a contar com um valor de *spread* tarifário inserido à tarifa regulatória livre de risco, responsável pela compensação do risco de planejamento das empresas. Na simulação executada, verificou-se que empresas com maiores faixas de incerteza ou risco, apresentavam um valor percentual de acréscimo de tarifa maior do que empresas com menor risco. Esta ideia de risco serve para garantir a sustentabilidade da empresa elétrica ao longo do tempo, controlando surpresas futuras indesejáveis.

No anexo, conclui-se que o impacto das perdas comerciais sobre a qualidade de energia elétrica, para os problemas de qualidade estudados, depende do montante de energia furtada, do local de ocorrência do furto de energia e o acúmulo de furto em uma das fases do sistema. Como foi visto, o furto de energia nas pontas do sistema se caracteriza por problemas graves de qualidade relacionados à variação de tensão em regime e desequilíbrio de tensão, o que não ocorre nas regiões de consumo próximo ao transformador. A impedância na linha é o motivo que explica tal fenômeno. Obviamente, o montante de furto, também é um fator que agrava os problemas de qualidade, sendo estes últimos maiores à medida que o montante aumenta. A concentração de furto em uma das fases de um sistema anteriormente equilibrado gera

desequilíbrio de tensão, sendo maior, na medida que o montante de furto aumenta e na medida que o furto se aproxima das pontas do subsistema afetado. Para alguns locais de furto, como os pontos 1 e 4 (Ponta do Sistema), quando o montante de furto ultrapassa um determinado valor ocorrem problemas de desequilíbrio de tensão e tensão em regime permanente, ultrapassando valores de norma ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016) para o fator de desequilíbrio e levando a tensão a níveis críticos neste pontos afetados.

Considerando a modelagem econômica proposta de incremento de energia com o furto de energia, constatou-se que a variação do desequilíbrio de tensão com o incremento do furto em uma das fases do sistema equilibrado, apresenta um caráter côncavo, parecendo saturar à medida que o furto atinge valores muito altos.

## 6.2 Publicações Resultantes

As publicações resultantes associadas à esta tese que foram publicadas em congressos nacionais e internacionais, assim como, em periódicos internacionais, são citadas a seguir:

- [1] Arango, L. G., E. Deccache, B. D. Bonatto, H. Arango, P. F. Ribeiro, e P. M. Silveira. *“Impact of Electricity Theft on Power Quality.” IEEE PES ICHQP 2016 - 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. Belo Horizonte, Brazil, 2016.
- [2] Arango, L. G., E. Deccache, B. D. Bonatto, H. Arango, e G. F. Vasconcelos. *“Impacto do Furto Monofásico de Energia sobre um Sistema Elétrico Equilibrado.” XII CBQEE - Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica*. Curitiba, 2017.
- [3] Arango, Lucas Gustavo, Elcio Deccache, Benedito Donizeti Bonatto, Hector Arango, e Edson de Oliveira Pamplona. *“Study of Electricity Theft Impact on the Economy of a Regulated Electricity Company.” Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 24, p. 567-575, 2017.
- [4] Arango, L. G.; Deccache, E. ; Bonatto, B. D. ; Arango, H. ; Maciel, L; Pamplona, E. O; *“The Impact of Quality Investment in the Electricity Market based on a*

---

*Socioeconomic Market Model Contribution*". **EEM – 15<sup>th</sup> International Conference on the European Energy Market**, 27-29 June 2018 – Łódź, Poland, 2018.

- [5] Arango, L. G.; Deccache, E. ; Bonatto, B. D. ; Arango, H. ; Pamplona, E. O. "Economic Evaluation of Regulatory Tariff Risk Planning for an Electric Power Company". **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 30, p. 292-300, 2019.

As publicações [1]-[2] são referentes ao anexo desta tese. O capítulo 3 desta tese é baseado na publicação [3], assim como, os capítulos 4 e 5 são baseados nas publicações [4] e [5] respectivamente.

### **6.3 Propostas de Trabalhos Futuros**

Com o intuito de dar seguimento à linha de pesquisa desenvolvida no decorrer desta tese, algumas sugestões de trabalhos futuros são apresentadas a seguir:

- Desenvolvimento de um modelo econômico e regulatório de Política de Incentivos baseada na aquisição de painéis solares por parte da concessionária de energia e a doação aos consumidores inadimplentes de energia, com o objetivo de redução das perdas comerciais de energia e conseqüentemente os custos da concessionária.
- Estender as análises econômicas das perdas comerciais de energia, dentro do ambiente regulado, para os segmentos da transmissão de energia.
- Estender as análises econômicas através do modelo socioeconômico TAROT, considerando diferentes grupos de consumidores de energia (A, B e livres), cada um com suas respectivas tarifas de compra de energia.
- Analisar o impacto das perdas comerciais utilizando o modelo socioeconômico de mercado, considerando o furto de energia em diferentes instantes de tempo (furto no horário de pico e furto fora do horário de pico).
- Desenvolver um estudo econométrico sobre a elasticidade preço-demanda da energia para as diferentes concessionárias consideradas.

- Determinar as variáveis de risco do planejamento tarifário e suas probabilidades através do histórico de eventos e montar as curvas de distribuição de probabilidades para serem utilizadas no modelo de risco.
- Elaborar um estudo de sensibilidade sobre as variáveis de risco e determinar o impacto de cada uma sobre o *spread* da tarifa regulatória com risco.
- Incluir na modelagem socioeconômica o impacto das interrupções causadas pelo furto de energia e o impacto econômico sobre o mercado elétrico.
- Baseado no modelo de incremento de energia num subsistema decorrente do furto de energia, determinar o limiar de furto de energia suficiente para provocar interrupções em diferentes subsistemas considerados.
- Avaliar o impacto das *smart grids* com suas diversas características juntamente com os riscos na tarifa regulatória utilizando o modelo Tarot.



# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. “Perdas na distribuição: baixa tensão, altos prejuízos -- Reportagem Especial Canal Energia.” <http://www.abradee.com.br/imprensa/artigos-e-releases>. 11 de Outubro de 2013.
- Al-Mahroqi, Y., I. A. Metwally, A. Al-Hinai, e A. Al-Badi. “Reduction of Power Losses in Distribution Systems.” Edição: No:3 Vol:6. *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, 2012.
- Amin, S., G. A. Schwartz, A. A. Cardenas, e S. S. Sastry. “Game-Theoretic Models of Electricity Theft Detection in Smart Utility Networks: Providing new Capabilities with advanced metering infrastructure.” *IEEE Control Systems*, 2015.
- Amin, S., G. A. Schwartz, e H. Tambine. “Incentives and Security in Electricity Distribution Networks.” J. Grossklags and J. Walrand (Eds.): *GameSec 2012*, 2012. 264-280.
- Andrade, T. A., e W. J. A. Lobão. *Elasticidade renda e preço da demanda residencial de Energia Elétrica no Brasil*. Texto para discussão nº 489, Rio de Janeiro: IPEA, 1997.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Perdas de Energia.” <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4>. 2017.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição.” <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. 2013.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “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.” Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL, 2015.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Setor Elétrico no Caminho da Inovação.” *Revista Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL - P&D*, Brasília (DF), 2009.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Submódulo 2.6 - Perdas de Energia.” *PRORET 2.6 - Módulo 2 Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição*, 2015.
- ANEEL. “Metodologia de Tratamento Regulatório para Perdas não Técnicas de Energia Elétrica.” Nota Técnica n. 106/2015-SGT/SRM/ANEEL, Brasília, 2015.

- ANEEL. “Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição - Submódulo 2.1.” Procedimentos de Regulação Tarifária, 2016.
- ANEEL. “Proceedings of Electrical Energy Distribution in the National Electrical System – PRODIST – Module 8 – Electric Power Quality (in Portuguese).” Available in: <http://www.aneel.gov.br>, January, 2016.
- ANEEL. “Second periodic tariff revision of electric power distribution company (in portuguese).” Technical Report, Brasilia, Brazil, 2008.
- Arango, H., B. D. Bonatto, J. P.G. Abreu, C. M.V. Tahan, N. Kagan, e M. R. Gouvêa. “Modeling the Influence of Power Quality on the Creation of Market Value.” in *Proc. 13th International Conference on Harmonics and the Quality of Power*. Wollongong, New South Wales, Australia, Sept. 28 – Oct. 1st, 2008a.
- Arango, H., J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, C. M. V. Tahan, N. Kagan, e 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*. Bergamo, Italy, 2010.
- Arango, H., J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, N. Kagan, C. M. V. Tahan, e M. R. Gouvea. “A model for electricity markets: The impact of regulation on value.” *EEM 2008 - 5th International Conference on the European Electricity Market*. 2008b.
- Arango, H., J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, N. Kagan, M. R. Gouvea, e C. M. V. Tahan. “The economic impact of power quality and its optimal regulation (in Portuguese).” *Induscon - VIII International Conference of Industrial Applications*. Poços de Caldas, Brazil, 2008c.
- Arango, H., J. P.G. Abreu, B. D. Bonatto, C. M.V. Tahan, N. Kagan, e M. R. Gouvêa. “Introduzindo a Qualidade no Modelo Econômico do Mercado Elétrico.” *VII Conferência Brasileira sobre a Qualidade da Energia Elétrica*. Santos, 05 a 08 de Agosto de 2007.
- Arango, H., J. P.G. Abreu, B. D. Bonatto, e C. M.V. Tahan. “The Impact of Power Quality on the Economy of Electricity Markets.” In: *Chapter 2 in the book Power*. edited by Andreas Eberhard, Intech, 2011, Disponível em: <<http://www.intechweb.org>>.
- Arango, L. G., E. Deccache, B. D. Bonatto, H. Arango, e G. F. Vasconcelos. “Impacto do Furto Monofásico de Energia sobre um Sistema Elétrico Equilibrado.” *XII CBQEE - Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica*. Curitiba, 2017a.

