**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

PAULO SÉRGIO MILANO BERNAL

**MODELO PARA AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA E
OTIMIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS NA PROTEÇÃO DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONTRA DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS**

**SÃO PAULO
2018**

PAULO SÉRGIO MILANO BERNAL

**MODELO PARA AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA E OTIMIZAÇÃO DE
INVESTIMENTOS NA PROTEÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

**Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo para a obtenção de
título de Doutor em Ciências.**

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Piantini

Versão Corrigida

SÃO PAULO

2018

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Bernal, Paulo Sergio Milano.

Modelo para avaliação técnico-econômica e otimização de investimentos na proteção de redes de distribuição de energia elétrica contra descargas atmosféricas/Paulo Sergio Milano Bernal; orientador, Alexandre Piantini – São Paulo, 2018.

121 páginas

Tese (Doutorado em Ciência) - Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

1. Proteção de rede de distribuição. 2. Análise de custos e benefícios. 3. Análise de sensibilidade. 4. Viabilidade econômica. 5. Otimização de investimentos em sistemas de proteção

Nome: BERNAL, Paulo Sergio Milano

Título: Modelo para avaliação técnico-econômica e otimização de investimentos na proteção de redes de distribuição de energia elétrica contra descargas atmosféricas

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção de título de Doutor em Ciências.

Aprovada em: ____/____/____

Banca Examinadora

Prof (a). Dr (a).

Instituição:

Prof (a). Dr (a).

Instituição:

Prof (a). Dr (a).

Instituição:

Prof (a). Dr (a).

Instituição:

Prof (a). Dr (a).

Instituição:

AGRADECIMENTOS

Meus sinceros agradecimentos ao Professor Doutor Alexandre Piantini pela orientação excepcionalmente competente, pela paciência, dedicação e grande conhecimento. Diversas horas de trabalho na criação desta Tese acabaram se transformando em momentos de grande aprendizado e crescimento pessoal para mim.

Agradeço em especial à Professora Doutora Virgínia Parente e ao Doutor Acácio Silva Neto, que participaram da minha banca de qualificação e me proporcionaram importantes sugestões e orientações, que muito contribuíram na construção desta Tese.

Não posso deixar de mencionar o suporte recebido do Serviço de Pós-graduação, em especial da Juliana Oliveira da Silva e da Júlia Carolina B. Borba Ferrarese. Muito obrigado!

Agradeço aos professores do Programa de Pós-graduação em Energia do IEE, que sempre foram muito atenciosos e dedicados aos alunos e que nos proporcionaram grande aprendizado e muitos bons conselhos.

Por fim, agradeço a minha esposa, Elaine, grande companheira e amiga inseparável de todos os momentos e aos meus filhos, Juliana e Henrique, que sempre foram excepcionais. Todos entenderam minhas dificuldades e suportaram pacientemente minha indisponibilidade e falta de dedicação à família. Minha sincera gratidão e manifestação de grande amor a todos vocês!

RESUMO

BERNAL, Paulo Sergio Milano. **Modelo para avaliação técnico-econômica e otimização de investimentos na proteção de redes de distribuição de energia elétrica contra descargas atmosféricas**. 2018. 121 p. Tese (Doutorado em Ciência) - Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

As descargas atmosféricas causam prejuízos às concessionárias de energia elétrica, aos consumidores e à sociedade como um todo. Diferentes métodos podem ser utilizados para melhorar a confiabilidade do sistema elétrico e a qualidade da energia fornecida aos consumidores. Entretanto, as sobretensões atmosféricas variam em função de diversos parâmetros, de modo que a eficácia de determinada alternativa de proteção depende não apenas da configuração da rede, mas também das características da região, especialmente da densidade de descargas atmosféricas e da resistividade do solo. Consequentemente a relação custo-benefício correspondente a cada alternativa também depende das características de cada região. É importante, portanto, dispor de um modelo para realizar essas avaliações levando em conta todos os fatores envolvidos no processo, de forma a auxiliar as empresas de energia na tomada de decisões sobre investimentos em proteção contra descargas atmosféricas. Entretanto, modelos de análise de viabilidade que permitam a obtenção de conclusões econômicas amplas para dar suporte à tomada de decisões não são normalmente utilizados em função da complexidade dos fenômenos associados às descargas atmosféricas e à dificuldade na construção de modelagens econômicas neste contexto. Para preencher esta lacuna, este trabalho propõe um modelo para análise do custo e benefício da implantação de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas em redes de distribuição considerando os investimentos, a redução da indisponibilidade e os custos evitados para a distribuidora e a sociedade. A análise financeira é feita com base na taxa interna de retorno dos investimentos e na razão entre custos e benefícios, o que facilita a análise de sensibilidade e permite determinar as condições nas quais a alternativa será viável. O modelo considera a indisponibilidade de energia e a inconfiabilidade do sistema a partir dos indicadores de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e da frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), respectivamente. Os custos evitados devido à redução da indisponibilidade são tratados como benefícios. É utilizado para analisar as condições nas quais a aplicação de um determinado método de proteção em uma determinada rede é técnica e economicamente viável. Faz-se também uma análise de sensibilidade, sendo discutidas as influências de vários parâmetros nas relações custo-benefício correspondentes às regiões estudadas. O que na

realidade não limita o modelo à análise de investimentos para melhoria do desempenho de redes de distribuição frente a descargas atmosféricas, mostrou-se prático e de grande utilidade na tomada de decisões quanto à realização de determinado investimento considerando as características da região e a efetividade do método de proteção analisado.

Palavras-chave: Proteção de redes de distribuição; análise de custos e benefícios; análise de sensibilidade; viabilidade econômica; otimização de investimentos em sistemas de proteção.

ABSTRACT

BERNAL, Paulo Sergio Milano. A model for technical-economic evaluation and optimization of investments in lightning protection of power distribution networks. 2018. 121 p. Ph.D. Dissertation (Doctor of Science) – Graduate Program in Energy, University of Sao Paulo, São Paulo, 2018.

Lightning causes damages and losses to power companies, consumers, and the society as a whole. Different methods can be used to improve the power quality and the reliability of the electrical system. However, lightning overvoltages depend upon several parameters, so that the effectiveness of a certain protection alternative depends not only on the network configuration but also on the characteristics of the region, especially the ground flash density and the soil resistivity. Consequently, the cost-benefit ratio corresponding to each alternative depends also on the characteristics of each region. It is important, therefore, that the model for conducting these assessments be capable of taking into account all the factors involved in the process so that it can assist power companies in making decisions on investments in lightning protection. However, models of feasibility analysis that enable to obtain broad economic conclusions to support decision-making are not normally used due to the complexity of the phenomena associated with lightning overvoltages and the difficulty in constructing economic models in this context. For this reason this work proposes a model for the analysis of the cost and benefit of the implantation of lightning protection systems in distribution networks considering the investments, the reduction of the unavailability, and the costs avoided for the distribution power company and the society. The financial analysis is based on the internal rate of return on investments and the cost-benefit ratio, which facilitates the sensitivity analysis and allows for the determination of the conditions under which the alternative will be feasible. The model considers the energy unavailability and the unreliability of the system from the indicators of equivalent duration of interruption per consumer unit (DEC) and the equivalent frequency of interruption per consumer unit (FEC), respectively. The costs avoided due to the reduction of unavailability are treated as benefits. The model is used to analyze the conditions under which the application of a given protection method in a given network is technically and economically feasible. A sensitivity analysis is also done and the influences of several parameters on the cost-benefit ratios corresponding to the regions studied are discussed. However the model, which actually is not limited to the analysis of investments to improve the lightning performance of power distribution networks, has proved to be practical and very useful in the decision-making

regarding the realization of a given investment taking into account the characteristics of the region and the effectiveness of the protection method analyzed.

Keywords: Economic feasibility of lightning protection systems; costs and benefits analysis; sensitivity analysis; optimization of investments in protection systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama esquemático dos relês	21
Figura 2 - Falhas transientes e religadores automáticos	22
Figura 3 - Parâmetros usados na simulação da tensão induzida por descargas indiretas	27
Figura 4 - Confiabilidade dos componentes em função do tempo “curva da banheira”	44
Figura 5 - Ponto ótimo de investimento em proteção	47
Figura 6 - Fluxo resumido do modelo proposto	63

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Causas de grandes interrupções de energia nos EUA, no período entre 2005 a 2014	17
Gráfico 2: Medidas e cálculos da tensão induzida entre fase e solo, em ponto próximo a descarga indireta	24
Gráfico 3: Exemplo de sobretensão típica devido à descarga direta em linhas de média tensão	25
Gráfico 4: Tensões induzidas (fase-terra) por descargas atmosféricas indiretas em função da altura do cabo guarda	25
Gráfico 5: Tensões induzidas (fase-terra) por descargas atmosféricas indiretas em função da resistência de terra do cabo guarda	26
Gráfico 6: Tensões induzidas (fase-terra) por descargas atmosféricas indiretas em função posição da descarga em relação aos para-raios.	26
Gráfico 7: Tensão induzida por descarga indireta próxima às linhas	28
Gráfico 8: Fator de blindagem das linhas aterradas em função da resistência do solo	28
Gráfico 9: Resultado das simulações das tensões induzidas em função da distância entre pontos de aterramento	29
Gráfico 10: Multas pagas por todas as distribuidoras pelo descumprimento de indicadores individuais de disponibilidade	42
Gráfico 11: Exemplo ilustrativo de como é localizado o ponto ótimo com relação C/B	74
Gráfico 12: Exemplo ilustrativo de como é localizado ponto ótimo com relação a TIR	75

Gráfico 13: Taxas TIR correspondentes aos 4 sistemas de proteção considerados (Santo Ângelo 2, 2014, 75 % consumidores afetados)	82
Gráfico 14: Resultados (tipo de perda) relativos aos 12 conjuntos considerando que 35% dos consumidores são afetados por interrupção (em R\$)	90
Gráfico 15: Valores dos investimentos em sistemas de proteção dos 12 conjuntos (R\$)	94
Gráfico 16: Valores das perdas totais entre todos os 12 conjuntos estudados (R\$)	94
Gráfico 17: Valores calculados da perda de receita de 12 conjuntos estudados (R\$)	95
Gráfico 18: Valores de indenizações de PID para os 12 conjuntos estudados (R\$)	95
Gráfico 19: Valores de manutenção pela troca de transformadores danificados devido a descargas atmosféricas nos 12 conjuntos estudados (R\$)	96
Gráfico 20: Valores das perdas de PIB para os 12 conjuntos estudados (R\$)	96
Gráfico 21: Valores calculados das perdas unitárias por km por hora interrompida dos 12 conjuntos estudados (R\$)	97
Gráfico 22: Valores relativos ao máximo por parâmetro para cada conjunto	99
Gráfico 23: Valores relativos ao máximo por conjunto	101

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Penalidades para os casos de ultrapassagem dos indicadores individuais ou coletivos do nível de tensão	31
Equação 2 - Tempo Médio de Preparação	33
Equação 3 - Tempo Médio de Deslocamento	34
Equação 4 - Tempo Médio de Execução	34
Equação 5 - Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia	34
Equação 6 - Tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais	35
Equação 7 - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	39
Equação 8 - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor	39
Equação 9 - Duração de Interrupção por Consumidor	41
Equação 10 - Frequência de Interrupção por Consumidor	41
Equação 11 - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão	41
Equação 12 - Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão	41
Equação 13 - Desempenho Global de Continuidade	48

Equação 14 - Confiabilidade média do sistema	48
Equação 15 - Cálculo do Valor Presente Líquido - VPL	54
Equação 16 - WACC-custo médio ponderado de capital	54
Equação 17 - Taxa Interna de Retorno	55
Equação 18 - Análise de Custos e benefícios	58
Equação 19 - Relação entre custos e benefícios	58
Equação 20 - Coeficiente de interrupção	64
Equação 21 - Valor proporcional por hora/ano	64
Equação 22 - Desmembramento do DEC	65
Equação 23 - Fator reputação	66
Equação 24 - Valor da perda para a distribuidora	67
Equação 25 - Perda de receita em função da energia não fornecida	67
Equação 26 - Multas pagas pela distribuidora para transgressões dos limites individuais de indisponibilidade	67
Equação 27 - Ressarcimento das solicitações de indenizações por danos a equipamentos	68
Equação 28 - Perdas devido a danos em transformadores decorrentes de descargas atmosféricas	68
Equação 29 - Valor dos custos ou perdas sociais	69
Equação 30 - Perdas serviços de acesso à internet e à TV a cabo	69
Equação 31 - Perdas parte do produto interno bruto da região	69
Equação 32 - Valor anual do serviço de TV a cabo	70
Equação 33 - Valor anual do serviço microcomputadores acessando a internet	70
Equação 34 - Indisponibilidade devida às interrupções por descargas atmosféricas	70
Equação 35 - Ppid ajustado para as interrupções causadas pelas descargas atmosféricas	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Causas registradas de interrupções CELESC – Brasil, no período de 2000 a 2003	17
Tabela 2 - Causa de interrupções de longa duração de eventos extremos “blecautes” nos EUA	18
Tabela 3 - Causas de interrupções de longa duração nos EUA de 2011 a 2014	18
Tabela 4 - Causas da interrupção em redes de distribuição na Noruega, no período de 2007 a 2011	19
Tabela 5 - Contagem de respondentes que informam uso de sistemas de registro e verificação de interrupções de um total de 180 distribuidoras nos EUA no ano de 2013	38
Tabela 6 - Contagem de respondentes que informam uso de sistemas de registro de interrupções de curta duração de um total de 180 distribuidoras nos EUA no ano de 2013	38
Tabela 7 - Ranking de pagamento de multas das distribuidoras 2015	43
Tabela 8 - Posição do ranking índice DGC entre as distribuidoras com elevada densidade de descargas atmosféricas	48
Tabela 9 - Valores do custo da interrupção por consumidor/kwh obtidos por diversos autores	52
Tabela 10 - Comparação entre investimentos públicos e privados	57
Tabela 11 - Causas de interrupções e respectivas medidas de proteção	60
Tabela 12 - Perdas sociais não são ressarcidas pelas distribuidoras	69
Tabela 13 - Eficácias dos 4 sistemas de proteção considerados neste trabalho	71
Tabela 14 - Dados de entrada do modelo	72
Tabela 15 - Caracterização dos conjuntos da CPFL-RGE	76
Tabela 16 - Densidade média de descargas atmosféricas (número médio de descargas por km ² /ano) e respectivo desvio padrão	77
Tabela 17 – Preços unitário estimado dos dispositivos de proteção	78

Tabela 18 - Eficácia dos sistemas de proteção analisados	79
Tabela 19 - Resultados do cálculo TIR na região CPFL-RGE	80
Tabela 20 - Caracterização de 10 conjuntos de 8 distribuidoras – Parte 1	84
Tabela 21 - Caracterização de 10 conjuntos de 8 distribuidoras – Parte 2	85
Tabela 22 - Resultados do cálculo da TIR de 10 conjuntos de 8 distribuidoras	86
Tabela 23 - Valores da relação C/B entre custos (investimento) e benefícios (perdas evitadas) dos conjuntos, que define a viabilidade ótima do investimento em cada conjunto	93
Tabela 24 - Valores relativos ao máximo por parâmetro para cada conjunto	98
Tabela 25 - Valores médios e desvio padrão dos principais parâmetros dos conjuntos	105
Tabela 26 - Valores médios e desvio padrão das perdas dos conjuntos	105
Tabela 27 - Variação entre os principais parâmetros dos conjuntos e os parâmetros médios	106
Tabela 28 - Variação entre os valores das perdas dos conjuntos e os valores médios	107
Tabela 29 - Valores da TIR considerando apenas as perdas das distribuidoras do conjunto de referência (ou seja, sem considerar as perdas sociais) para diferentes tempos de vida útil dos sistemas de proteção	107
Tabela 30 - Valores da TIR considerando as perdas das distribuidoras e as perdas sociais do conjunto de referência para diferentes tempos de vida útil dos sistemas de proteção	108

LISTA DE SIGLAS

ACB	Análise de Custos e Benefícios
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste
CFO	Critical Flashover Voltage
CMS	Indicador da confiabilidade média do sistema
COPEL-DIS	Companhia Paranaense de Energia
CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz-Paulista
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DECApurado	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor apurado anual)
DECLimite	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor limite anual)
DGC	Desempenho Global de Continuidade
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
EEB	Empresa de Eletricidade Bragantina
ELEKTRO	Elektro - Distribuidora de Energia
EMS	Energy Management Systems
ENEL-RJ	Enel Distribuição Rio
ERM	Modelo Rusck Estendido
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FECapurado	(Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor apurado anual)
FDECLimite	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor limite anual).
FIC	Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
IED	Protection-based IED (protection relays)

IMD	Insulation Monitoring Devices
IMS	Indisponibilidade média do sistema
LIGHT	Rede De Transmissão de Energia Light
MAIFI	Indicador de frequência de interrupção média momentânea
NG	Densidade de descargas atmosféricas para a terra
NIE	Número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica.
Norma NBR	Normas Brasileiras da Associação Brasileira Normas Técnicas - ABNT
OMS	Outage Management System
PIB	Produto Interno Bruto
PID	Pedidos de Indenização por Danos
PMU	Phasor Measurement Units
PNIE	Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RGE	Rio Grandense de Energia
RSI	Retorno sobre o investimento
SAID	Indicador de duração média de interrupção do sistema
SAIFI	Indicador de frequência média de interrupção do sistema
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEP	Superior Energy Performance Certification
C/B	Taxa que relaciona custos com benefícios
TER	Taxa Interna de Retorno Econômica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMAE	Tempo Médio de Atendimento a Ocorrências Emergenciais
TMD	Tempo Médio de Deslocamento
TME	Tempo Médio de Execução
TMP	Tempo Médio de Preparação
VEPL	Valor Presente Líquido Econômico
VPL	Valor Presente Líquido
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração
WACC	Weighted Average Capital Cost (Custo Médio Ponderado do Capital)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivo	9
1.2. Estrutura da Tese.....	10
2. REVISÃO DA LITERATURA	11
2.1. Redes de distribuição	11
2.2. Distúrbios e interrupções em redes aéreas de distribuição.....	14
2.3. Consequências das descargas atmosféricas em redes de distribuição	19
2.4. Proteção das linhas de distribuição aéreas de média tensão	21
2.5. Proteção das linhas de distribuição aéreas de média tensão contra descargas atmosféricas	23
2.6. Indicador de satisfação dos consumidores com as distribuidoras	29
2.7. Qualidade do produto energia fornecida.....	30
2.8. Qualidade do Serviço.....	32
2.9. Pedidos de Indenização por Danos – PID	49
2.10. Perdas Sociais	51
2.11. Viabilidade econômica e financeira	53
3. MODELO PARA AVALIAÇÃO TÉCNICO E ECONÔMICA	60
3.1. Descrição detalhada do modelo de análise de viabilidade	63
3.2. Análise da viabilidade econômica	72
4. APLICAÇÃO DO MODELO	75
5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	109
REFERÊNCIAS	111

1. INTRODUÇÃO

As redes de energia elétrica têm como objetivo transportar e distribuir a eletricidade produzida pelos diversos centros geradores até os consumidores, obedecendo padrões de conformidade eletromagnética que caracterizam a qualidade do produto energia que deve ser fornecido. A qualidade do serviço no fornecimento de eletricidade é caracterizada pelo tempo de disponibilidade da energia para os consumidores, pela constância do fornecimento, que caracteriza a continuidade, e pela qualidade do atendimento aos consumidores. No Brasil, foram criados índices que permitem medir e avaliar, de modo objetivo, o cumprimento dos padrões de qualidade do produto, do serviço e do atendimento. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em seu documento "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional" – PRODIST, Módulo 8 (2018), estabelece dois tipos de indicadores de desempenho para a verificação da disponibilidade e continuidade do serviço prestado pelas distribuidoras. Os indicadores coletivos e individuais.

Os indicadores coletivos são: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Ambos se referem a cada conjunto elétrico considerado. Os indicadores individuais são: Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC), Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) e Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora (DICRI). Os indicadores DEC e FEC servem para verificar o desempenho coletivo do serviço prestado pelas distribuidoras em cada conjunto elétrico. Os indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, são usados para verificar a qualidade do serviço prestado individualmente para os consumidores.

O não cumprimento dos limites estabelecidos para o valor destes índices implica na obrigação da empresa distribuidora infratora em pagar multas pecuniárias em favor dos consumidores afetados, aplicadas pelos órgãos públicos fiscalizadores. Conforme descrito na Nota Técnica ANEEL 022 (2011) e nos procedimentos do PRODIST - Módulo 8 (ANEEL, 2018), estas multas corresponderão ao valor do percentual de violação dos índices, que será calculado pela razão entre os índices apurados e aqueles admitidos como limites nos regulamentos específicos, aplicado como abatimento sobre o montante cobrado dos consumidores afetados pelo fornecimento de energia elétrica no período de apuração dos índices, limitado ao valor de 10 (dez) vezes o valor da média aritmética dos encargos de uso

do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador, no caso de violação de limite mensal.

Conforme cálculo realizado pelo autor, baseado nos valores pagos por todas as distribuidoras como compensação aos consumidores pelo descumprimento dos indicadores DIC e FIC publicados como "Notícias ANEEL" dos anos de 2010, 2011, 2012, 2013 e 2015, confrontados com as receitas anuais sem impostos obtidas por todas as distribuidoras, disponíveis nos Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição ANEEL nos mesmos anos, os dispêndios com multas pelos descumprimentos dos limites dos índices individuais de continuidade nos anos mencionados acarretaram para as distribuidoras uma perda de 0,465% das suas receitas totais, sem impostos.

Além do pagamento de multas, que são estabelecidas no contrato de concessão entre as distribuidoras de energia elétrica e o poder público concedente, é explícita a obrigação de prestar serviço adequado, regular, contínuo, eficiente, seguro e acessível. A distribuidora concessionária também é estritamente responsável pelos danos diretos e indiretos que ocorram nas instalações dos consumidores, que sejam resultantes das interrupções abruptas de fornecimento e das perturbações eletromagnéticas de curta duração decorrentes de problemas nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição. As implicações de causalidade e responsabilidade devem ser apuradas antes do pagamento de indenizações serem cabíveis.

O não cumprimento das cláusulas do contrato de concessão faz com que a distribuidora concessionária esteja sujeita a intervenção para assegurar o desempenho adequado dos serviços e total conformidade com as disposições regulamentares e contratuais aplicáveis. Apesar de rigorosas, as obrigações contratuais devem ser exigidas pois, no regime aplicado no Brasil, o poder público pode conceder, através de processos licitatórios, o direito de empresas privadas investirem e prestarem serviços, gerando, transmitindo e distribuindo energia elétrica.

Conforme descrito por Besanko e Braeutigam (2014), a característica deste tipo de concessão é de ser um monopólio natural, pois em casos como este não seria economicamente viável diversas empresas operarem e concorrerem no mesmo mercado. Os custos de operação seriam muito elevados e as receitas e margens de lucros seriam reduzidas a níveis que inviabilizariam a participação do capital privado nos serviços públicos.

Por outro lado, as adversidades da sociedade e economia brasileira acarretam sérias incertezas para a tomada de decisão empresarial. Então, como o capital das empresas concessionárias é privado, os projetos de expansões e melhorias técnicas na rede de distribuição devem passar por um rigoroso processo de avaliação de viabilidade e determinação dos riscos. Esse processo deve possibilitar a análise de todos os aspectos relevantes, como por exemplo a

obtenção dos benefícios sociais, econômicos e técnicos, que cumprem as obrigações contratuais e que devem ser confrontados com os investimentos necessários.

Bollen (2000) descreve que os equipamentos eletrônicos são muito sensíveis aos distúrbios de tensão, frequência e distorções harmônicas na energia elétrica fornecida e que podem apresentar mau funcionamento ou sofrer danos devido às perturbações eletromagnéticas que sujeitam as redes de distribuição. Os próprios equipamentos eletrônicos, em si, são cargas causadoras de interferências eletromagnéticas nas redes de distribuição.

Qualidade da energia é um conjunto de parâmetros que definem as propriedades da energia entregue, em condições normais de uso, em termos de continuidade do fornecimento e características de tensão, como, simetria, frequência, amplitude e forma de onda. (BOLLEN,2000).

O documento PRODIST 1 (2016), publicado pela ANEEL, cita que as perturbações no sistema elétrico são ocorrências caracterizadas pelo mau funcionamento ou desligamento forçado (de curta ou longa duração) de um ou mais de seus componentes, acarretando quaisquer das seguintes consequências: corte de carga, desligamento de outros componentes do sistema, danos a equipamentos ou violação de limites operativos.