- Arango, L. G., E. Deccache, B. D. Bonatto, H. Arango, P. F. Ribeiro, e P. M. Silveira. "Impact of Electricity Theft on Power Quality." *IEEE PES ICHQP 2016 - 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. Belo Horizonte, Brazil, 2016.
- Arango, Lucas Gustavo, Elcio Deccache, Benedito Donizeti Bonatto, Hector Arango, e Edson de Oliveira Pamplona. "Study of Electricity Theft Impact on the Economy of a Regulated Electricity Company." *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 5 de Junho de 2017b: p. 567-575.
- Araújo, A. C. M, e C. A. Siqueira. "Considerações sobre as Perdas na Distribuição de Energia Elétrica no Brasil." *SENDI - XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*. Belo Horizonte, 2006.
- Araújo, Antonio C. M. "Perdas e Inadimplência na Atividade de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil." Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- Baggini, A. B. I. *Handbook of Power Quality*. John Wiley & Sons Ltd., 2008.
- Bollen, M. H. J. *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. New York: IEEE Press Series on Power Engineering, 2000.
- Campos, Renato, Hector Arango, Benedito Donizeti Bonatto, e Simone Cristina Nunes Araujo. "Application of Risk Analysis in Prioritizing Investments in Terms of Value-Based Management and Power Quality." *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 23 de Abril de 2013: p. 513-521.
- Cruz, Karlos Eduardo Arcanjo da, e Francisco de Sousa Ramos. "Impacto de variáveis socioeconômicas sobre as perdas comerciais de energia elétrica." *RBEE - Revista Brasileira de Economia de Empresas*, 2014: p. 31-52.
- Danthine, Jean-Pierre, e John B. Donaldson. *Intermediate Financial Theory*. New York: Elsevier Academic Press, 2005.
- de Abreu, R. G., T. S. de Carvalho, Hector Arango, J. P. G. de Abreu, e Benedito D. Bonatto. "Modelagem da Expansão e Revisão Tarifária de uma Empresa Elétrica Regulada no Brasil." *VIII CBQEE - Congresso Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica*. Blumenau - SC, 2009.
- Depuru, Soma Shekara Sreenadh Reddy, Lingfeng Wang, e Vijay Devabhaktuni. "Electricity theft: Overview, issues, prevention and a smart meter based approach to control theft." *Energy Policy*, 8 de Dezembro de 2010: p. 1007-1015.

- Depuru, Soma Shekara Sreenadh Reddy, Lingfeng Wang, Vijay Devabhaktuni, e Robert C. Green. “High performance computing for detection of electricity theft.” *Electrical Power and Energy Systems*, 4 de Dezembro de 2012: p. 21-30.
- Dugan, R. C., M. F. McGranaghan, S. Santoso, e H. W. Beaty. *Electrical Power Systems Quality*. 2nd. Ed., McGraw-Hill, 2003.
- Fabozzi, Frank J., Petter N. Kolm, Dessislava A. Pachamanova, e Sergio M. Focardi. *Robust Portfolio Optimization and Management*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2007.
- Faria, Lucas Teles. *Estimação Espaço-Temporal das Perdas não Técnicas no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica*. Tese de Doutorado, Ilha Solteira - SP: UNESP - Câmpus de Ilha Solteira, 2016.
- Fourie, J. W. “A strategy for the management of energy losses in a local electricity distribution network.” Master Thesis, Faculty of Engineering, the Built Environment and Information Technology - University of Pretoria, October, 2004.
- Gastineau, Gary L., e Mark P. Kritzman. *Dictionary of Financial Risk Management*. Frank J. Fabiozzi Associates / BM&F Brasil, 1996.
- Gaur, Vasundhara, e Eshita Gupta. “The determinants of electricity theft: An empirical analysis of Indian states.” *Energy Policy*, 7 de Março de 2016: p. 127-136.
- General Cable. “Low Voltage Cable Catalogue (in Portuguese).” Available in: [www.generalcablebrasil.com](http://www.generalcablebrasil.com)., SP, Brazil, May, 2016.
- Gitman, Lawrence J. *Princípios de Administração Financeira*. São Paulo: Harper & Row do Brasil Ltda., 1984.
- Glover, J. Duncan, Mulukutla S. Sarma, e Thomas J. Overbye. *Power System Analysis and Design*. New Delhi: Cengage Learning, Fifth Edition, 2012.
- IEEE. “Standard 1159 – IEEE Recommended Practices for Monitoring Electric Power Quality.” March, 2009.
- Jamil, Faisal. “On the electricity shortage, price and electricity theft nexus.” *Energy Policy*, 11 de Dezembro de 2012: p. 267-272.
- Jehle, G. A., e J. P. Reny. *Advanced Microeconomic Theory*. Longman: Addison Wesley, 2000.
- Kaufmann, D., A. Kraay, e P. Zoido-Lobaton. “Governance Matters II: updated indicators for 2000/01.” Policy Research Working Paper: World Bank Institute Governance, Regulation and Finance Division, Washington DC, 2003.

- Kigitura, Peter. "Analysis of Factors affecting the Quality of Power supplied to Manufacturers in Kenya." MBA Degree Report, Department of Business Studies, University of Nairobi, Nairobi, 2006.
- Kupfer, D., e L. Hasenclever. *Industrial Economy*. Campus-Elsevier, 2002.
- Lewis, Fabian B. "Costly 'Throw-Ups': Electricity Theft and Power Disruptions." *The Electricity Journal*, Ago./Set. de 2015: p. 118-135.
- Limited., Electricity North West. "Losses Strategy." April, 2015.
- Markowitz, Harry. "Portfolio Selection." *The Journal of Finance*, Março de 1952: pp. 77-91.
- Martin, J. D., e J. W. Petty. *Value Based Management*. Boston: Harvard Business School Press, 2000.
- MATLAB. "Version 7.10.0. Natick." Massachusetts: The MathWorks Inc., 2010.
- Méffe, André. "Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição - Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à disponibilidade de Informações." Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2007.
- Memon, Aamir Hussain, Farida Memon, e Bhawani Shankar Chowdhry. "An Optimum Solution for Electric-Power Theft." *Mehran University Research Journal of Engineering & Technology*, Julho de 2013: p. 353-364.
- Millard, R., e M. Emmerton. "Non Technical Losses: How do other countries tackle the problem." *AMEU Convention*. 2009.
- Mohassel, Ramyar Rashed, Alan Fung, Farah Mohammadi, e Kaamran Raahemifar. "A survey on Advanced Metering Infrastructure." *Electrical Power and Energy Systems*, 2014: p. 473-484.
- Northeast Group, llc. "Electricity Theft and Non-Technical Losses: Global Markets, Solutions, and Vendors." <http://www.northeast-group.com>. Maio de 2017.
- Olaoluwa, Olaleye Gbolahan. "Electricity Theft and Power Quality in Nigeria." *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, 2017: p. 1180-1184.
- Penin, C. A. S. "Combate, Prevenção e Otimização das Perdas Comerciais de Energia Elétrica." Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- Ramos, Caio C. O. "Caracterização de Perdas Comerciais em Sistemas de Energia através de Técnicas Inteligentes." Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2014.

- Ross, Stephan, Randolph Westerfield, e Jeffrey Jaffe. *Administração Financeira: Corporate Finance*. São Paulo: Atlas, 2002.
- Saikiran, B., e R. Hariharan. “Review of methods of power theft in Power System.” *International Journal of Scientific & Engineering Research*, Novembro de 2014: 276-280.
- Sardar, Sana, e Sanaullah Ahmad. “Detecting And Minimizing Electricity Theft: A Review.” *JETAE - Journal of Emerging Trends in Applied Engineering*, 2016: p. 8-12.
- Singh, Dharmendra kumar. “Impact of power thefts and Power system quality standards in Indian scenario:-Survey.” *International Journal of Scientific & Engineering Research*, 2013: p. 323-328.
- Singh, Tejinder. “Analysis of Non Technical Losses and its economic consequences on power system.” Master Thesis - Thapar University, Patiala (Punjab), 2009.
- Smith, T. B. “Electricity Theft: A Comparative Analysis.” *Energy Policy*, 2004.
- Sreenivasan, G. *Power Theft*. Fourth Edition. Delhi: PHI Learning Private Limited, 2016.
- UK Power Networks. “Business Plan (2015-2023) - Annex 7: Losses Strategy.” March, 2014.
- Van den Bergh, F., P. Kadurek, S. Cobben, e W. Kling. “Electricity Theft Localization Based on Smart Metering.” *CIREN - XXI International conference on Electricity Distribution*. Frankfurt, 2011.
- Vieiralvez, Eduardo de Xerez. “Proposta de uma metodologia para avaliação das perdas comerciais dos sistemas elétricos. O caso Manaus.” Dissertação de Mestrado (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos), Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2005.
- Von Neumann, J., e O. Morgenstern. *Theory of games and economic behavior*. Princeton: Princeton University Press., 1944.
- Winther, Tanja. “Electricity theft as a relational issue: A comparative look at Zanzibar, Tanzania, and the Sunderban Islands, India.” *Energy for Sustainable Development*, 13 de Janeiro de 2012: p. 111-119.
- World Bank DataBank. “<http://databank.worldbank.org/data>.” *World Development Indicators - DataBank*. 2017.
- World Bank Group Energy Sector Strategy. “Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector.” July, 2009.
- Yurtseven, Çaglar. “The causes of electricity theft: An econometric analysis of the case of Turkey.” *Utilities Policy*, 30 de Junho de 2015: p. 70-78.

Zheng, Zibin, Yang Yatao, Xiangdong Niu, Hong-Ning Dai, e Yuren Zhou. “Wide & Deep Convolutional Neural Networks for Electricity-Theft Detection to Secure Smart Grids.” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, DOI 10.1109/TII.2017.2785963, 21 de Dezembro de 2017: p. 1-10.

# **ANEXO<sup>7</sup> – ESTUDO DE CASO DO IMPACTO DO FURTO DE ENERGIA NA QUALIDADE DE UM SUBSISTEMA ELÉTRICO**

## **A.1. Introdução**

O furto de energia elétrica é considerado um dos fatores com maior impacto dentro das perdas não técnicas de energia. Além de ser considerado um ato ilícito e criminal, o furto de energia provoca problemas não somente de cunho econômico e financeiro para os agentes que estão envolvidos na comercialização da energia, mas também, problemas na esfera da qualidade de energia elétrica de um subsistema afetado por tal ato (DUGAN, MCGRANAGHAN e SANTOSO, 2003; BAGGINI, 2008; BOLLEN, 2000) .