As perturbações do sistema elétrico provocam interrupções de curta ou longa duração no fornecimento de energia elétrica. As interrupções de longa duração são aquelas em que a tensão eficaz fornecida se reduz, momentaneamente, a valores abaixo de 10% da tensão nominal de operação por um período de tempo maior ou igual a 3 minutos.

As interrupções de longa duração causam perdas de receitas das distribuidoras devido à energia que deixa de ser fornecida aos consumidores durante o período de interrupção. Devido à dependência crescente que a sociedade tem da energia elétrica, anualmente as interrupções de fornecimento de energia de longa duração não afetam somente a rentabilidade das distribuidoras, mas também causam grandes impactos sociais, prejudicando o funcionamento dos transportes públicos, a mobilidade nas cidades, paralisando o atendimento de serviços públicos, provocando acidentes e elevando os perigos da segurança pessoal pela falta da iluminação pública. Para os consumidores industriais e comerciais, as perturbações de curta e longa duração podem ocasionar lucros cessantes, impactos temporários nas operações, perda de produtividade e dispêndios com o reparo ou reposição de equipamentos danificados. Os consumidores residenciais são afetados no seu bem-estar e conforto e as empresas distribuidoras sofrem perda de arrecadação, elevação dos custos de manutenção e geralmente pagam elevados valores como compensações para os consumidores pelo descumprimento dos indicadores de

disponibilidade e indenização de danos a equipamentos. Assim, havendo condições de garantir a redução das interrupções e perturbações, os prejuízos, acidentes, inconvenientes e desconfortos serão minimizados, beneficiando toda a sociedade.

O documento PRODIST 8 (2018), publicado pela ANEEL, cita várias causas de interrupções de longa duração não programadas pelas distribuidoras, tais como falhas em equipamentos, acionamento de dispositivos de proteção da rede, acidentes, erros humanos, ligações clandestinas e precárias, defeitos internos nas instalações dos consumidores, roubos de partes da rede, vandalismo, curtos-circuitos causados por animais, galhos de árvores, fortes chuvas e ventos, sobretensões causadas por descargas atmosféricas diretas e indiretas, incêndios e desgaste, corrosão e poluição de materiais que compõem a rede.

Os distúrbios ou perturbações eletromagnéticas são descritas por Deckmann e Pomilio (2010), como qualquer fenômeno eletromagnético que pode degradar o desempenho de um dispositivo, equipamento ou sistema, e afetar adversamente matéria viva ou inerte. Estes eventos podem provocar interrupções de longa duração, causando defeitos em dispositivos, ou interrupções de curta duração, devido ao acionamento e religamento automático de dispositivos de proteção.

Os distúrbios podem ser caracterizados também em função das faixas de frequência envolvidas, como de baixa, média ou alta frequência, ou ainda provocando efeitos como: aquecimento, vibrações, cintilação luminosa, erros de medição, perda de eficiência de equipamentos e a redução da vida útil dos dispositivos.

Conforme o documento PRODIST 1 (2016), publicado pela ANEEL, as perturbações eletromagnéticas de curta duração podem ser classificadas em momentâneas (duração de até 3 segundos) e temporárias (duração superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos). Essas são as situações mais frequentes e prováveis, em que distúrbios causam apenas distorção nos parâmetros da tensão ou corrente fornecida ou desligamentos seguidos de religamento automático. Eventos causados por descargas atmosféricas, provocando sobrecorrentes e descargas para terra, ou o estabelecimento de curtos-circuitos entre as fases, ou o chaveamento de grandes cargas também podem causar distúrbios significativos na rede de distribuição.

A maior parte das interrupções, de curta ou longa duração, ocorrem nas redes de distribuição devido à extensão destas redes, que frequentemente são aéreas. As linhas de distribuição localizadas em zonas rurais são normalmente mais sujeitas a interrupções causadas por fortes ventos, chuvas e principalmente descargas atmosféricas.

Segundo Kjølle (2011), de 25.000 eventos de perturbações/interrupções em sistemas com tensões entre 1 kV e 420 kV analisados na Noruega entre 1989 e 2010, 95% das ocorrências

aconteceram nas redes de distribuição, das quais 50% foram classificadas como perturbações. Desses eventos, 34% das perturbações e 18% das interrupções foram causadas por descargas atmosféricas. Dos eventos analisados entre 2007 e 2010 em sistemas com tensões entre 33 kV e 420 kV, cerca de 50% das perturbações e 34% das interrupções foram causadas por descargas atmosféricas. Em ambas as faixas de análise, o componente da rede mais afetado, causando interrupções no fornecimento, foram as linhas aéreas. Convém destacar que a densidade de descargas atmosféricas no norte da Europa, especialmente na Noruega, é relativamente baixa, variando de menos de 0,01 a 1,08 descargas por km²/ano, sendo os valores mais baixos encontrados ao longo da costa norte da Noruega e nas montanhas do oeste da Noruega (ENNO, 2014).

Silva et al. (2003) apresentaram o resultado dos estudos realizados para avaliar os impactos das descargas atmosféricas em linhas de distribuição de média tensão (13,8 kV) na região de concessão da Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO) e da Empresa de Eletricidade Bragantina (EEB) e verificaram que as interrupções causadas por descargas atmosféricas nestas duas regiões eram, respectivamente, 43% e 35% dos casos. Esses números ilustram a grande importância de estudar o fenômeno das descargas atmosféricas, determinar os impactos que causam nas linhas de distribuição, analisar as configurações mais eficazes de proteção e determinar em que condições a proteção é economicamente viável para as distribuidoras.

Segundo Tavares et al. (1982, Volume 1), as distribuidoras calculam a continuidade esperada para uma parte ou dispositivo da rede multiplicando a taxa de interrupções esperada por km por ano pelo tempo médio esperado de recuperação por interrupção. A taxa de interrupções é calculada a partir da configuração instalada e das condições ambientais e taxas de interrupções históricas da área. O tempo médio esperado de recuperação é apurado por dados históricos ou calculado a partir do dimensionamento das equipes de manutenção, frequência de ocorrências simultâneas a serem atendidas, distâncias a serem percorridas, tempos médios para a preparação das equipes e para solução do problema. A forma como é feito o arranjo dos componentes e partes determina a confiabilidade de todo o conjunto. O cálculo da confiabilidade da rede permite estimar os indicadores coletivos DEC e FEC esperados para a área em estudo.

A imprevisibilidade dos efeitos das descargas atmosféricas é tão significativa que impede que cálculos determinísticos sobre a efetividade da proteção contra interrupções e o impacto esperado nos indicadores DEC e FEC possam ser feitos. A solução passa a ser a utilização de longas séries históricas, cálculos estatísticos e de modelos de simulação para a projeção dos benefícios.

As distribuidoras acumulam dados sobre as ocorrências de interrupção, formando séries históricas, que podem ser estudadas para explicar ou projetar resultados. Porém, elas encontram grandes dificuldades na classificação das causas das interrupções, pois nem sempre são encontrados indícios claros das causas. É o caso das interrupções causadas por descargas atmosféricas, que são normalmente acompanhadas por fortes ventos, chuvas e a agitação de galhos de árvores.

Para cumprir as obrigações contratuais da concessão e atender às necessidades da sociedade, bem como para minimizar os dispêndios causados pelo pagamento de multas e ressarcimentos, para conter a perda de receitas e os custos adicionais da substituição de equipamentos defeituosos, as distribuidoras podem investir em dispositivos de proteção para redução da frequência das interrupções e no abreviamento do tempo de recuperação das falhas. Para atingir níveis satisfatórios de continuidade, disponibilidade e qualidade da energia fornecida, as distribuidoras planejam recursos de proteção e segmentação das interrupções na rede instalando chaves com fusíveis, para-raios, aterramentos de proteção e a instalação de linhas com alimentação por duas ou mais subestações. Os dispositivos de proteção normalmente são usados para proteger as linhas aéreas contra curtos-circuitos, defeitos em equipamentos e sobrecorrentes causadas por diversos fenômenos, que não se limitam às descargas atmosféricas. Então, a análise da viabilidade técnica e econômica dos projetos de proteção é feita pelas distribuidoras com propósitos de proteção mais amplos.

As distribuidoras podem coletar e armazenar dados sobre a efetividade da proteção com base em ocorrências em diversas partes da sua própria rede ou em redes de outras empresas com condições de instalação e uso semelhantes. No caso das interrupções causadas por descargas atmosféricas, a proteção para ser efetiva deve levar à redução das amplitudes das sobretensões e/ou o aumento da capacidade de suportar esses distúrbios, de modo a minimizar a ocorrência de danos permanentes para os dispositivos da rede. Isto pode ser obtido pela instalação de para-raios em diversos pontos da rede, pela instalação de cabos guarda, pelo aumento do nível de isolamento de linha (isolador, estrutura, afastamentos e materiais), ou pela aplicação conjunta dessas técnicas. A eficácia da instalação de para-raios e do cabo guarda dependem, entre outros fatores, dos valores da resistência de terra, resistividade do solo e distância entre pontos de aterramento. O tempo de interrupção devido a diversos tipos de perturbações também pode ser reduzido pela instalação de religadores automáticos. O número de consumidores impactados pela interrupção também pode ser diminuído com a instalação de chaves seccionadoras com fusíveis nos ramais na rede. O projeto da rede primária numa região também pode contemplar a alimentação por duas ou mais subestações, reduzindo o número de

consumidores que serão afetados no caso de defeitos, pois os mesmos estarão divididos em diversos conjuntos.

Como o tempo de recuperação das interrupções impacta diretamente os consumidores afetados, as iniciativas e investimentos na redução do tempo de recuperação dos danos e restabelecimento do fornecimento também reduz a gravidade dos efeitos das interrupções. Portanto, investimentos na melhoria do desempenho das equipes de manutenção podem trazer ganhos para as distribuidoras.

Segundo Tavares et al. (1982, Volume 1), no caso de redes aéreas primárias rurais de média tensão, é muito comum a implantação de redes com linhas extensas e em configuração radial, havendo normalmente elevados valores de DEC e FEC percebidos pelos consumidores nestas regiões. Este caso foi escolhido para ser abordado neste trabalho, devido à frequência de ocorrência e dificuldade de análise e obtenção da viabilidade que respalde investimentos em proteção nesse tipo de configuração.

A análise da efetividade dos dispositivos de proteção para reduzir os efeitos causados pelas descargas atmosféricas diretas foi estudada em Piantini (2008), que descreve detalhadamente o que ocorre quando uma descarga atmosférica atinge diretamente uma linha aérea sem proteção e quando a linha é protegida por cabo guarda e/ou por para-raios instalados nas três fases.

Piantini (2008) também detalha o que ocorre quando descargas atmosféricas indiretas, que são eventos muito mais frequentes do que as descargas diretas, ocorrem nas proximidades de uma rede aérea, induzindo sobretensões na mesma. Essas sobretensões afetam a qualidade da energia entregue aos consumidores, produzindo perturbações, descargas disruptivas nos isoladores e variações momentâneas na tensão, e atuação de dispositivos de proteção, com consequentes interrupções de fornecimento, normalmente de curta duração. Entretanto, em muitos casos os surtos atmosféricos podem danificar equipamentos da rede, como transformadores de distribuição, e causar interrupções de longa duração.

Diversas pesquisas vêm sendo conduzidas com o intuito de melhorar o entendimento dos fenômenos e avaliar a efetividade das técnicas de proteção contra descargas atmosféricas. Como resultado de uma pesquisa envolvendo o desempenho de linhas de distribuição aéreas de média tensão contra descargas atmosféricas (PIANTINI, 2016b), foi proposta por uma configuração de rede com desempenho superior à da configuração atualmente utilizada pela concessionária, que apresenta desempenho insatisfatório. A configuração proposta, cuja aplicabilidade será analisada neste trabalho, leva à redução do número médio anual de interrupções devido a descargas atmosféricas de 4 a 6 vezes, no caso de solos com resistividade

na faixa de 200 Ω m a 2000 Ω m, em relação à configuração atual da rede. A diferença entre os desempenhos das duas configurações tende a aumentar (ou seja, a eficácia do padrão proposto tende a ser maior) à medida que aumenta o valor da resistividade do solo (PIANTINI, 2016b).

Segundo Tavares et al. (1982, Volume 2), os métodos mais comuns para a avaliação de viabilidade de investimentos utilizados pelas distribuidoras, tanto pelo viés técnico quanto pelo econômico, são relacionados às prioridades gerenciais e aos melhores resultados econômicos que podem ser obtidos (Custo da Oportunidade) quando comparados dois ou mais projetos. Esses projetos podem ser de expansão, proteção, melhorias, ou substituição de infraestrutura desgastada ou por uma nova tecnologia mais eficaz. O critério normalmente utilizado para a avaliação da satisfação dos consumidores e melhoria da confiabilidade e disponibilidade da rede é a avaliação dos indicadores de disponibilidade e frequência de interrupções e a forma como são afetados com o resultado do projeto.

As distribuidoras normalmente não fazem avaliações de viabilidade ampla, como a análise dos custos confrontados com os benefícios, considerando os custos e benefícios pelos pontos de vista tanto da distribuidora como da sociedade. Os custos sociais, ou seja, a perda sofrida pela sociedade (perdedores do processo) traduzida em termos monetários (compensação para os perdedores), não são interpretados explicitamente pelas gerências das distribuidoras, que determinam o quanto um evento ou situação causa impacto para a empresa. A partir dessa visão gerencial interna são estabelecidas as prioridades de investimentos. Em seguida é feita a análise de viabilidade técnica e econômica para verificar se as propostas de solução são viáveis. Nessa análise é verificada a efetividade técnica da proposta e os impactos para a operação e manutenção da rede devido à implantação do projeto. Havendo viabilidade técnica, são analisados e confrontados os investimentos contra os valores que poderão ser poupados ou obtidos com o projeto. Esta é a estimativa econômica do projeto. Os cálculos para a estimativa da viabilidade econômica são complementados por cálculos de ajuste financeiro no tempo dos valores investidos contra os valores obtidos ou evitados devido ao projeto.

A viabilidade econômica de projeto pode ser feita analisando-se o valor total a ser investido para que todo o projeto seja implantado num único esforço ininterrupto, tratando os custos por evento como custos médios a serem alocados dentro de um determinado período de tempo. A abordagem de implantação gradativa é uma outra possibilidade, mas, neste caso, o correto seria fazer a avaliação pelo custo marginal, ou seja, qual o resultado a ser obtido caso mais uma unidade de implantação seja feita. Os custos marginais teriam que ser revistos periodicamente e o resultado obtido poderia variar caso a caso também em função da perda de

escala dos custos em compras menores e pela variação dos preços da mão de obra e dos materiais e serviços.

As distribuidoras podem adotar critérios para o detalhamento de um projeto pelo conhecimento específico e detalhado da área, meio ambiente, consumo de energia e detalhes da rede no local em estudo. Neste caso, o projeto terá dimensionamento técnico preciso e determinado e a análise de viabilidade econômica poderá ser feita com a cotação detalhada de preços com os fornecedores, restando apenas as incertezas relacionadas com a efetividade das medidas de proteção relativas a cada fenômeno causador e os impactos decorrentes. Na falta de detalhes sobre a área a ser estudada, modelos de cálculo, com simplificações e adoção de premissas, precisam ser usados para a projeção ou simulação de resultados em computador.

Apesar da importância e eventual viabilidade de se proteger as linhas aéreas contra descargas atmosféricas, a decisão de investir ou não em cada caso e em cada região não é simples, não havendo à disposição das distribuidoras modelos específicos para realizar a análise técnico-econômica da proteção contra descargas atmosféricas para suportar a tomada de decisão.

Este trabalho apresenta um novo modelo de análise dos custos e benefícios para projetos que atendam às necessidades de infraestrutura pública. Como escolha para a análise de investimento em infraestrutura com interesse público, foi estudada a implantação de técnicas de proteção contra interrupções causadas por descargas atmosféricas em linhas aéreas de média tensão instaladas em zonas rurais. O modelo de análise pode utilizar dados históricos das distribuidoras de energia elétrica ou simular situações de interrupções em cada região escolhida, considerando a efetividade a técnica de proteção e analisar a viabilidade econômica e financeira dos investimentos (custos) confrontados com os benefícios para a distribuidora e para a sociedade, determinando o ponto viável de investimento.

1.1.Objetivo

Este trabalho tem por objetivo geral o desenvolvimento de um modelo para a análise técnico-econômica da viabilidade de investimentos de proteção contra interrupções causadas por descargas atmosféricas em redes de distribuição aéreas de média tensão, permitindo determinar em quais condições e em que regiões os investimentos serão viáveis e como poderão ser otimizados.

O trabalho tem também os seguintes objetivos específicos:

- analisar e definir um método eficaz para estimar os impactos sociais devido às interrupções causadas pelas descargas atmosféricas, tornando tangíveis em termos monetários os efeitos das interrupções;
- desenvolver um modelo para análise dos custos ou investimentos, confrontados com os benefícios (Análise de Custos e Benefícios - ACB), que seja adequado para uso das distribuidoras de energia elétrica;
- determinar um método de otimização dos investimentos em sistemas de proteção contra interrupções causadas por descargas atmosféricas;
- realizar análises de sensibilidade simulando aplicações do modelo de análise de custo e benefícios (ACB) em regiões com diferentes características.

1.2. Estrutura da Tese

O Capítulo 1 trata do contexto da distribuição de energia elétrica no Brasil, descrevendo a relação de concessão entre as distribuidoras, consumidores, sociedade e órgãos reguladores. Aborda as interrupções no fornecimento de energia em redes de distribuição, a importância dos fenômenos causados por descargas atmosféricas e como seus efeitos podem ser minimizados, apresentando também os objetivos e a estrutura da tese.

O Capítulo 2 apresenta os principais conceitos sobre os assuntos: redes de distribuição aéreas de média tensão, causas dos distúrbios e interrupções em redes aéreas de distribuição em média tensão, proteção e manutenção de redes de distribuição aéreas de média tensão, indicadores de desempenho, confiabilidade, disponibilidade e satisfação dos consumidores, indicadores sociais e econômicos do desempenho e impactos e análise econômica e social.

O Capítulo 3 trata dos métodos para obtenção de dados técnicos, operacionais e econômicos. Descreve os modelos para análise econômica ampla, confrontando os custos (investimentos) com os benefícios obtidos para as distribuidoras e para a sociedade. Como pode ser verificada a viabilidade dos investimentos e qual seu ponto ótimo.

O Capítulo 4 trata de aplicações práticas do modelo proposto, incluindo cálculos para diversos conjuntos de 8 distribuidoras.

No Capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões da tese e propostas de trabalhos futuros.

2. REVISÃO DA LITERATURA

As redes de distribuição primária são fundamentais para o fornecimento de energia elétrica para os consumidores. Estas redes são compostas por estações transformadoras de distribuição e subestações, dispostas em topologias radiais ou em malha, com redundâncias de alimentadores, ligadas por segmentadores e dispositivos de proteção, onde a energia elétrica tem sua tensão elevada, ou reduzida, ou é submetida a filtragens e adequações que visam preservar a compatibilidade eletromagnética e permitir o fornecimento de energia com qualidade e disponibilidade para os consumidores. O estudo dos detalhes da rede de distribuição e seu entendimento são fundamentais para o correto emprego de meios de proteção para prevenir interrupções de longa duração e os efeitos das perturbações de curta duração, que podem causar danos aos equipamentos da rede e dos consumidores.

Dentre as principais causas das interrupções e perturbação, se destacam as motivadas por descargas atmosféricas, que atingem diretamente e indiretamente as linhas de distribuição e, dependendo da região podem ser os causadores de um terço ou mais dos eventos graves. Outro agravante é que os fenômenos em torno das descargas atmosféricas são imprevisíveis, muito variados e de difícil caracterização. Desta forma, torna-se fundamental estudar os efeitos das descargas atmosféricas nas linhas de distribuição, quais impactos podem ser evitados pelo uso de sistemas de proteção e em que situações esses sistemas seriam efetivos.

Devido às dificuldades em viabilizar os investimentos necessários para proteger adequadamente as linhas primárias de distribuição de média tensão, torna-se mandatário o estudo de métodos que permitam justificar os investimentos, pelos resultados obtidos, permitindo que as distribuidoras possam obter viabilidade nos projetos de melhorias e proteção nas linhas. Em função deste fato, foram estudados os métodos de análise da viabilidade financeira tradicionais e métodos de análise econômica com indicadores de perdas sociais que são usados em conjunto com indicadores financeiros na análise dos custos e benefícios (ACB).

2.1. Redes de distribuição

O sistema elétrico é composto por instalações e equipamentos necessários para a geração e transmissão da energia elétrica, que é fornecida para as distribuidoras, que suprem os consumidores finais da energia.

Apesar do contrato de concessão não conferir à concessionária o direito de exclusividade relativamente aos consumidores que, por força da Lei nº 9.074 de 1995, sancionada pela Presidência da República Brasileira, são livres para optar por fornecedor com

quem contratarão sua compra de energia elétrica, mas, devido às características típicas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, este é considerado um monopólio natural de prestação de serviços.

Segundo Mankiw (2012), um monopólio natural é possível quando uma única empresa consegue suportar o fornecimento de bens ou serviços para um mercado inteiro, com preços menores e é necessário para que esta mesma empresa possa ter economias de escala, reduzindo seus custos e elevando sua margem de ganho, o que torna viável para a empresa investir no longo prazo e operar seus serviços com retorno sobre o capital investido. A oportunidade de redução dos custos também permitiria que a empresa privada que recebeu a concessão pública possa oferecer parte do ganho para os consumidores do seu mercado, seja na forma de tarifas menores, ou com mais investimentos para prestar melhores serviços.

Besanko e Braeutigam (2014) descrevem como barreiras estruturais para a entrada de novos participantes para concorrer num mercado previamente reservado, como, a vantagem que uma empresa operadora obtém quando recebe a concessão de exploração exclusiva de uma região (monopólio), mesmo que temporária e que, viabiliza seus investimentos para a implantação das suas operações. Ela passa então a ter uma vantagem significativa sobre eventuais competidores, com economias de escala nos custos, com disponibilidade de infraestrutura, amplo conhecimento do mercado e com canais diretos de relacionamento com os consumidores. Segundo Pindyck e Rubinfeld (2013), numa situação de monopólio consolidado, apenas a regulação do agente conessor, o Governo, poderá garantir, através da aplicação de leis e normas que disciplinem a concessão, que haverá equilíbrio na distribuição dos benefícios que serão obtidos pela empresa concessionária também para os consumidores.

Fisicamente, uma rede de distribuição pode ser caracterizada por interligar as linhas de transmissão e sub transmissão, que transportam a energia gerada, aos consumidores finais. Esses consumidores podem ser alimentados em alta, média ou baixa tensão. As estações transformadoras e subestações são usadas para converter a alta tensão em média tensão e distribuir, através das linhas da rede primária a energia até os transformadores de distribuição que delimitam a rede secundária de baixa tensão, que interliga a maioria dos consumidores. Os consumidores de alta e média tensão são interligados diretamente às subestações.

As redes de distribuição primárias e secundárias podem ser construídas com linha aéreas ou subterrâneas e são formadas por um conjunto de estruturas, condutores e equipamentos elétricos, em quase sua totalidade, aéreos, que são utilizados para a distribuição da energia.

A parte de baixa tensão da rede de distribuição é denominada rede secundária e é composta por linhas, que distribuem a energia elétrica para os consumidores em configurações

de linhas trifásicas ou monofásicas, com atendimento com tensão até 1.000 V e que nos casos mais comuns variam de 110 V a 480 V por fase. Os consumidores residenciais rurais são alimentados por linhas aéreas monofásicas a três fios (fase–neutro, 220 V / 127 V, e fase–fase, 440 V / 254 V). As linhas desses consumidores são conectadas a transformadores monofásicos, protegidos por fusíveis e que são interligados às linhas primárias trifásicas de média tensão.

A distribuição elétrica primária é caracterizada pelas médias tensões e é composta pelas linhas com tensão de operação de 13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV (segundo a norma NBR 15688, 2012), que interligam o circuito alimentador, geralmente em configuração de rede trifásica, desde uma subestação até os transformadores de distribuição das linhas secundárias. Segundo a NBR 15688 (2012), as linhas são configuradas em circuitos radiais e as redes formadas pelas linhas, são configuradas em circuitos malhados ou interligados. As linhas primárias dos alimentadores são seccionadas por dispositivos de comutação, que permitem desconectar partes do circuito de alimentação, isolando circuitos com defeitos, preservando tantos consumidores quanto possível de serem afetados por interrupções, ou permitindo manobras para manutenções programadas.