O furto de energia elétrica é um problema social que tem como reflexo principal a legislação, administração, economia e a cultura de uma determinada região. A relação do furto de energia com o montante de energia consumida por um subsistema é quase intuitiva, em razão de que os consumidores furtadores não pagam pela energia consumida. Desta forma, a tarifa de energia que funciona como um freio para o aumento do consumo, no caso do furto, não se manifesta. Assim, este grupo de consumidores consumindo em sua avidez, tende a aumentar a energia consumida neste subsistema elétrico.

Um subsistema que foi projetado para um determinado nível de carga, com a disposição de cargas mais ou menos balanceadas, pode sofrer consequências problemáticas em relação à qualidade de energia quando o furto de energia começa a aumentar.

Algumas das consequências, quando o problema começa a ficar crítico, podem ser citadas: sobrecarga no transformador alimentador, problemas de tensão em regime permanente (subtensão nas barras do sistema), desequilíbrio de tensão, entre outros.

Este anexo foca apenas nos problemas de tensão em regime permanente e desequilíbrio de tensão que são analisados através de simulações nos próximos tópicos.

---

<sup>7</sup> O presente anexo representa um estudo de caso baseado em simulações em Matlab-Simulink com o objetivo de analisar o impacto do furto de energia sobre a qualidade de um subsistema elétrico, com foco principal nos problemas de variação de tensão em regime permanente e desequilíbrio de tensão.



## A.2. Referencial Teórico e Regulatório

### A.2.1. Incremento de Energia de um subsistema sob condição de Furto de Energia

Este tópico é baseado nas equações de energia representadas no Capítulo 3. A propensão dos consumidores de consumir mais energia quando usufruem dela gratuitamente é algo muito comum no Brasil e no mundo. A equação (A.1) mostra quantitativamente de forma percentual o valor deste incremento:

$$\Delta E\% = \left( \frac{E_1 - E_0}{E_0} \right) \cdot 100 \quad (\text{A.1})$$

Substituindo (3.1) e (3.3) em (3.6), resulta em (A.2):

$$\Delta E\% = \left( \frac{\theta T}{a - T} \right) \cdot 100 \quad (\text{A.2})$$

Então, a energia consumida na presença de furto de energia pode ser representada por (A.3):

$$E_1 = E_0 \cdot (1 + \Delta E\%) \quad (\text{A.3})$$

Dividindo os dois lados da equação (A.3) pelo período de faturamento, resulta em (A.4):

$$P_1 = P_0 \cdot (1 + \Delta E\%) \quad (\text{A.4})$$

onde:

$P_0$ : representa a potência média consumida pelo grupo na ausência de perdas comerciais.

$P_1$ : representa a potência média consumida pelo grupo na presença de perdas comerciais.

$\Delta E\%$ : Variação de energia média consumida pelo grupo na presença de perdas comerciais.

### A.2.2. Variações de Tensão em Regime Permanente

De acordo com ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016) e IEEE (2009) são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e de registro e os prazos para compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores.

Em referência à regulação das tensões de atendimento, seguem as Tabelas A.1 e A.2 que classificam as tensões dentro dos limites estabelecidos para os níveis de tensão apresentados, baseado em ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016):

Tabela A.1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220).

| <b>Tensão de Atendimento (TA)</b> | <b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)</b>   |
|-----------------------------------|---|
| Adequada                          | $(350 \leq TL \leq 399)/(202 \leq TL \leq 231)$   |
| Precária                          | $(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403)/$<br>$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$ |
| Crítica                           | $(TL < 331 \text{ ou } TL > 403)/(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$   |

Fonte: ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016).

Tabela A.2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

| <b>Tensão de Atendimento (TA)</b> | <b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)</b> |
|-----------------------------------|---|
| Adequada                          | $0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$  |
| Precária                          | $0,90TR \leq TL < 0,93TR$   |
| Crítica                           | $TL < 0,90TR \text{ ou } TL > 1,05TR$   |

Fonte: ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016).

### A.2.3. Desequilíbrio de Tensão

Conforme ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016), o desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, e/ou no ângulo de fase (idealmente 120°) entre as tensões de fase do mesmo sistema.

Uma maneira de se calcular o fator de desequilíbrio de tensão segundo ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016) é através de (A.5):

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (A.5)$$

sendo (A.6):

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (A.6)$$

Ainda, conforme a mesma norma, os limites para o desequilíbrio de tensão podem ser resumidos conforme é apresentado na Tabela A.3:

Tabela A.3 – Limites para o Desequilíbrio de Tensão.

| Indicador    | Tensão Nominal            |   |
|--------------|---------------------------|---|
|              | $V_n \leq 1,0 \text{ kV}$ | $1,0 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$ |
| <b>FD95%</b> | 3,0%                      | 2,0%  |

Fonte: ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016).

onde:

FD: Fator de Desequilíbrio de Tensão.

FD95%: Valor do indicador FD% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas.

#### **A.2.4. Impacto Econômico das Violações nas Metas de Qualidade da Energia Elétrica**

O furto de energia elétrica provoca uma redução de receita para a companhia de distribuição de energia elétrica em função de parte da energia que não é faturada. Adicionado a isto, quando a empresa elétrica não fornece uma energia com qualidade, ou seja, uma energia que se encontra com indicadores fora dos limites ou metas da norma ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016), então a mesma deve ainda pagar multas ou compensações pela falta de qualidade.

Dependendo do tempo no qual o sistema fica fora dos limites estabelecidos por norma e do número de consumidores afetados, as multas podem se tornar cada vez maiores. O procedimento de distribuição ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016), estabelecido pela ANEEL e outras normas IEEE (2009), explicam com detalhes como essas multas são calculadas.

Uma outra maneira de controlar o problema seria o investimento em equipamentos elétricos capazes de recolocar estes indicadores dentro dos limites da norma. De qualquer maneira a empresa elétrica estaria realizando investimentos adicionais para correção dos problemas de qualidade de energia elétrica.

Assim, a empresa elétrica deve decidir economicamente qual situação lhe é mais conveniente financeiramente e eticamente: continuar pagando multas por transgredir os indicadores de qualidade ou investir em equipamentos elétricos que possuem custos de aquisição, operação e manutenção, sendo estes dois últimos recorrentes. O fato é que o furto de energia provoca, mesmo que indiretamente, desvios ou problemas de qualidade em um subsistema elétrico e tal ato ilícito deve ser combatido por consumidores, empresa elétrica e governo.

### A.3. Simulações

O objetivo deste tópico é executar simulações em um subsistema elétrico e verificar como o furto de energia elétrica é capaz de provocar problemas de qualidade no mesmo. Para tanto, serão abordados os problemas de tensão em regime permanente através do furto trifásico e o problema de desequilíbrio de tensão através do furto monofásico. Para tais simulações será utilizado o software Matlab-Simulink (MATLAB, 2010). A Fig. A.1 representa o subsistema simulado no Matlab-Simulink para a execução das análises do impacto do furto trifásico de energia e do impacto do furto monofásico de energia, ambos na qualidade do subsistema.

As características simuladas do gerador, transformador, cabos e cargas são representados pelas Tabelas A.4-A.7:

Tabela A.4 – Parâmetros do Gerador.

| Abreviação | Scc (MVA) | V <sub>nominal</sub> (kV) | f (Hz) |
|------------|-----------|---------------------------|--------|
| G          | $\infty$  | 13,8                      | 60     |

Tabela A.5 – Parâmetros do Transformador.

| Abreviação | Sn (kVA) | Vp (kV) | Vs (kV) | R (%) | X (%) | Conexão |
|------------|----------|---------|---------|-------|-------|---------|
| T          | 75       | 13,8    | 0,22    | 0,2   | 1     | Y-Y     |

Tabela A.6 – Parâmetros dos Cabos

| Cabos  | Abreviação | Material | R ( $\Omega$ /Km) | X ( $\mu$ H/Km) | Comprimento(m) |
|--------|------------|----------|-------------------|-----------------|----------------|
| Cabo 1 | L1         | Al       | 0,269             | 934             | 10000          |
| Cabo 2 | L2         | Al       | 0,269             | 934             | 10             |
| Cabo 3 | L3         | Al       | 0,269             | 934             | 10             |
| Cabo 4 | L4         | Al       | 0,269             | 934             | 700            |
| Cabo 5 | L5         | Al       | 0,269             | 934             | 700            |

Fonte: Baseada no Catálogo *General Cable* (2016).

Para os cabos dos ramais de ligação (representam os cabos que conectam a rede elétrica à unidade consumidora), serão considerados 5 metros de comprimento.