O fornecimento de energia elétrica de uma região pode ser feito através de uma ou mais subestações, com um ou mais alimentadores, em configuração radial, de custo mais baixo e menos confiável, ou em malha fechada, mais complexa, mais confiável e de maior custo. Outro esquema é o que forma redes de circuitos primários, que são mais protegidas contra interrupções de grandes porções de consumidores, pois cada circuito primário é alimentado, em suas extremidades por uma subestação. Quando a energia provida pela primeira subestação é interrompida a segunda continua alimentando o circuito.

A definição da topologia da rede de distribuição usada pela distribuidora, tem consequência direta nos custos de instalação e manutenção e na possibilidade de manobras para manter o fornecimento de energia, mesmo em situações de falhas e acidentes.

Os alimentadores podem ser equipados com religadores automáticos, que protegem as linhas e restabelecem o fornecimento, quando ocorrem desligamentos por sobre ou subtensão. Reguladores de tensão e capacitores de carga também podem ser usados para corrigir o fator de potência, diminuir as perdas e reduzir as variações de tensão e corrente devido à pequenas variações da carga dos consumidores.

As redes de energia elétrica têm como objetivo transportar e distribuir a eletricidade produzida pelos diversos centros geradores até os consumidores, obedecendo padrões de conformidade eletromagnética que caracterizam a qualidade do produto energia que deve ser

fornecido. A qualidade do serviço no fornecimento de eletricidade é caracterizada pelo tempo de disponibilidade da energia para os consumidores, pela constância do fornecimento, que caracteriza a continuidade, e pela qualidade do atendimento aos consumidores. O não cumprimento dos limites de disponibilidade no fornecimento da eletricidade implica na obrigação da empresa distribuidora pagar multas pecuniárias em favor dos consumidores afetados. A distribuidora também é responsável pelos danos diretos e indiretos que ocorram nas instalações dos consumidores, que sejam resultantes das interrupções abruptas de fornecimento e das perturbações eletromagnéticas de curta duração decorrentes de problemas no sistema distribuição.

Como obrigação do contrato de concessão, a distribuidora concessionária deve realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, operando as instalações e equipamentos correspondentes, de modo a assegurar o fornecimento de energia elétrica que cumpram padrões de confiabilidade (manutenção rápida e flexibilidade com topologia; (adequabilidade e segurança)), disponibilidade ou continuidade e conformidade.

A norma NBR 14039 (2003), da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) especifica que falha é uma irregularidade total ou parcial em um equipamento, componente da rede ou instalação, com ou sem atuação de dispositivos de proteção, supervisão ou sinalização, impedindo que o mesmo cumpra sua finalidade prevista em caráter permanente ou temporário. Em Companhia Paranaense de Energia - COPEL (2013) é definido que falha é o término da capacidade de um componente de desempenhar sua função. O aparecimento de uma falha ocasiona um desligamento imediato.

A norma NBR 14039 (2003) da ABNT define defeito como uma irregularidade em um equipamento ou componente do circuito elétrico, que impede o seu correto funcionamento, podendo acarretar sua indisponibilidade.

2.2. Distúrbios e interrupções em redes aéreas de distribuição

Ocorrência é definida como uma anomalia no sistema elétrico que gera uma ação corretiva da distribuidora. A grande maioria das ocorrências são decorrentes de perturbações ou interrupções do fornecimento. As perturbações ocorrem devido à falta de conformidade eletromagnética de curta duração, alterando momentaneamente as características da energia fornecida. As interrupções de fornecimento de energia elétrica de longa duração é a ausência de tensão elétrica, em qualquer das fases, no ponto de entrega do consumidor e podem ocorrer na geração, transmissão ou distribuição, mas a maior parte dos eventos ocorrências nas redes

de distribuição. Interrupção pode ser definida como ausência de tensão elétrica, em qualquer das fases, no ponto de entrega do consumidor.

Para Deckmann e Pomilio (2010), as interrupções de energia elétrica de longa duração causam grandes transtornos para a sociedade em geral, com perda de produtos perecíveis, paralisação da produção em empresas e indústrias, comprometimento da segurança e mobilidade nas grandes cidades e a eventual paralisação de serviços públicos essenciais. As perturbações são reduções ou elevações temporárias (duração menor do que 1 minuto) ou instantâneas de tensão que criam uma não conformidade da energia elétrica fornecida com o padrão estabelecido e podem ocasionar distorções harmônicas, flutuações de tensão, variações de tensão de curta duração, desequilíbrio de sistemas trifásicos e transitórios rápidos. As perturbações podem causar defeitos nos equipamentos das distribuidoras, interrupção na produção em indústrias e no funcionamento das empresas, causar mau funcionamento e danificar eletrodomésticos e equipamentos dos consumidores.

As perturbações podem ocorrer por causas internas à rede, como a realização de manobras ou defeitos nos equipamentos da rede, ou podem ter causas externas, por sobrecargas nas linhas e transformadores, por descargas atmosféricas, curto circuitos provocado pelo contato de animais, aves, ventos, chuvas e galhos de árvores com as linhas, manobras em grandes cargas reativas e pela interferência de equipamentos não lineares alimentados pelas linhas.

As interrupções de longa duração ocorrem quando dispositivos de proteção são desarmados ou equipamentos e partes da rede são danificados, interrompendo o fornecimento da energia elétrica até que a proteção seja rearmada ou o equipamento ou a parte danificada seja substituído ou reparado. A falta de linhas de suprimento alternativas, que podem ser chaveadas para alimentar os consumidores, ou a impossibilidade do religamento automático ou manual à distância dos dispositivos de proteção, exige o breve diagnóstico do problema, o isolamento do local onde ocorreu o dano e o deslocamento de equipes de manutenção para o reparo em campo ou religamento. A falta de alimentação elétrica alternativa provida pela rede, ou de recursos automáticos de monitoramento, medição e religamento, a inexistência de dispositivos de proteção que impeçam ou minimizem os danos aos recursos da rede e a necessidade do deslocamento de equipes de manutenção, resultando em elevados tempos de religação ou reparo são fundamentais para determinar o impacto sentido pelos consumidores.

Devido às perturbações, interrupções e restabelecimentos abruptos da energia elétrica, podem ocorrer falhas em vários equipamentos, ou partes da rede, ao mesmo tempo, mas não terem necessariamente a mesma causa. Se uma falha em um elemento induz falhas em outros,

então as falhas são dependentes entre si. Se não houver inter-relação entre falhas, elas são independentes. Os efeitos decorrentes de uma falha podem ser temporários, devido a uma causa passageira, ou podem ser intermitentes, como os causados por mau-contato em um relé, ou podem causar danos permanentes a equipamentos ou partes da rede.

As falhas podem produzir danos que podem ocasionar a diminuição parcial ou total do funcionamento, ou capacidade de desempenho, de um componente ou sistema da rede. De acordo com o nível de diminuição da capacidade, os danos podem ser classificados como, totais ou parciais e podem provocar interrupção por longos períodos no fornecimento de energia elétrica, ou podem seguir evoluindo gradualmente no tempo, provocando perturbações de curta duração.

Nas redes de distribuição primárias, as principais causas das interrupções de longa duração são, danos em equipamentos da rede, sobrecargas nas linhas e transformadores, interrupções nas linhas ocasionadas por acidentes com veículos, erros humanos de operação, sabotagens e vandalismos, curtos-circuitos nas linhas causados por animais, aves, galhos de árvores, fortes chuvas e ventos, sobrecargas causadas por descargas atmosféricas diretas e indiretas e falhas decorrentes de temperaturas atmosféricas extremas. As interrupções de longa duração causam multas, perdas de receitas das distribuidoras com a energia que deixa de ser fornecida aos consumidores, durante o período de interrupção e custos adicionais de manutenção.

As descargas atmosféricas representam uma das principais causas da redução da receita das distribuidoras pelas interrupções de fornecimento, pela elevação do custo de manutenção e reposição de equipamentos danificados. Diversos estudos realizados demonstram a grande importância em priorizar o fenômeno das descargas atmosféricas, determinando os impactos que causam nas linhas de distribuição, analisando as configurações mais eficazes de proteção e determinando em que condições a adoção de determinado método de proteção seria economicamente viável para as distribuidoras.

O Gráfico 1 apresenta a participação percentual das principais causas naturais e acidentes nas grandes interrupções de fornecimento de eletricidade nos Estados Unidos, no período entre 2005 a 2014. No gráfico, a causa "Clima" representa fenômenos tais como, tempestades, ventos fortes, calor intenso e frio muito rigoroso.

Gráfico 1- Causas de grandes interrupções de energia nos EUA no período entre 2005 e 2014.

Fonte: Inside of Energy (2016) - Elaborado pelo autor.

A Tabela 1 apresenta a compilação de causas de interrupções registradas área de distribuição da CELESC no período de 2000 a 2003.

Tabela 1 - Causas registradas de interrupções CELESC – Brasil, no período de 2000 a 2003

Causa das interrupções nas redes de distribuição	Número de eventos	% de Causa dos Eventos
Falha em equipamentos	2.783	2,96
Sobrecarga	2.064	2,19
Acidentes humanos com veículos	3.099	3,29
Erros humanos e vandalismos	7.786	8,28
Causa desconhecida	17.081	18,16
Descargas atmosféricas	20.850	22,16
Outras causas	19.948	21,20
Vegetação	9.144	9,72
Animais e aves	11.319	12,03
Total Geral	94.074	100,00

Fonte: Coelho (2005) - Elaborada pelo autor.

A Tabela 2 apresenta a compilação dos dados de interrupções de longa duração e com grande impacto para os consumidores, que é caracterizado no PRODIST 1 (2016) publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, como: “*blecautes*”, quando ocorre interrupção de energia elétrica, de modo não intencional, de parte ou de todos os consumidores de determinada área.

Tabela 2 - Causa de interrupções de longa duração de eventos extremos “blecautes” nos EUA

Causa registrada	% Eventos	MW não fornecidos	No. consumidores afetados
Terremoto	0,80%	1.408	375.900
Tornado	2,80%	367	115.439
Furacão	4,20%	1.309	782.695
Neve e gelo	5,00%	1.152	343.448
Descargas atmosféricas	11,30%	270	70.944
Tempestades	14,80%	793	185.199
Clima frio	5,50%	542	150.255
Incêndios	5,20%	431	111.244
Ataque e sabotagem	1,60%	340	24.572
Falta de suprimento	5,30%	341	138.957
Outras causas	3,70%	710	246.071
Falha nos equipamentos	29,70%	379	57.140
Erro de operação	10,10%	489	105.322
Total	100,00%	8.531	2.707.186

Fonte: Hines e Apt (2008) - Elaborada pelo autor.

Na Tabela 3 são apresentados os dados compilados de uma série histórica de registros de causas de interrupções de longa duração e com impacto para um grande número de consumidores, em diversas regiões dos EUA, no período de 2011 a 2014.

Tabela 3- Causas de interrupções de longa duração nos EUA de 2011 a 2014

Tipos de causa	Número de eventos por causa	Percentual por causa	Soma de Tempo de Interrupção (Horas)	Média Tempo de Interrupção (Horas)
Acidente	3	0,43%	5.970	1.990
Clima	235	33,96%	13.975	60
Descarga Atmosférica	90	13,01%	1.504	17
Erro operação	57	8,24%	404	7
Falha Distribuição	36	5,20%	1667	5
Falha Geração	3	0,43%	11	4
Falha Transmissão	8	1,16%	28	4
Vandalismo	260	37,57%	243	1
Total Geral	692	100,00%	22.304	2086

Fonte: Inside of Energy (2016) - Elaborada pelo autor.

Na Tabela 4 são apresentados os valores compilados das causas relativas a distúrbios de curta duração e das interrupções de longa duração na Noruega, no período de 2007 a 2011. Pode-se observar o quanto as descargas atmosféricas são causas significativas em ambos os casos.