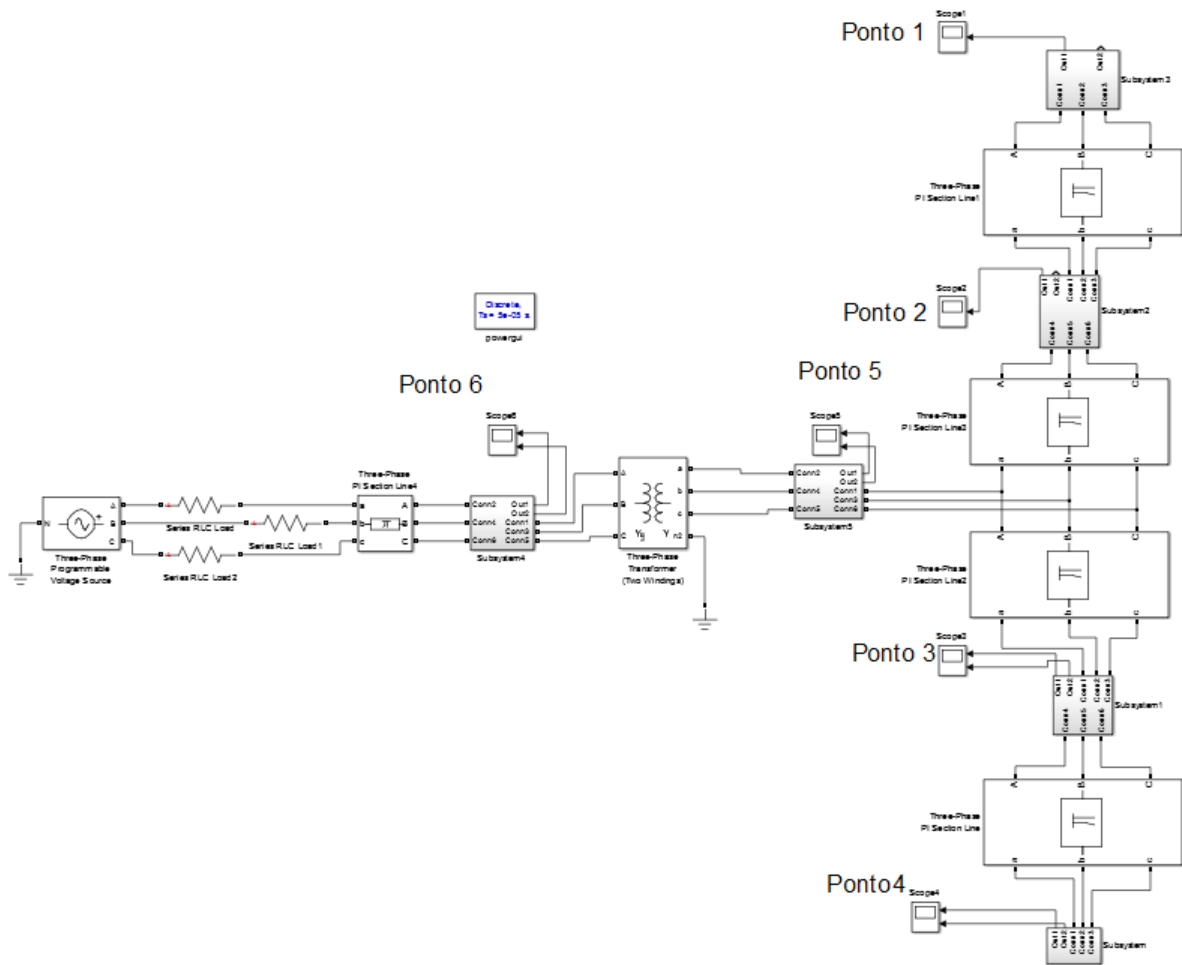


Figura A.1 – Subsistema Elétrico simulado no Matlab-Simulink.

Tabela A.7 – Parâmetros das Cargas.

| Cargas  | Abreviação | Sn (kVA) | Vn (kV) | fn (Hz) | Fp |
|---------|------------|----------|---------|---------|----|
| Carga 1 | C1         | 15       | 0,22    | 60      | 1  |
| Carga 2 | C2         | 15       | 0,22    | 60      | 1  |
| Carga 3 | C3         | 15       | 0,22    | 60      | 1  |
| Carga 4 | C4         | 15       | 0,22    | 60      | 1  |

### A.3.1. Impacto do Furto Trifásico de Energia

Para esta análise parte-se de um sistema equilibrado com valores de cargas conforme Tabela A.7. O diagrama unifilar mais geral pode ser representado pela Figura A.2:

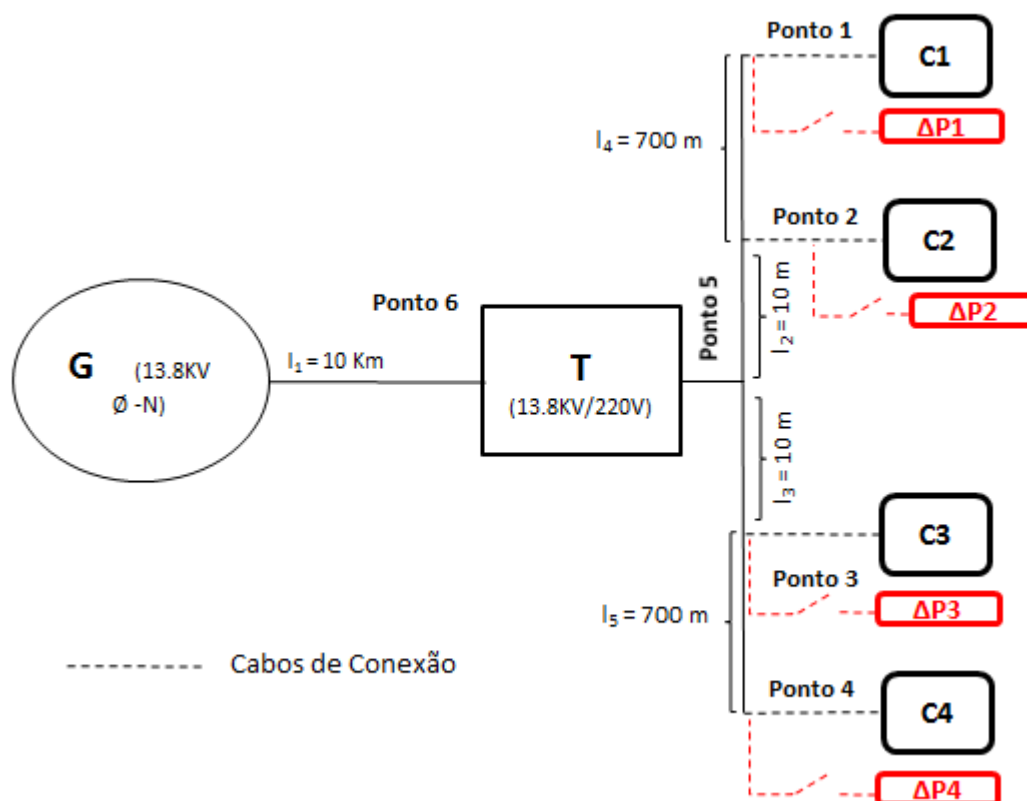


Figura A.2 – Diagrama Unifilar Geral do Subsistema Simulado.

Ou seja, quando existe furto trifásico de energia em alguma unidade consumidora, a chave correspondente se fecha e uma carga ( $\Delta P$ ) é adicionada ao sistema para emular o efeito do furto de energia. Para o sistema sem furto de energia, todas as chaves permanecem abertas.

## A.3.1.1. Consumo Normal sem Furto de Energia

Na situação 1, sem furto de energia elétrica, foram medidas as tensões em regime permanente em cada ponto de medição simulado. Os resultados das leituras são apresentados na Tabela A.8:

Tabela A.8 – Leitura de Tensão do Subsistema sem Furto de Energia.

| Ponto de Medição | Tensão Nominal (V) | Tensão em Regime Permanente (V) |
|------------------|--------------------|---------------------------------|
| 1                | 220                | 215,337                         |
| 2                | 220                | 219,593                         |
| 3                | 220                | 219,590                         |
| 4                | 220                | 215,337                         |
| 5                | 220                | 219,716                         |
| 6                | 13.800             | 13.829                          |

Conforme Tabela A.8 é possível de observar que as tensões em regime medidas e observadas na simulação se encontram dentro dos limites estabelecidos através das Tabelas A.1 e A.2. Ou seja, para este caso sem furto de energia elétrica, o sistema não apresentou problemas de qualidade de energia relacionados a sub ou sobretensão.

## A.3.1.2. Consumo com Furto Trifásico de Energia

Para se fazer a análise do impacto do furto trifásico de energia, primeiro deve-se conhecer as características dos consumidores e o valor da tarifa de tal subsistema. A Tabela A.9 ilustra estas características:

Para simular o efeito do furto trifásico, três cenários de furto serão considerados: brando, moderado e agressivo. Conforme equações (A.2) e (A.4) é possível preencher a Tabela A.10:

Tabela A.9 – Parâmetros de Consumo do Subsistema.

| Cargas | Abreviação                                      | Valor |
|--------|---|-------|
| a      | Avidez [R\$/MWh]                                | 800   |
| T      | Tarifa Média dos Consumidores Cativos [R\$/MWh] | 600   |

Tabela A.10 – Diferentes Cenários de Furto de Energia.

| Cenários  | $\theta$ | $\Delta E\%$ | $P_0$ (kW) | $P_1$ (kW) | $\Delta P$ (kW) |
|-----------|----------|--------------|------------|------------|-----------------|
| Brando    | 10%      | 30%          | 60         | 78         | 18              |
| Moderado  | 23,33%   | 70%          | 60         | 102        | 42              |
| Agressivo | 33,33%   | 100%         | 60         | 120        | 60              |

Ou seja, para o cenário brando ( $\theta = 10\%$ ), moderado ( $\theta = 23,33\%$ ) ou agressivo ( $\theta = 33,33\%$ ), o incremento de potência na carga do sistema que está furtando é de respectivamente 18 (kW), 42 (kW) ou 60 (kW) respectivamente. Estas cargas adicionais provenientes do furto de energia serão adicionadas em cada ponto de carga do sistema da Fig. A.2 e então será estudado como o furto trifásico impacta na tensão estacionária das barras do subsistema simulado.

Com relação ao impacto do furto na qualidade de energia, serão adicionados por vez uma carga adicional em cada ponto de carga (1, 2, 3, 4) conforme Fig. A.2 e, desta forma, serão medidas as tensões em regime permanente em cada ponto de medição (1, 2, 3, 4, 5 e 6). As Tabelas A.11-A.16 ilustram estes resultados:

Tabela A.11 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 1.

| Ponto de Carga | Tensão sem Furto | Tensão com Furto |                   |                   |
|----------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|
|                |                  | $\theta = 10\%$  | $\theta = 23,3\%$ | $\theta = 33,3\%$ |
| 1              | 215,337          | 209,807          | 202,537           | <b>197,201</b>    |
| 2              | 215,337          | 214,905          | 214,327           | 213,887           |
| 3              | 215,337          | 214,979          | 214,497           | 214,126           |
| 4              | 215,337          | 214,925          | 214,324           | 213,850           |

Analisando a Tabela A.11, no qual a medição de tensão ocorre no ponto 1 variando-se a carga adicional proveniente do furto nos 4 pontos de carga é possível de constatar que, à medida que o furto de energia cresce, a subtensão no ponto 1 aumenta de valor. O caso mais crítico ocorre quando o furto de energia se manifesta no próprio ponto 1, convergindo para um valor de tensão neste ponto classificado como precário conforme Tabela A.1 quando o furto atinge o valor de ( $\theta = 33,3\%$ ).



Tabela A.12 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 2.

| Ponto de Carga | Tensão Estacionária | Queda de Tensão |                   |                   |
|----------------|---------------------|-----------------|-------------------|-------------------|
|                |                     | $\theta = 10\%$ | $\theta = 23,3\%$ | $\theta = 33,3\%$ |
| 1              | 219,593             | 219,096         | 218,385           | 217,823           |
| 2              | 219,593             | 219,152         | 218,561           | 218,112           |
| 3              | 219,593             | 219,225         | 218,732           | 218,357           |
| 4              | 219,593             | 219,171         | 218,561           | 218,076           |

Analisando a Tabela A.12, no qual a medição de tensão ocorre no ponto 2 variando-se a carga adicional proveniente do furto nos 4 pontos de carga é possível de se constatar que não ocorreram grandes problemas em relação à queda de tensão em regime permanente. Apesar de ocorrer uma queda de tensão, a mesma não foi significativa, mantendo a tensão no ponto 2 dentro dos valores de tensão adequada estipulada pela Tabela A.1.

Tabela A.13 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 3.

| Ponto de Carga | Tensão Estacionária | Queda de Tensão |                   |                   |
|----------------|---------------------|-----------------|-------------------|-------------------|
|                |                     | $\theta = 10\%$ | $\theta = 23,3\%$ | $\theta = 33,3\%$ |
| 1              | 219,590             | 219,173         | 218,560           | 218,077           |
| 2              | 219,590             | 219,227         | 218,733           | 218,357           |
| 3              | 219,590             | 219,152         | 218,562           | 218,115           |
| 4              | 219,590             | 219,097         | 218,383           | 217,824           |

A mesma análise da Tabela A.12 pode ser executada para a Tabela A.13, pois os pontos 2 e 3 são simétricos. Assim, para o ponto 3 é possível de constatar que não ocorreram grandes problemas em relação à queda de tensão em regime permanente.

A análise da Tabela A.11 pode ser estendida para a Tabela A.14, pois os pontos 1 e 4 são simétricos. Assim, existe uma criticidade quando o furto ocorre no ponto 4, levando a tensão neste ponto para um valor considerado precário conforme Tabela A.1.

Conforme Tabela A.15, onde a medição é feita no ponto 5 (secundário do transformador), variando-se a carga adicional para emular o furto de energia em cada um dos pontos de carga, constata-se que a tensão neste ponto encontra-se dentro dos limites adequados estipulados através da Tabela A.1:

Tabela A.14 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 4.

| Ponto de Carga | Tensão Estacionária | Queda de Tensão |                   |                   |
|----------------|---------------------|-----------------|-------------------|-------------------|
|                |                     | $\theta = 10\%$ | $\theta = 23,3\%$ | $\theta = 33,3\%$ |
| 1              | 215,337             | 214,925         | 214,324           | 213,849           |
| 2              | 215,337             | 214,979         | 214,494           | 214,125           |
| 3              | 215,337             | 214,905         | 214,328           | 213,885           |
| 4              | 215,337             | 209,806         | 202,539           | <b>197,206</b>    |

Tabela A.15 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 5.

| Ponto de Carga | Tensão Estacionária | Queda de Tensão |                   |                   |
|----------------|---------------------|-----------------|-------------------|-------------------|
|                |                     | $\theta = 10\%$ | $\theta = 23,3\%$ | $\theta = 33,3\%$ |
| 1              | 219,716             | 219,295         | 218,683           | 218,199           |
| 2              | 219,716             | 219,348         | 218,856           | 218,479           |
| 3              | 219,716             | 219,348         | 218,855           | 218,477           |
| 4              | 219,716             | 219,293         | 218,683           | 218,197           |

Tabela A.16 – Leitura de Tensão por Fase no Ponto 6.

| Ponto de Carga | Tensão Estacionária | Queda de Tensão |                   |                   |
|----------------|---------------------|-----------------|-------------------|-------------------|
|                |                     | $\theta = 10\%$ | $\theta = 23,3\%$ | $\theta = 33,3\%$ |
| 1              | 13.829              | 13.821          | 13.811            | 13.804            |
| 2              | 13.829              | 13.821          | 13.810            | 13.801            |
| 3              | 13.829              | 13.821          | 13.809            | 13.801            |
| 4              | 13.829              | 13.821          | 13.811            | 13.804            |

Pela Tabela A.16, onde a leitura de tensão é feita no ponto 6 (primário do transformador), variando-se a carga adicional para emular o furto de energia em cada um dos pontos de carga, constata-se que a tensão neste ponto encontra-se dentro dos limites adequados estipulados pela Tabela A.2. Ou seja, não existe grandes problemas com relação à queda de tensão em regime permanente para este ponto.

Para analisar a situação sob um outro ponto de vista, será primeiramente analisado como o furto de energia impacta no barramento da ponta do sistema (C1) e posteriormente no barramento de carga próximo ao transformador (C2).

Conforme Fig. A.3, a simulação de furto de energia ocorre primeiro em C1 em ( $t = 300\text{ms}$ ), posteriormente em C2 em ( $t = 600\text{ms}$ ), seguindo com C3 e C4 em ( $t = 900\text{ms}$ ) e ( $t = 1200\text{ms}$ ), respectivamente. Assim é possível de verificar que existe uma grande queda de tensão na

carga 1 (C1) quando o furto ocorre na mesma. Quando o furto ocorre nas outras cargas do sistema (C2, C3 e C4) existe uma pequena queda de tensão na carga 1 (C1), porém ainda se mantendo dentro dos limites de tensão adequada.

Ainda, quando o aumento de consumo proveniente do furto de energia ocorre de maneira abrupta e no mesmo instante, observa-se um afundamento de tensão na barra da carga 1, conforme ilustra a Fig. A.3. Esta constatação é muito difícil de ocorrer na realidade pois o aumento do consumo proveniente do furto ocorre de maneira gradativa e em diferentes instantes, porém é uma suposição que vale a pena mencionar.

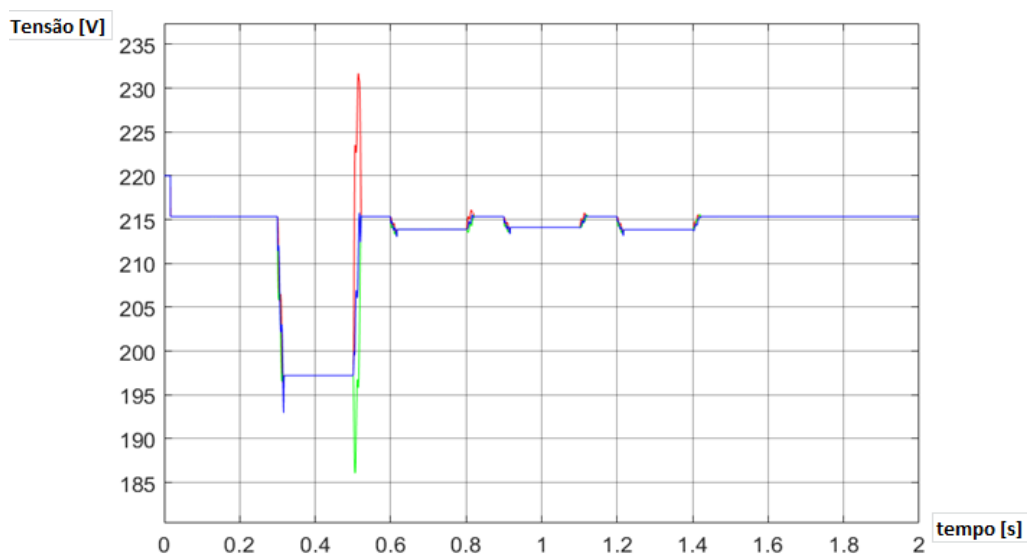


Figura A.3 – Tensão eficaz na carga 1 – Situação de Furto de Energia.

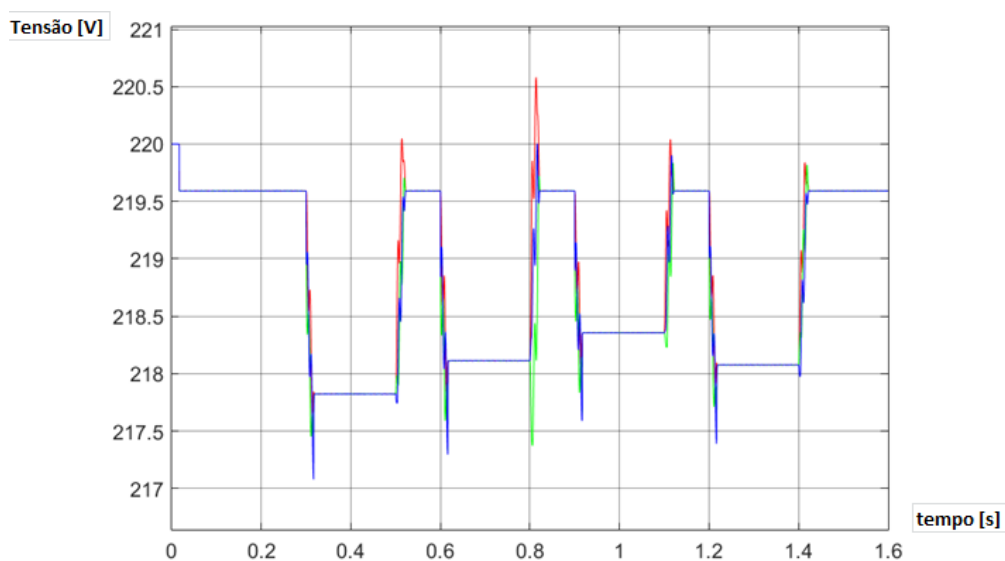


Figura A.4 – Tensão eficaz na carga 2 – Situação de Furto de Energia.

Conforme Fig. A.4, onde a leitura de tensão é feita na carga 2 (C2) verifica-se que os furtos de energia nas cargas do sistema (C1, C2, C3 e C4) nos tempos ( $t = 300\text{ms}$ ,  $600\text{ms}$ ,  $900\text{ms}$  e  $1200\text{ms}$ ) respectivamente, provocaram uma pequena queda de tensão, porém ainda se mantendo dentro dos níveis de tensão adequada.