Tabela 4 - Causas da interrupção em redes de distribuição na Noruega, no período de 2007 a 2011

Causa registradas nas redes distribuição (1-22 kV) na Noruega	Perturbação de curta duração	Interrupção de longa duração
Desgaste Operacional	3,00%	4,00
Falha em equipamentos sem causa definida	2,05%	7,28
Instalação e manutenção	2,00%	3,00
Erros humanos	6,00%	7,00
Falhas nas linhas aéreas	7,48%	11,00
Falhas nos relês de proteção	1,43%	2,64
Falha nos transformadores	2,04%	3,08
Causa desconhecida	36,44%	21,50
Descargas atmosféricas	14,62%	8,10
Vento	5,16%	6,75
Neve e gelo	3,01%	6,30
Maresia e poluição	0,43%	0,90
Vegetação	7,74%	16,20
Animais e aves	8,60%	2,25
Total Geral	100,00%	100,00

Fonte: Kjølle (2011) - Elaborada pelo autor.

Através da análise das Tabelas 1, 2, 3 e 4 e do Gráfico 1, pode-se concluir que descargas atmosféricas são importantes causadoras de perturbações eletromagnéticas que comprometem a qualidade da energia fornecida e também podem causar grande número de interrupções de longa duração em diversos países, mesmo naqueles caracterizados por baixa incidência de descargas por km²/ano, como é o caso da Noruega.

2.3. Consequências das descargas atmosféricas em redes de distribuição

Descargas atmosféricas são fenômenos naturais com caráter aleatório, que podem atingir diretamente as linhas e causar grandes sobretensões, que desarmam temporariamente ou definitivamente sistemas de proteção ou danificam equipamentos, interrompendo o fornecimento de energia por longos períodos.

As descargas indiretas ocorrem nas proximidades das linhas e provocam perturbações pela indução de altas tensões que viajam pelos condutores, podendo romper temporariamente ou permanentemente os meios isolantes e causar curtos-circuitos e desligamentos.

As tensões induzidas também podem causar o acionamento de sistemas de proteção interrompendo momentaneamente o fornecimento de energia ou por longos períodos, devido a danos a equipamentos, ou ao desarme de proteções sem o rearme automático.

Diferentemente de outras causas de perturbações e interrupções nas linhas de distribuição, como manobras e chaveamentos de cargas, curtos circuitos causados por chuvas,

ventos e por galhos de árvores que se chocam contra as linhas, as descargas atmosféricas não podem ser previstas e evitadas, mas podem ter seus efeitos minimizados. Normalmente, grandes chuvas são acompanhadas por descargas atmosféricas, mas, descargas atmosféricas também podem ocorrer sem a presença das chuvas intensas.

Como as descargas atmosféricas são importantes causadoras de distúrbios e interrupções no sistema elétrico de potência e como estas descargas ocorrem com grande frequência no território brasileiro, principalmente em determinadas regiões, onde são elevadas as médias das densidades de descargas atmosféricas, que podem atingir densidades de 13,0 a 19,7 descargas por km²/ano, então é fundamental proteger adequadamente as linhas de distribuição.

Mesmo em regiões com reduzidos valores de densidade média de descargas atmosféricas é importante proteger as linhas de distribuição contra seus efeitos, pois as descargas atmosféricas são a causa de grande parte das perturbações de curta duração e das interrupções nas linhas de distribuição. O entendimento de como as descargas atmosféricas se caracterizam e como causam perturbações e interrupções de longa duração permite que medidas de proteção efetivas possam ser incorporadas às redes, de modo a protegê-las e minimizar as ocorrências que afetam a rede e os consumidores.

As descargas atmosféricas podem ocorrer dentro das nuvens, entre nuvens ou entre nuvem e o solo. Este último tipo de ocorrência é a que normalmente causa sobretensões significativas nas linhas de distribuição. As descargas também podem ser ascendentes ou descendentes; podem ser positivas (cerca de 10,0 % dos casos) ou negativas (cerca de 90,0 % dos casos). As descargas ascendentes geralmente ocorrem a partir do topo de estruturas elevadas, como torres, localizadas nos cumes de morros e montanhas.

Os equipamentos, elementos isolantes e sistemas de proteção usados na construção das redes de distribuição têm de suportar tensões máximas compatíveis com as sobretensões e correntes induzidas que podem ocorrer nas linhas, mantendo o fornecimento de energia elétrica. Porém, as sobretensões e correntes induzidas pelas descargas atmosféricas podem ser acima do limite suportado, causando condução e danos. O envelhecimento e contaminação dos materiais da isolação externa afetam o desempenho frente as sobretensões.

O parâmetro mais importante das descargas atmosféricas para aplicações de engenharia é o valor de pico da corrente de retorno. Segundo Rakov et al. (2013), no caso das descargas negativas, em aproximadamente 50 % dos casos o valor de pico da corrente é superior a 30 kA, para a primeira descarga, e superior a 12 kA para as descargas subsequentes. Tipicamente uma descarga é composta por 3 a 5 impulsos de corrente. A velocidade média de propagação da descarga de retorno negativa é tipicamente de um terço a metade da velocidade da luz no vácuo.

2.4. Proteção das linhas de distribuição aéreas de média tensão

O estudo dos dispositivos e sistemas de proteção permite planejar como melhorar o desempenho das redes aéreas primárias de média tensão, nos casos em que a efetividade da proteção compensa os investimentos na sua aquisição e instalação.

Gönen (2008) relaciona os principais dispositivos para a proteção das linhas de distribuição: religadores, relês, fusíveis e para-raios. Chaves de manobra ou seccionadoras, são usadas para conectar, desconectar ou alterar a configuração dos circuitos elétricos. São usados também para interromper fornecimento de energia para cargas no circuito e interromper trechos de linhas com falhas. A Figura 1 descreve o esquema da ligação física dos religadores automáticos nas linhas.

Figura 1 - Linhas de média tensão com religadores automáticos

Fonte: Green e Wilson (2007).

Momoh (2007) afirma que entre 80,0 % a 85,0 % das interrupções nas linhas de distribuição são de curta duração ou instantâneas. Os relês podem ser associados aos religadores automáticos, que desconectam momentaneamente circuitos protegendo contra sobrecorrente transiente, ou falhas permanentes, religando automaticamente o circuito por um determinado número de vezes, protegendo os circuitos contra curtos e sobretensões. A Figura 2 apresenta o esquema funcional dos religadores automáticos, que energizam as linhas automaticamente após uma interrupção.

Figura 2 - Falhas transientes e religadores automáticos

Fonte: Green e Wilson (2007).

Fusíveis são dispositivos de proteção que possuem um elemento que se funde protegendo o circuito de correntes muito elevadas produzidas por sobrecorrentes ou curtos-circuitos.

Para-raios são dispositivos que protegem a linha ou um determinado equipamento, como o transformador, das sobretensões atmosféricas ou eventualmente, de manobra.

Os dispositivos de proteção acionados por corrente têm por finalidade desligar da rede de fornecimento de energia elétrica, o equipamento ou instalação que ele protege, na ocorrência de uma corrente de fuga que exceda determinado valor, sua atuação deve ser rápida, menor do que 0,2 segundos, e deve desligar da rede de fornecimento de energia o equipamento ou instalação elétrica que protege. É necessário que tanto os dispositivos quanto os equipamentos ou instalação elétrica estejam ligados a um sistema de terra. O dispositivo é constituído por um transformador de corrente, um disparador e o mecanismo liga-desliga. Todos os condutores necessários para levar a corrente ao equipamento, inclusive o condutor terra, passam pelo transformador de corrente. Este transformador de corrente é que detecta o aparecimento da corrente de fuga. Numa instalação sem defeitos, a somatória das correntes no primário do transformador de corrente é nula.

A norma NBR 14039 (2003) estabelece que todo circuito deve ser protegido contra sobrecorrentes, correntes de curto-circuito (fusíveis, relês e disjuntores) e sobretensões, que podem deteriorar as instalações quando estas são expostas por tempo prolongado. Os circuitos também devem ter dispositivos seccionadores (seccionadores, disjuntores, fusíveis, barras,

contatores, interruptores multipolares), que permitem isolar partes das instalações para manutenção, verificação e localização e reparos de defeitos. E devem ter dispositivos que permitem paradas de emergência, que possa desenergizar rapidamente um circuito e permitir manobras.

A norma NBR 14039 (2003) também estabelece que dispositivos de proteção devem realizar o seccionamento automático do circuito de alimentação para evitar que uma corrente elevada possa se manter por um tempo tal que possa resultar no sobreaquecimento da instalação. Este esquema de proteção depende da coordenação do projeto de aterramento.

2.5. Proteção das linhas de distribuição aéreas de média tensão contra descargas atmosféricas

As descargas atmosféricas estão entre as principais causas de falhas em linhas aéreas e danos ou mau funcionamento de equipamentos eletrônicos (ver, por exemplo, Piantini, 2008) e diversos outros pesquisadores). As medidas básicas de proteção que podem ser aplicadas para melhorar o desempenho das linhas aéreas de distribuição de média tensão são a elevação do nível de isolamento (“*critical flashover voltage*” - CFO), o uso de cabo(s) guarda multiaterrado e a instalação de para-raios.

As interrupções provocadas pelas descargas atmosféricas são normalmente ocasionadas por sobretensões que provocam descargas disruptivas nos isoladores ou falhas em equipamentos da rede. O Gráfico 2 apresenta, a título de exemplo, uma forma de onda típica de uma tensão induzida por descarga atmosférica em uma linha de distribuição (PIANTINI (2017b)). É também apresentada a corrente da descarga que induziu a tensão na linha. As medições foram realizadas utilizando-se um modelo em escala reduzida e, como mostrado no gráfico, obteve-se uma boa concordância entre a tensão induzida medida e a calculada através do Modelo de Rusck Estendido (Extended Rusck Model - ERM).

Gráfico 2 – a, b - Medidas e cálculos da tensão induzida entre fase e solo, em ponto próximo a descarga indireta

Fonte: Piantini (2017b)

No caso de interrupções por desligamento da proteção ou defeitos em equipamentos e componentes da rede, que precisarão ser substituídos, o principal problema passa a ser a detecção da interrupção ou defeito, o diagnóstico do problema, o isolamento do componente com falha, equipamento defeituoso ou dispositivo de seccionamento desconectado (causa raiz da interrupção), a localização exata do problema na rede, a preparação e despacho da equipe de manutenção, o deslocamento da equipe de manutenção até o local e realização do reparo e/ou religamento da alimentação.

As interrupções e perturbações podem ser conhecidas pela reclamação de consumidores no serviço de atendimento, ou pela inspeção das equipes de manutenção no local do incidente. Ou podem ser monitoradas automaticamente, detectadas, diagnosticadas e isoladas através de sensores e o uso de um sistema de monitoramento e medições remotas. Este tipo de sistema costuma ser complementado por sistema de atuação e controle remoto e/ou automático, que permite ações de correção, como manobras de carga e alimentação, ou religamentos manuais, remotos e automáticos.

Conforme Piantini (2008), quando uma descarga atinge uma linha são geradas duas ondas de corrente, cada uma com metade do valor da corrente injetada, as quais se propagam na linha em direções opostas. Considerando uma linha com impedância típica na faixa de $400\ \Omega$ a $500\ \Omega$, no caso de uma descarga com corrente de amplitude igual a 10 kA, que tem probabilidade superior a 90% de ser excedida, a sobretensão correspondente terá amplitude de pelo menos 2.000 kV ($400\ \Omega \times 10\ \text{kA}/2$). Como consequência, múltiplos “*flashovers*” ocorrerão entre o condutor e a terra em diferentes pontos da linha. O Gráfico 3 mostra um exemplo típico de sobretensão causada por uma descarga direta em uma linha de média tensão.

Gráfico 3 - Exemplo de sobretensão devido a uma descarga direta em uma linha de média tensão

Fonte: Piantini (2008).

Piantini (2008) afirma que apesar da severidade das descargas diretas, as descargas indiretas são normalmente mais frequentes e causam mais “*flashovers*” e interrupções em redes de distribuição com tensão nominal igual ou inferior a 15 kV. A amplitude e a forma de onda da tensão induzida dependem de muitos parâmetros da descarga, do solo e da configuração da rede. Os Gráficos 4 e 5, obtidos através de ensaios realizados utilizando modelos em escala reduzida, ilustram o efeito da altura do cabo guarda e do valor da resistência de terra nas tensões induzidas em uma linha de distribuição por descargas atmosféricas incidentes em suas proximidades. Em ambos os casos a altura do condutor fase, referida ao sistema real, era de 10 m.

Gráfico 4 – Tensões induzidas (fase-terra) por descargas atmosféricas indiretas em função da altura do cabo guarda.

Fonte: Piantini (2008).