### A.3.2. Impacto do Furto Monofásico de Energia em um Sistema Equilibrado

Para análise deste tópico, parte-se de um sistema equilibrado ou balanceado de energia. A Fig. A.5 representa o diagrama trifilar do subsistema elétrico simulado conforme Arango *et al.* (2017a). Ainda, para simular o efeito do furto monofásico de energia (Fase C), uma carga adicional ( $\Delta P$ ) é adicionada a esta fase quando a chave se fecha. Assim, é possível de simular o furto de energia monofásico em cada um dos pontos de carga do subsistema simulado e estudar o impacto na qualidade de energia do mesmo.

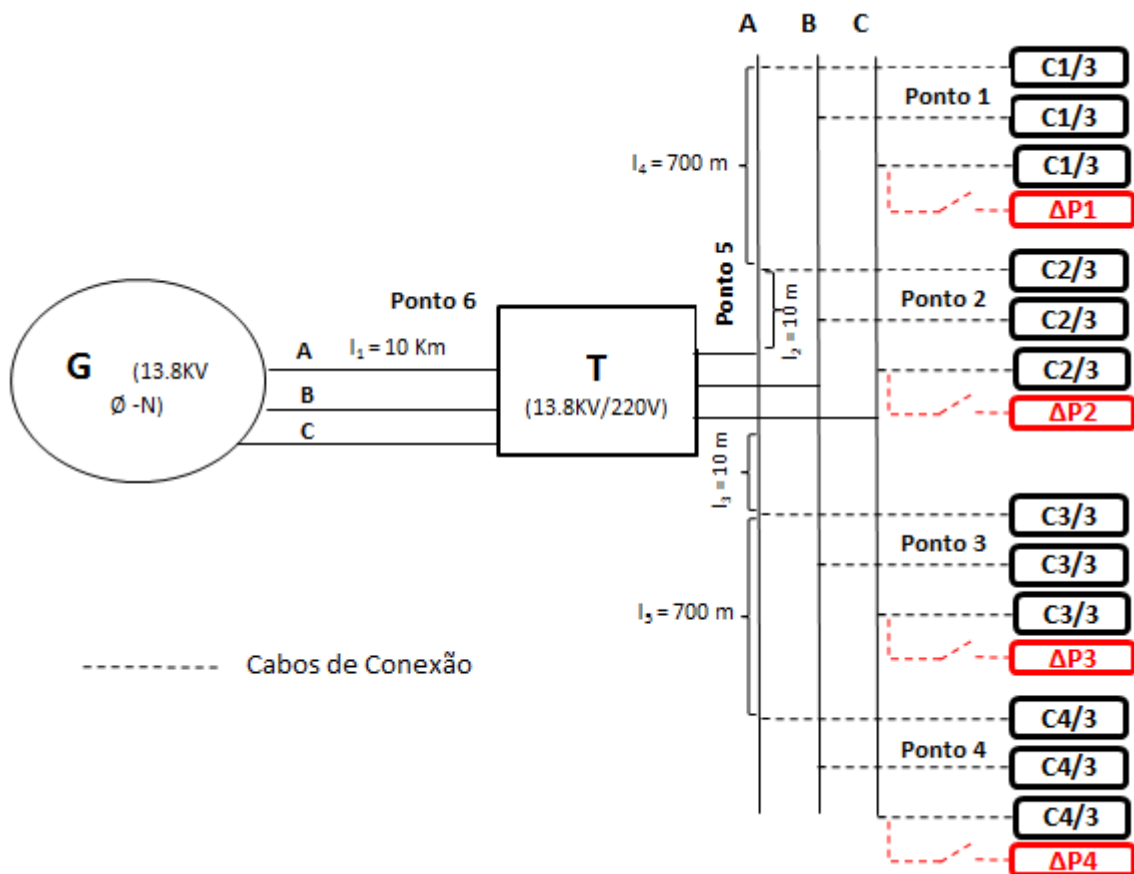


Figura A.5 – Diagrama Trifilar Geral do Subsistema Simulado.

Atavés da Tabela A.7 e utilizando-se da equação (A.7) é possível calcular a potência ou a carga por fase deste subsistema balanceado:

$$C_{\phi} = \frac{C1 + C2 + C3 + C4}{n_{\phi}} \quad (A.7)$$

sendo:

$C_{\phi}$  – Carga Equivalente por Fase.

$n_{\phi}$  – Número de Fases do Sistema Elétrico.

Os resultados são mostrados na Tabela A.17:

Tabela A.17 – Carga Equivalente por Fase.

| <b>Fase</b> | <b>Carga</b> | <b>Abreviação</b> | <b>Sn (kVA)</b> | <b>Vn (kV)</b> | <b>fn (Hz)</b> | <b>Fp</b> |
|-------------|--------------|-------------------|-----------------|----------------|----------------|-----------|
| <b>A</b>    | Carga em A   | CA                | 20              | 0,22           | 60             | 1         |
| <b>B</b>    | Carga em B   | CB                | 20              | 0,22           | 60             | 1         |
| <b>C</b>    | Carga em C   | CC                | 20              | 0,22           | 60             | 1         |

As leituras das tensões do sistema da Fig. A.5 serão executadas nos pontos 1 (representando a ponta do sistema), 2 (representando consumidores próximo ao transformador), 5 (representando o secundário do transformador) e 6 (representando o primário do transformador). Como o sistema apresenta um caráter simétrico, não serão feitas leituras nos pontos 4 e 3, que apresentariam resultados semelhantes aos pontos 1 e 2, respectivamente.

#### A.3.2.1. Consumo Normal sem Furto de Energia (Sistema Equilibrado)

Primeiramente, para verificar a condição de sistema equilibrado, foram realizadas medições de tensão em cada uma das fases dos pontos de leitura do subsistema e observadas na simulação, sem considerar o efeito do furto monofásico de energia. A Tabela A.18 apresenta estes resultados:

Tabela A.18 – Tensão Eficaz por Fase nos Pontos do Subsistema.

| Pontos | Tensão por Fase (V) | Tensão Nominal (V) | Tensão Estacionária (V) |
|--------|---------------------|--------------------|-------------------------|
| 1      | $V_A$               | 220                | 215,388                 |
|        | $V_B$               | 220                | 215,388                 |
|        | $V_C$               | 220                | 215,388                 |
| 2      | $V_A$               | 220                | 219,59                  |
|        | $V_B$               | 220                | 219,59                  |
|        | $V_C$               | 220                | 219,59                  |
| 5      | $V_A$               | 220                | 219,715                 |
|        | $V_B$               | 220                | 219,715                 |
|        | $V_C$               | 220                | 219,715                 |
| 6      | $V_A$               | 13.800             | 13.829                  |
|        | $V_B$               | 13.800             | 13.829                  |
|        | $V_C$               | 13.800             | 13.829                  |

Como era esperado, as tensões em regime permanente em cada uma das fases do subsistema encontram-se dentro dos limites estabelecidos pelas Tabelas A.1 e A.2, não apresentando desvios na qualidade de energia.

#### A.3.2.2. Consumo assumindo o Furto de Energia na Fase C

Primeiramente, será realizada uma análise microeconômica para mostrar de que maneira o furto de energia elétrica na fase C de um determinado subsistema, contribui para o aumento do consumo de energia na mesma fase.

Posteriormente, será executada uma análise de como este incremento de consumo ou carga em uma das fases, impacta na qualidade de um subsistema equilibrado.

Utilizando-se as Tabela A.9 e A.17, as equações (3.7)-(3.9) e os valores de furto de energia para cada cenário ( $\theta$ ), chega-se à Tabela A.19:

Tabela A.19 – Diferentes Cenários de Furto de Energia na Fase C.

| Cenário   | $\theta$ | $\Delta E\%$ | $P_0$ (kW) | $P_1$ (kW) | $\Delta P$ |
|-----------|----------|--------------|------------|------------|------------|
| Brando    | 17%      | 50,0%        | 20         | 30         | 10         |
| Moderado  | 33%      | 100,0%       | 20         | 40         | 20         |
| Agressivo | 50%      | 150,0%       | 20         | 50         | 30         |

Portanto para o exemplo em questão, quando o furto monofásico for brando, moderado ou agressivo o acréscimo de carga na fase C do sistema é de 10 [kW], 20 [kW] ou 30 [kW], respectivamente. Analisando a Fig A.6 a chave se fecharia adicionando carga ( $\Delta P$ ) à fase C do subsistema.

Para se verificar o impacto do furto de energia na fase C do subsistema elétrico, serão feitas leituras de tensão entre as fases e entre fase-neutro nos pontos 1, 2, 4 e 6, adicionando cargas extras ( $\Delta P$ ) nos pontos 1, 2, 3 e 4 para simular situações de furto de energia elétrica. As Tabelas A.20-A.27 ilustram estas medições:

Analisando a Tabela A.20, na qual a leitura de tensão é feita no ponto 1, o furto de energia teve um maior impacto em relação ao desequilíbrio de tensão quando ocorreu no ponto 1 de carga. É possível de se verificar que quando o furto supera o percentual de  $\theta = 44\%$ , o valor percentual do fator de desequilíbrio supera o limite máximo permitido de 3,0%, provocando multas para a concessionária de energia.

Tabela A.20 – Leitura de Tensão entre Fases no Ponto 1.

| Aplicação da Carga | Grandeza | $\theta = 17\%$ | $\theta = 33\%$ | $\theta = 50\%$ |
|--------------------|----------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                    |          | $\Delta P = 10$ | $\Delta P = 20$ | $\Delta P = 30$ |
| Ponto 1            | $V_{AB}$ | 372,975         | 372,975         | 372,972         |
|                    | $V_{BC}$ | 371,084         | 369,418         | 368,061         |
|                    | $V_{CA}$ | 361,76          | 354,484         | 349,408         |
|                    | FD%      | 1,873           | 3,080           | 3,920           |
| Ponto 2            | $V_{AB}$ | 372,975         | 372,975         | 372,972         |
|                    | $V_{BC}$ | 373,383         | 373,56          | 373,801         |
|                    | $V_{CA}$ | 371,419         | 369,878         | 368,362         |
|                    | FD%      | 0,321           | 0,613           | 0,908           |
| Ponto 3            | $V_{AB}$ | 372,975         | 372,975         | 372,972         |
|                    | $V_{BC}$ | 373,1           | 373,614         | 373,881         |
|                    | $V_{CA}$ | 371,598         | 370,237         | 368,895         |
|                    | FD%      | 0,258           | 0,556           | 0,823           |
| Ponto 4            | $V_{AB}$ | 372,975         | 372,975         | 372,972         |
|                    | $V_{BC}$ | 373,309         | 373,106         | 373,081         |
|                    | $V_{CA}$ | 371,849         | 371,1           | 370,562         |
|                    | FD%      | 0,237           | 0,348           | 0,441           |

Para os outros pontos de furto de energia (2, 3 e 4), correspondendo a um aumento de carga na fase C do sistema, o valor percentual do fator de desequilíbrio encontra-se dentro do limite permitido.

Ainda, através da Fig. A.6 é possível de se verificar para o caso crítico de furto e leitura na ponta do sistema ou ponto 1, como o fator de desequilíbrio varia com o nível de furto ou incremento de carga na fase C do sistema.

Claramente, nota-se que a variação do fator de desequilíbrio não é linear com o incremento de carga, tomando-se a função um caráter côncavo.

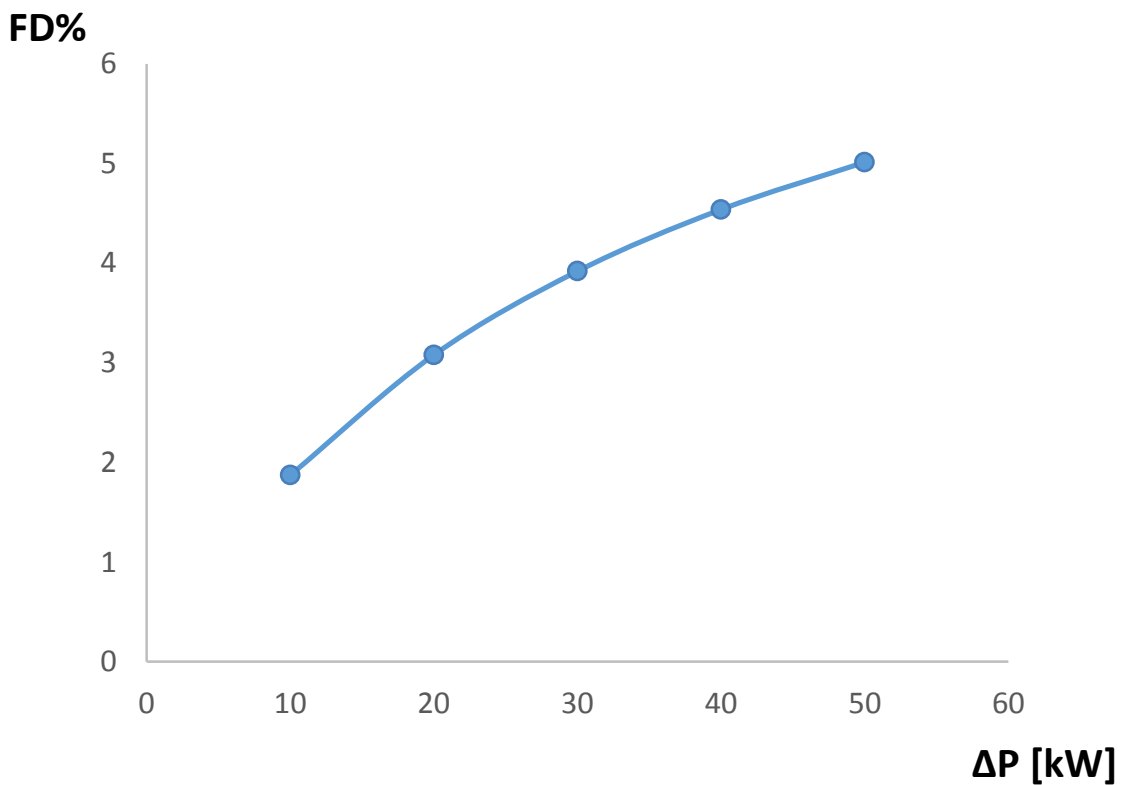


Figura A.6 – Fator de Desequilíbrio na Ponta do Sistema.

O problema se torna ainda mais crítico quando é analisada a tensão fase-neutro. É possível de se observar conforme Tabela A.21, casos de sub e sobretensão nas fases devido ao deslocamento do neutro ocorrido pela presença de carga desequilibrada.

Através da Tabela A.21, onde a medição é feita no ponto 1, é possível de se observar níveis críticos de tensão fase-neutro nas fases quando o furto ocorre no ponto de carga 1. À medida



que o furto aumenta os níveis de tensão fase-neutro em regime pioram. Quando o furto ocorre em outros pontos de carga do subsistema (2, 3 e 4), a tensão fase-neutro nas fases medidas no ponto 1 (ponta do sistema) se mantém na faixa de tensão adequada, não ultrapassando os limites estabelecidos pela norma ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016).

A Tabela A.22 mostra a leitura de tensão entre fases no ponto 2, considerando roubo de energia ou aumento de carga nos pontos 1, 2, 3 e 4 respectivamente. É possível de se constatar que não existem grandes problemas com relação ao desequilíbrio de tensão para este ponto de medição.

Tabela A.21 – Leitura de Tensão entre Fase-Neutro no Ponto 1.

| Aplicação da Carga | Grandeza | $\theta = 17\%$ | $\theta = 33\%$ | $\theta = 50\%$ |
|--------------------|----------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                    |          | $\Delta P = 10$ | $\Delta P = 20$ | $\Delta P = 30$ |
| Ponto 1            | $V_A$    | <b>237,584</b>  | <b>252,169</b>  | <b>262,354</b>  |
|                    | $V_B$    | <b>237,983</b>  | <b>256,069</b>  | <b>269,795</b>  |
|                    | $V_C$    | <b>168,029</b>  | <b>137,857</b>  | <b>117,006</b>  |
| Ponto 2            | $V_A$    | 215,62          | 215,884         | 216,126         |
|                    | $V_B$    | 215,899         | 216,46          | 217,022         |
|                    | $V_C$    | 213,776         | 212,239         | 210,717         |
| Ponto 3            | $V_A$    | 215,217         | 215,096         | 214,975         |
|                    | $V_B$    | 215,577         | 215,816         | 216,044         |
|                    | $V_C$    | 214,616         | 213,896         | 213,174         |
| Ponto 4            | $V_A$    | 215,1           | 214,945         | 214,836         |
|                    | $V_B$    | 215,558         | 215,691         | 215,78          |
|                    | $V_C$    | 214,776         | 214,367         | 214,063         |

Com relação ao problema de variação de tensão em regime permanente, ilustrado através da Tabela A.23, o furto de energia não causa grandes problemas na tensão fase-neutro nas fases do ponto 2 (Próximo ao Transformador) e a mesma é mantida dentro dos limites de tensão adequada conforme norma ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016).

Tabela A.22 – Leitura de Tensão entre Fases no Ponto 2.

| Aplicação da Carga | Grandeza | $\theta = 17\%$ | $\theta = 33\%$ | $\theta = 50\%$ |
|--------------------|----------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                    |          | $\Delta P = 10$ | $\Delta P = 20$ | $\Delta P = 30$ |
| Ponto 1            | $V_{AB}$ | 380,435         | 380,344         | 380,345         |
|                    | $V_{BC}$ | 380,437         | 380,417         | 380,36          |
|                    | $V_{CA}$ | 379,057         | 378,2           | 377,597         |
|                    | FD%      | 0,242           | 0,383           | 0,484           |
| Ponto 2            | $V_{AB}$ | 380,435         | 380,344         | 380,345         |
|                    | $V_{BC}$ | 380,663         | 380,944         | 381,186         |
|                    | $V_{CA}$ | 378,754         | 377,19          | 375,643         |
|                    | FD%      | 0,317           | 0,613           | 0,908           |
| Ponto 3            | $V_{AB}$ | 380,344         | 380,344         | 380,345         |
|                    | $V_{BC}$ | 380,686         | 380,996         | 381,269         |
|                    | $V_{CA}$ | 378,942         | 377,552         | 376,181         |
|                    | FD%      | 0,281           | 0,556           | 0,824           |
| Ponto 4            | $V_{AB}$ | 380,342         | 380,344         | 380,345         |
|                    | $V_{BC}$ | 380,473         | 380,483         | 380,454         |
|                    | $V_{CA}$ | 379,2           | 378,434         | 377,884         |
|                    | FD%      | 0,213           | 0,348           | 0,442           |

Tabela A.23 – Leitura de Tensão entre Fase-Neutro no Ponto 2.

| Aplicação da Carga | Grandeza | $\theta = 17\%$ | $\theta = 33\%$ | $\theta = 50\%$ |
|--------------------|----------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                    |          | $\Delta P = 10$ | $\Delta P = 20$ | $\Delta P = 30$ |
| Ponto 1            | $V_A$    | 219,752         | 219,816         | 219,845         |
|                    | $V_B$    | 220,069         | 220,395         | 220,63          |
|                    | $V_C$    | 218,271         | 217,374         | 216,732         |
| Ponto 2            | $V_A$    | 220,472         | 221,315         | 222,118         |
|                    | $V_B$    | 220,166         | 220,757         | 221,366         |
|                    | $V_C$    | 217,418         | 215,278         | 213,174         |
| Ponto 3            | $V_A$    | 219,749         | 219,894         | 220,034         |
|                    | $V_B$    | 219,718         | 219,848         | 219,98          |
|                    | $V_C$    | 218,7           | 217,812         | 216,925         |
| Ponto 4            | $V_A$    | 219,482         | 219,406         | 219,351         |
|                    | $V_B$    | 219,777         | 219,896         | 219,973         |
|                    | $V_C$    | 218,929         | 218,449         | 218,096         |

A Tabela A.24 mostra a leitura de tensão entre fases no ponto 5, considerando roubo de energia ou aumento de carga nos pontos 1, 2, 3 e 4, respectivamente. É possível de se

constatar que não existem grandes problemas com relação ao desequilíbrio de tensão para este ponto de medição.