Em Piantini (2008) é apresentado o resultado da simulação da tensão induzida por descarga indireta, com e sem para-raios e em função da distância da instalação entre os mesmos. O Gráfico 6, parte (a) apresenta a tensão induzida para distância entre para-raios de 300 m e na parte (b) a indução de tensão para distância entre para-raios de 600 m. Fica demonstrado pelos resultados da Gráfico 6 como é importante encurtar o máximo possível a distância entre os pontos de instalação dos para-raios, mas existe a questão do custo associado. Portanto, é fundamental analisar os custos e os benefícios de se encurtar a distância, porém, elevando os custos.

Gráfico 5 - Tensões induzidas (fase-terra) por descargas atmosféricas indiretas em função da resistência de terra do cabo guarda.

Fonte: Piantini (2008).

Gráfico 6 – a, b - Tensões induzidas (fase-terra) por descargas atmosféricas indiretas em função posição da descarga em relação aos para-raios. No Gráfico 6, b a descarga ocorre em frente a um conjunto de para-raios e na direita o ponto de incidência é equidistante aos conjuntos de para-raios mais próximos.

Fonte: Piantini (2008).

Piantini afirma no seu artigo publicado em 2017 (a), que o uso de cabos de guarda multiaterrados tem efeito limitado para a proteção de linhas de distribuição contra descargas atmosféricas diretas, mas que pode ser eficaz na proteção contra descargas indiretas, dependendo dos valores da resistência de terra e da distância entre os pontos de aterramento. Nas descargas indiretas a efetividade da proteção varia muito em função dos parâmetros das descargas, da configuração da rede e da resistividade do solo. Na Figura 3 são apresentados os parâmetros utilizados na simulação das tensões induzidas, usando o Modelo de Rusck Estendido (ERM), cujos resultados são apresentados nos Gráficos 7 e 8.

Figura 3 - Parâmetros usados na simulação da tensão induzida por descargas indiretas

Fonte: Piantini (2017, a).

Os parâmetros relevantes usados na simulação são, comprimento das linhas, distância da descarga indireta, em relação as linhas (d), altura das linhas (h), altura do cabo de guarda (h_g), distância entre os postes (x_g), resistência de terra (R_g) e resistividade do solo (ρ). E as tensões induzidas U_{sw} , U_{p-sw} e U_p .

No Gráfico 7 são apresentados os resultados para uma corrente de frente de onda $I = 30 \text{ kA}$, tempo de frente de $2 \mu\text{s}$, velocidade de propagação de 0,4 da velocidade da luz no vácuo e os parâmetros de configuração das linhas. Os resultados obtidos na simulação são, (1) é a tensão entre fase e terra obtida na ausência de cabo guarda ($U_{p'}$), (2) tensão entre fase e terra (U_p), (3) tensão entre cabo guarda e solo (U_{sw}) e (4) tensão entre fase e cabo guarda (U_{p-sw}).

Gráfico 7 - Tensão induzida por descarga indireta próxima às linhas

Fonte: Piantini (2017, a).

No Gráfico 8 são apresentados os fatores de blindagem SF_g e SF_{sw} em função da resistência de terra, para diferentes valores da resistividade do solo, seguindo os parâmetros das linhas definidos para a Figura 3. SF_g corresponde à relação entre os valores de pico das tensões fase-terra induzidas no ponto da linha mais próximo ao local de incidência da descarga, com e sem o cabo guarda. SF_{sw} corresponde à relação entre os valores de pico da tensão entre a fase e o cabo guarda e da tensão que seria induzida na ausência do cabo guarda (no ponto da linha mais próximo ao local de incidência da descarga) (PIANTINI 2017a).

Gráfico 8 - Fator de blindagem do cabo guarda em função da resistência do solo.

Fonte: Piantini (2017, a).

Em Piantini (2017, a) está descrito o resultado da simulação usando o modelo de Rusk Estendido (ERM) e os resultados obtidos das tensões induzidas entre o cabo guarda e o solo (U_p), entre fase e cabo guarda (U_{sw}) e entre cabo guarda e solo (U_{p-sw}). Nas figuras a, b e c do Gráfico 9 são apresentadas as tensões induzidas para três distâncias entre os pontos de aterramento do cabo guarda.

Gráfico 9 – a,b,c - Resultado das simulações das tensões induzidas em função da distância entre pontos de aterramento

Fonte: Piantini (2017, a).

O Gráfico 9 ilustra a influência da distância entre os pontos de aterramento do cabo guarda nas sobretensões induzidas por descargas indiretas. Verifica-se a tendência de redução das sobretensões com a redução da distância entre os aterramentos. Entretanto, quanto menor essa distância, maior o custo associado, de forma que se faz necessário analisar os custos e os benefícios relativos a cada situação.

2.6. Indicador de satisfação dos consumidores com as distribuidoras

Desde o ano 2000, por meio da realização de pesquisa, a Agência obtém o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), que a partir de 2002 passou a contemplar as distribuidoras com premiação nas diversas regiões e tamanhos de mercado. A aplicação da pesquisa tem como objetivo apurar o grau de satisfação dos consumidores quanto aos serviços prestados pelas distribuidoras e, para tanto, em 2012 foram sorteados 475 municípios no território nacional, onde foram realizadas 19.740 entrevistas.

Para avaliar a percepção do consumidor em relação ao desempenho das distribuidoras, os entrevistados respondem questões referentes à qualidade percebida (informações ao cliente, acesso à empresa e confiabilidade nos serviços), valor percebido, satisfação global, confiança no fornecedor e fidelidade. A pesquisa visa avaliar:

- avaliar a partir da percepção dos usuários o grau de satisfação com as concessionárias distribuidoras de energia elétrica;
- gerar indicadores comparáveis por região e por porte de empresa;
- gerar um indicador único da satisfação do consumidor que indique a percepção global no setor;
- complementar as informações de natureza interna (DEC/FEC, registros na Ouvidoria, entre outros);
- possibilitar análise da série histórica do período 2003-2013, com a mesma metodologia.

2.7. Qualidade do produto energia fornecida

O PRODIST 8 (2018), publicado pela ANEEL, define um conjunto de fatores que caracterizam a qualidade do produto energia fornecida. Em regime permanente são eles: Fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência. E em regime transitório, variações de tensão de curta duração – VTCD.

A qualidade da tensão em regime permanente é avaliada pelos limites adequados, precários e críticos dos níveis de tensão em regime permanente, comparados à tensão de referência, que deve ser fornecida conforme a tensão nominal ou a contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão, que não deve exceder os limites entre 95,0 % e 105,0 % da tensão nominal de operação do sistema.

O fator de potência deve ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P, Q) ou das respectivas energias (EA, ER). O controle do fator de potência deve ser efetuado por medição permanente e obrigatória no caso de unidades consumidoras atendidas. Os valores de referência para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras

com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,0 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.

As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

O desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada no nível de tensão entre as três fases de um determinado sistema trifásico, e/ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema. Os limites para o indicador de desequilíbrio de tensão são 3,0 % para tensões menores do que 1 kV e 2,0 % para tensões entre 1 kV e 230 kV.

A flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz ou de pico da tensão instantânea. A avaliação da flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC e DMIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor que acessa o sistema de distribuição, inclusive àqueles conectados em instalações de transmissão, e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração. No caso de violação do limite de continuidade individual do indicador DICRI, a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor que acessa o sistema de distribuição, inclusive àqueles conectados em instalações de transmissão, e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o mês de ocorrência da interrupção.

A aplicação das penalidades para os casos de ultrapassagem dos indicadores individuais ou coletivos, será calculada conforme a Equação 1.

$$Penalidade (R\$) = \left(\frac{F}{730} \right) * \left(\frac{V_v}{V_p} \right) * 100 \quad (1)$$

Sendo:

V_v: Valor verificado do indicador;

V_p: Valor padrão do indicador;

730: Número médio de horas no mês;

F: Média dos valores faturados de energia nos últimos três meses da aplicação da multa, no caso de indicadores individuais, ou média do faturamento do conjunto de consumidores, no mesmo período, quando o indicador for coletivo.

Quando houver violação de mais de um indicador, relacionada a uma mesma ocorrência, deverá ser considerada aquela que apresentar maior valor.

As penalidades decorrentes de violações dos indicadores individuais e coletivos poderão ocorrer simultaneamente, sem que a aplicação de uma delas isente a outra.

2.8. Qualidade do Serviço

Indicador é a forma de representação quantificável da qualidade de um produto ou serviço. É instrumento de mensuração da qualidade e, como tal, imprescindível ao seu gerenciamento.

Padrão é o limite, ou faixa de variação, estabelecido para o indicador.

Os seguintes indicadores serão controlados e estarão sujeitos a penalidades quando da constatação da transgressão dos padrões estabelecidos: DEC, FEC, DIC, FIC, DICRI e DMIC Indicadores Comerciais e Níveis de Tensão e são definidos no PRODIST 8 (2018), publicado pela ANEEL.

Para efeito de aplicação de penalidades serão considerados dois tipos de degradação da qualidade:

- Violação de padrão de qualidade que afeta um único consumidor;
- Violação de padrão de qualidade que afeta um grupo de consumidores.

2.8.1. Indicadores de tempo de atendimento às ocorrências emergenciais

O atendimento às ocorrências emergenciais deverá ser supervisionado, avaliado e controlado por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras. Deverá ser avaliado o tempo médio de preparação, indicador que mede a eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação do centro de operação da rede de distribuição. Também deverá ser avaliado o tempo médio de deslocamento, indicador que mede a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação. Deverá ser avaliado o tempo médio requerido para o atendimento e resolução da emergência, que comparado ao tempo padrão ou meta indicaria a eficácia no restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação.

No PRODIST 8 (2018), publicado pela ANEEL são descritos os componentes do tempo para a solução das ocorrências graves, implicando em intervenção de campo das equipes de manutenção, em situação de interrupção do fornecimento de energia elétrica ou não.

Os tempos de preparação, localização e correção de falhas estão incluídos no tempo médio estimado para reparo ou restabelecimento do serviço, que depende fundamentalmente dos seguintes fatores:

- arranjo, extensão e recursos operativos (existência de dispositivos de proteção e seccionamento que permitam diminuir o trecho desligado);
- métodos e recursos gerais de transporte e localização de defeitos;
- tempo para a correção da falha, ou seja, a eficiência das turmas de manutenção durante a execução dos serviços na rede de distribuição.

O PRODIST 8 (2018), publicado pela ANEEL, define os indicadores de tempo médio para recuperação do fornecimento afetado por interrupções de longa duração.

Tempo Médio de Preparação (TMP) é a parcela de tempo de manutenção requerida para que, a partir do recebimento da solicitação, sejam obtidos e acionados os recursos e se iniciem os trabalhos de localização da falha. Este tempo indica a eficiência dos meios de comunicação e dos fluxos de informações burocráticas no Centro de operações da rede de distribuição e, portanto, deverão ser constantemente analisados.

O Tempo Médio de Preparação (TMP), é descrito na Equação 2:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (2)$$

Sendo:

TP = tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

Após o aparecimento de um alarme no sistema de monitoramento remoto, após a ligação de consumidores reclamando a ocorrência, as informações são registradas na base de dados do centro de operação da rede de distribuição e são analisadas para a localização da área de defeito, isolamento dos dispositivos ou equipamentos com danos, determinação dos recursos materiais e humanos necessários para a restauração do sistema elétrico e a determinação do prazo provável de solução.

Tempo Médio de Localização da Falha (TMF) é tempo usado para a localização da falha, que em sistemas sem monitoramento remoto pode incluir o tempo necessário para o deslocamento até o ponto da falha e a execução de testes e/ou transferências de carga, com a finalidade de localizar precisamente a falha. Este tempo é composto do tempo para o deslocamento até o trecho defeituoso, do tempo para a localização do trecho e da falha propriamente dita.

O tempo médio de deslocamento (TMD) depende das condições de trânsito e acesso à área do problema. O tempo de localização depende da capacidade dos operadores do centro

de operação da rede de distribuição em localizar o trecho onde ocorre a falha e executar as manobras para seu isolamento, ficando a cargo das equipes de manutenção de campo a localização da falha, caso não seja possível monitorar, diagnosticar e isolar a falha remotamente. (TMD) é descrito pela Equação 3.