Tabela A.24 – Leitura de Tensão entre Fases no Ponto 5.

| Aplicação da Carga | Grandeza | $\theta = 17\%$ | $\theta = 33\%$ | $\theta = 50\%$ |
|--------------------|----------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                    |          | $\Delta P = 10$ | $\Delta P = 20$ | $\Delta P = 30$ |
| Ponto 1            | $V_{AB}$ | 380,555         | 380,555         | 380,555         |
|                    | $V_{BC}$ | 380,686         | 380,692         | 380,663         |
|                    | $V_{CA}$ | 379,412         | 378,652         | 378,109         |
|                    | FD%      | 0,212719491     | 0,346240385     | 0,438687678     |
| Ponto 2            | $V_{AB}$ | 380,555         | 380,555         | 380,555         |
|                    | $V_{BC}$ | 380,9           | 381,207         | 381,484         |
|                    | $V_{CA}$ | 379,151         | 377,765         | 376,391         |
|                    | FD%      | 0,236378417     | 0,555145591     | 0,823877501     |
| Ponto 3            | $V_{AB}$ | 380,555         | 380,555         | 380,555         |
|                    | $V_{BC}$ | 380,9           | 381,212         | 381,484         |
|                    | $V_{CA}$ | 379,151         | 377,763         | 376,392         |
|                    | FD%      | 0,281186301     | 0,55605628      | 0,82370439      |
| Ponto 4            | $V_{AB}$ | 380,555         | 380,555         | 380,555         |
|                    | $V_{BC}$ | 380,686         | 380,696         | 380,663         |
|                    | $V_{CA}$ | 379,412         | 378,645         | 378,095         |
|                    | FD%      | 0,212719491     | 0,347851938     | 0,740209653     |

Tabela A.25 – Leitura de Tensão entre Fase-Neutro no Ponto 5.

| Aplicação da Carga | Grandeza | $\theta = 17\%$ | $\theta = 33\%$ | $\theta = 50\%$ |
|--------------------|----------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                    |          | $\Delta P = 10$ | $\Delta P = 20$ | $\Delta P = 30$ |
| Ponto 1            | $V_A$    | 219,612         | 219,539         | 219,483         |
|                    | $V_B$    | 219,9           | 220,016         | 220,093         |
|                    | $V_C$    | 219,047         | 218,567         | 218,214         |
| Ponto 2            | $V_A$    | 219,882         | 220,038         | 220,188         |
|                    | $V_B$    | 219,887         | 219,961         | 220,087         |
|                    | $V_C$    | 218,816         | 217,924         | 217,031         |
| Ponto 3            | $V_A$    | 219,882         | 220,038         | 220,188         |
|                    | $V_B$    | 219,837         | 219,961         | 220,087         |
|                    | $V_C$    | 218,816         | 217,924         | 217,031         |
| Ponto 4            | $V_A$    | 219,612         | 219,537         | 219,483         |
|                    | $V_B$    | 219,9           | 220,016         | 220,093         |
|                    | $V_C$    | 219,047         | 218,567         | 218,209         |

Com relação ao problema de variação de tensão em regime permanente, ilustrado através da Tabela A.25, o furto de energia não causa grandes problemas na tensão fase-neutro nas fases do ponto 5 (Secundário do Transformador) e a mesma é mantida dentro dos limites de tensão adequada conforme norma ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016).

A Tabela A.26 mostra a leitura de tensão entre fases no ponto 6, considerando roubo de energia ou aumento de carga nos pontos 1, 2, 3 e 4 respectivamente. É possível de se constatar que não existem grandes problemas com relação ao desequilíbrio de tensão para este ponto de medição.

Tabela A.26 – Leitura de Tensão entre Fases no Ponto 6.

| Aplicação da Carga | Grandeza | $\theta = 17\%$ | $\theta = 33\%$ | $\theta = 50\%$ |
|--------------------|----------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                    |          | $\Delta P = 10$ | $\Delta P = 20$ | $\Delta P = 30$ |
| Ponto 1            | $V_{AB}$ | 23.953          | 23.953          | 23.953          |
|                    | $V_{BC}$ | 23.944          | 23.931          | 23.934          |
|                    | $V_{CA}$ | 23.944          | 23.938          | 23.934          |
|                    | FD%      | 0,025           | 0,054           | 0,053           |
| Ponto 2            | $V_{AB}$ | 23.953          | 23.953          | 23.953          |
|                    | $V_{BC}$ | 23.942          | 23.931          | 23.920          |
|                    | $V_{CA}$ | 23.940          | 23.927          | 23.915          |
|                    | FD%      | 0,034           | 0,068           | 0,100           |
| Ponto 3            | $V_{AB}$ | 23.953          | 23.953          | 23.953          |
|                    | $V_{BC}$ | 23.942          | 23.931          | 23.920          |
|                    | $V_{CA}$ | 23.940          | 23.927          | 23.915          |
|                    | FD%      | 0,034           | 0,068           | 0,100           |
| Ponto 4            | $V_{AB}$ | 23.953          | 23.953          | 23.953          |
|                    | $V_{BC}$ | 23.944          | 23.938          | 23.934          |
|                    | $V_{CA}$ | 23.944          | 23.938          | 23.934          |
|                    | FD%      | 0,025           | 0,042           | 0,053           |

Com relação ao problema de variação de tensão em regime permanente, ilustrado através da Tabela A.27, o furto de energia não causa grandes problemas na tensão fase-neutro nas fases do ponto 6 (Primário do Transformador) e a mesma é mantida dentro dos limites de tensão adequada conforme norma ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016).

Tabela A.27 – Leitura de Tensão entre Fase-Neutro no Ponto 6.

| Aplicação da Carga | Grandeza | $\theta = 17\%$ | $\theta = 33\%$ | $\theta = 50\%$ |
|--------------------|----------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                    |          | $\Delta P = 10$ | $\Delta P = 20$ | $\Delta P = 30$ |
| Ponto 1            | $V_A$    | 13.833          | 13.834          | 13.835          |
|                    | $V_B$    | 13.834          | 13.837          | 13.839          |
|                    | $V_C$    | 13.811          | 13.800          | 13.792          |
| Ponto 2            | $V_A$    | 13.840          | 13.851          | 13.860          |
|                    | $V_B$    | 13.837          | 13.844          | 13.852          |
|                    | $V_C$    | 13.797          | 13.765          | 13.734          |
| Ponto 3            | $V_A$    | 13.840          | 13.851          | 13.860          |
|                    | $V_B$    | 13.837          | 13.844          | 13.852          |
|                    | $V_C$    | 13.797          | 13.765          | 13.734          |
| Ponto 4            | $V_A$    | 13.833          | 13.834          | 13.835          |
|                    | $V_B$    | 13.834          | 13.837          | 13.839          |
|                    | $V_C$    | 13.811          | 13.800          | 13.792          |

#### A.4. Considerações Finais

Conforme Arango *et al.* (2016), o modelo econômico do furto de energia representa satisfatoriamente um conjunto de consumidores de uma região ou subsistema à medida que o aumento do consumo se relaciona diretamente com os níveis de furto de energia elétrica.

Para os três cenários simulados de furto de energia é possível de se verificar que à medida que o nível de furto aumenta, tanto para o caso de furto monofásico quanto para o caso trifásico, maiores são os problemas na qualidade do sistema relacionados com desequilíbrio de tensão e tensão em regime permanente, respectivamente.

Os casos mais críticos de variação de tensão em regime e desequilíbrio de tensão ocorreram quando o furto de energia monofásico e trifásico ocorreu nas pontas do sistema (distante do Transformador) para os consumidores ligados na ponta do sistema. Nestes casos, os valores de tensão em regime e fator de desequilíbrio de tensão ultrapassaram os limites estabelecidos pela norma ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016). Para o caso do furto de energia próximo ao transformador não se verificou grandes problemas relacionados com variação de tensão estacionária e desequilíbrio de tensão. Assim, constata-se que a impedância da linha tem uma relação direta com estes problemas. Portanto, as condições de projeto, operação e manutenção da rede elétrica de distribuição de energia elétrica idealmente suportam acréscimos de carga

para o horizonte de planejamento e investimentos considerados na expansão. Todavia, em condições de redes já deterioradas, o impacto das perdas comerciais é muito maior e deteriora ainda mais a qualidade da energia aos consumidores faturados.

O fator de desequilíbrio de tensão se comportou de forma não linear com o nível de furto ou incremento de carga, apresentando um comportamento côncavo. Ou seja, incrementos de carga desequilibrada a partir de uma condição equilibrada tem mais efeito que o mesmo incremento feito a partir de uma condição já desequilibrada.

Ainda, problemas econômicos e financeiros decorrentes das violações nos limites de qualidade estabelecidos por norma através do pagamento de multas ou compensações ao consumidores, podem levar a concessionária numa redução de sua eficiência operacional, fato que é bastante condenado pela agência reguladora brasileira (ANEEL).

A mesma teoria é válida quando não se tem perdas comerciais, porém ocorre um acréscimo grande de carga no sistema trifásico balanceado ou em uma das fases do mesmo.

No anexo, conclui-se que o impacto das perdas comerciais sobre a qualidade de energia elétrica, para os problemas de qualidade estudados, depende do montante de energia furtada, do local de ocorrência do furto de energia e o acúmulo de furto em uma das fases do sistema. Como foi visto, o furto de energia nas pontas do sistema se caracteriza por problemas graves de qualidade relacionados à variação de tensão em regime e desequilíbrio de tensão, o que não ocorre nas regiões de consumo próximo ao transformador. A impedância na linha é o motivo que explica tal fenômeno. Obviamente, o montante de furto, também é um fator que agrava os problemas de qualidade, sendo estes últimos maiores à medida que o montante aumenta. A concentração de furto em uma das fases de um sistema anteriormente equilibrado gera desequilíbrio de tensão, sendo maior, na medida que o montante de furto aumenta e na medida que o furto se aproxima das pontas do subsistema afetado. Para alguns locais de furto, como os pontos 1 e 4 (Ponta do Sistema), quando o montante de furto ultrapassa um determinado valor ocorrem problemas de desequilíbrio de tensão e tensão em regime permanente, ultrapassando valores de norma ANEEL – Prodist – Módulo 8 (2016) para o fator de desequilíbrio e levando a tensão a níveis críticos neste pontos afetados.