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (3)$$

Sendo:

TD = tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

Tempo de Execução é usado para corrigir a falha; esta poderá ser corrigida por: reparos no local; remoção do item que apresentar falha; remoção e substituição por item semelhante; remoção, reparo e recolocação. Este tempo indica a eficiência dos recursos humanos, dos métodos de trabalho e dos equipamentos utilizados durante a execução dos serviços de reparo na rede de distribuição.

Tempo Médio de Execução é a relação entre o tempo acumulado de reparos observados e o número de reparos efetuados. O tempo acumulado é o somatório dos tempos gastos para reparar cada componente do sistema individualmente, sob condições especificadas.

Tempo Médio de Execução (TME), é descrito pela Equação 4.

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n} \quad (4)$$

Sendo:

TE = tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia (NIE) é descrito pela Equação 5.

$$PNIE = \frac{NIE}{n} * 100 \quad (5)$$

Sendo:

PNIE = percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica, expresso em %;

NIE = número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica.

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

Tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais (TMAE), que representa o tempo médio para atendimento de emergência, expresso em minutos é descrito pela Equação 5.

$$TMAE = TMP + TMD + TME \quad (5)$$

Sendo:

TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TME = tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe atendimento de emergência, expresso em minutos.

2.8.2. Tempo de reparo nas linhas de distribuição primária

Na NBR 14039 (2003) é definida a interrupção programada como a interrupção no fornecimento de energia elétrica por determinado espaço de tempo, programado e com prévio aviso aos clientes envolvidos e a interrupção não programada como a interrupção no fornecimento de energia elétrica sem prévio aviso aos clientes.

Manutenções preventivas nas linhas de distribuição devem ser feitas periodicamente, realizando ensaios e reparos necessários. Dentre as atividades rotineiras de manutenção preventiva são incluídas: a manutenção das redes de distribuição aérea e subterrânea, executando manobras e realizando atividades rotineiras e programadas, como substituição preventiva de equipamentos, expansão da capacidade da rede, inspeção visual e medições do estado das linhas, poda de árvores, montagem de cabinas primárias de transformação, limpeza e desmatamento das faixas de servidão, substituição de postes e as atividades emergenciais, com a detecção, diagnóstico, isolamento, recuperação de falhas e substituição de componentes com falhas e equipamentos com defeitos.

Na Norma NBR 14039 (2003) é descrita manutenção preventiva como aquela efetuada em intervalos pré-determinados, com critérios definidos e é destinada a reduzir as falhas e a degradação do funcionamento correto das instalações. Já a manutenção corretiva é uma situação de emergência e deve ser efetuada após a ocorrência de uma falha, ou para restabelecer o funcionamento das instalações, após um evento que provocou a interrupção do fornecimento de energia, seja por falha ou danos nos componentes, ou pelo desarme de algum dispositivo de proteção.

Kumar e Suresh (2008) definem manutenção preventiva como ações executadas com base em programação previamente planejada, que visa detectar, impedir ou atenuar a degradação de um componente ou sistema, com o objetivo de sustentar ou estender sua vida útil controlando a degradação num nível aceitável. O objetivo da manutenção planejada de equipamento produtivos deve ser trazer melhorias nos serviços que devem ser perceptíveis

pelos consumidores. Então, estes equipamentos devem ser mantidos nas melhores condições de operação possível, minimizando problemas de qualidade, interrupções e a insatisfação dos consumidores, a um custo econômico de manutenção, mesmo que isso implique na substituição de equipamentos obsoletos, mesmo que ainda estejam no seu período de vida útil, mas não sendo suficientemente funcionais a um custo de operação e manutenção adequados. As vantagens da manutenção preventiva são, o ajuste dos períodos de manutenção a horários de menor impacto para os consumidores e com a alocação planejada dos recursos, planejamento e alocação planejada de capital, gestão do ciclo de vida útil dos componentes e equipamentos, otimizando os lotes de compras e os estoques de partes, componentes e equipamentos, redução dos eventos de emergência para reparos e do tempo de interrupção do fornecimento. As desvantagens são, apesar dos planejamento e preparação, eventos climáticos catastróficos, acidentes, erros de operação e eventos de difícil previsão como descargas atmosféricas podem ocorrer provocando situações de emergência, mais recursos humanos são necessários e maior gestão do processo é necessária.

Para Kumar e Suresh (2008) a vantagem da manutenção corretiva, é ser acionada apenas em caso de necessidade com baixo custo e envolvimento de pessoal e infraestrutura. Porém, as desvantagens são o aumento do tempo de interrupção não planejado, com impacto percebido pelos consumidores, o aumento do custo de mão de obra, especialmente se houver necessidade de horas extras da equipe de manutenção, maiores custos na reparação ou substituição de equipamentos, efeitos secundários dos defeitos e falhas com elevação dos impactos e custos de reparação e o uso ineficiente uso de recursos humanos.

Em Tavares et al. (1982, Volume 4) é descrito o centro de operação da rede de distribuição, que é o órgão destinado a supervisionar e coordenar as atividades operativas do sistema elétrico de distribuição.

A estrutura organizacional do centro de operação da rede de distribuição será tanto mais complexa quanto maior for o porte do sistema elétrico, a importância da localidade e o tipo de consumidores atendidos. Os critérios para a localização do centro de operação da rede de distribuição e seu horário de funcionamento são funções de variáveis que dependem das características técnicas e administrativas de cada concessionária. Os recursos humanos serão dimensionados em função das ocorrências operativas associadas às tarefas de natureza administrativa.

A Companhia Paranaense de Energia - COPEL (2013) define sistema de operação informatizado como o sistema computacional para gerenciar os serviços de atendimento aos consumidores e a operação do sistema de distribuição, propiciando aos usuários uma interface

única integrada com os sistemas de automação, geoprocessamento, gestão de consumidores e outros sistemas corporativos. Nesses sistemas é possível para o operador do sistema estabelecer a melhor manobra de carga para restringir a interrupção ao menor número de consumidores possível.

Os sistemas de gestão de consumidores são conectados por meios de comunicação aos sistemas de medição inteligente e sistema de medição eletrônica de energia (IMD, IED), localizados nas instalações dos consumidores e que permitem maior interação entre distribuidora e consumidor, mais rapidez e agilidade na correção de distúrbios.

Os sistemas de monitoramento e operação informatizados podem ser baseados no conceito de sistema de aquisição de dados e controle (SCADA), que realiza o monitoramento do estado do sistema elétrico e ações de operação e controle. Um dos sistemas de medição que complementam o SCADA são os sensores e sistema de monitoramento para medição fasorial (PMU), que permite monitoramento preciso do estado da rede e a localização de faltas.

O sistema que permite o monitoramento em tempo real de interrupções e o controle remoto ou automático das atuações para recuperação do fornecimento é denominado sistema de gerenciamento de interrupções (Outage Management System - OMS), que permite localizar com exatidão as equipes de manutenção em campo, estimar exatamente o tempo de recuperação, decidir o despacho de uma segunda equipe, ou a ordem de deslocamento de uma das equipes de manutenção, já em campo, para um segundo local com defeito. Permite realizar o diagnóstico remoto do defeito provável e determinar a sua localização, abreviando o tempo requerido de preparação para a manutenção.

Conforme adaptação do processo proposto por Tavares (1982, Volume 4) os passos do processo de atendimento e recuperação de interrupções que devem ser utilizados são:

- Informação e constatação da interrupção de longa duração.
- Análise da causa da interrupção e verificação do componente com falha e do tipo de reparo que precisará ser feito
- Localização exata da interrupção
- Realização de manobras de seccionamento para isolar a falha que causou a interrupção, reduzindo o número de consumidores afetados
- Preparação da equipe para a intervenção em campo
- Despacho e transporte da equipe de manutenção para ação em campo
- Desligamento da energia no local com falha, quando for o caso
- Realização da intervenção de manutenção e reparos em campo

- Teste e manobras de religamento do fornecimento para os consumidores afetados

As Tabelas 5 e 6 apresentam os procedimentos mais usados por 180 distribuidoras dos EUA para registrar as interrupções de longa e curta duração.

Tabela 5 - Contagem de respondentes que informam uso de sistemas de registro e verificação de interrupções de um total de 180 distribuidoras nos EUA no ano de 2013

Procedimento de registro de interrupções	No. Respondentes	%
Através de monitoramento pelo sistema SCADA	92	51,1
Registro de operadores em planilha eletrônica	78	43,3
Registro de operadores em base de dados	78	43,3
Registro de operadores em documentado em papel	65	36,1
Através de monitoramento e registro pelo sistema OMS	58	32,2
Pelo uso de software eReliability Tracker	46	25,6
AMI/AMR/Smart Meters	20	11,1
Outros	14	7,8

Fonte: American Public Power Association - APPA (2014) – Adaptado pelo autor.

Tabela 6 - Contagem de respondentes que informam uso de sistemas de registro de interrupções de curta duração de um total de 180 distribuidoras nos EUA no ano de 2013

Procedimento de registro de interrupções	No. Respondentes	%
Sistema automático de proteção que atua e faz religamento automático	108	60,0
Despacho de equipe para o local para inspeção, que faz ações de religamento	76	42,2
Chamada de consumidores reclamando problemas	53	29,4
Outros	48	26,7
Através de monitoramento pelo sistema SCADA	40	22,2
Através de monitoramento pelo sistema OMS	21	11,7
Via verificação dos medidores AMI	14	7,8

Fonte: American Public Power Association - APPA (2014) – Adaptado pelo autor.

2.8.3. DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

No Brasil são medidos os Índice de duração média de interrupção sistema, que é medido pelo DEC e o Índice de duração média de interrupção individual por consumidor que é o DIC. Ambos são relativos ao tempo de interrupção de longa duração em horas.

O Indicador DEC exprime o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos. É calculado utilizando na Equação 7:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n DIC(i)}{C_c} \quad (7)$$

Sendo:

n = Número de interrupções no período de observação;

C_c = Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado

2.8.4. FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor

O indicador de Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC) exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu no período de observação e o indicador de Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora (FIC), considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos. É calculado utilizando na Equação 8:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n FIC(i)}{C_c} \quad (8)$$

Sendo:

n = Número de interrupções no período de observação;

C_c = Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado

Na apuração dos indicadores DEC e FEC devem ser consideradas todas as interrupções, admitidas apenas as seguintes exceções:

- falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- interrupção em situação de emergência;
- suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- ocorridas em dia crítico;
- oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS.

2.8.5. Padrões Limite de DEC E FEC

O PRODIST 8 (2018), publicado pela ANEEL, define os padrões anuais que devem ser seguidos pela distribuidora em cada conjunto de sua área de atuação, obedecendo aos seguintes critérios tanto para áreas com atendimento mútuo (Concessionária/Permissionária), quanto para áreas com atendimento específico. Os padrões anuais de DEC e FEC para cada conjunto com atendimento mútuo deverão ser iguais aos estabelecidos para a respectiva Concessionária local. Os padrões anuais de DEC e FEC serão definidos tendo como base as informações coletadas e enviadas à ANEEL e as características da área atendida.

No caso específico de áreas da Permissionária atendidas por sistema radial, sem flexibilidade operativa, sempre que os limites mensais e trimestrais para DEC e FEC impostos nos parágrafos anteriores não puderem ser atingidos, por motivos de necessidade de desligamentos de longa duração para melhoria do sistema, a Permissionária deverá comunicar por escrito, com antecedência de no máximo 90 dias, tal fato à ANEEL e aos consumidores dos conjuntos afetados.

A partir dos dados informados, a ANEEL poderá estabelecer novos padrões a serem observados pela Permissionária, sendo que quaisquer alterações serão devidamente comunicadas com antecedência a Permissionária.

Em cada um dos conjuntos de consumidores, os indicadores consolidados trimestrais não poderão ser superiores a 3/4 dos padrões anuais correspondentes.

Caso outros conjuntos de consumidores sejam acrescidos ao sistema ou ocorram alterações na sua formação, a Permissionária deverá comunicar tal fato previamente à ANEEL, para a devida análise e homologação.

2.8.6. DIC - Duração de Interrupção por Consumidor

Exprime o intervalo de tempo que cada consumidor, individualmente considerado, ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.

Ao contrário dos indicadores DEC e FEC, que servem fundamentalmente de subsídio à fiscalização do desempenho da distribuidora, os indicadores da Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), da Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC), da Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) e da Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade

consumidora (DICRI), são apurados em períodos mensais, trimestrais e anuais para fins de medição e cobrança de multas, que são ressarcidas para os consumidores, quando excedidos os valores limite.

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC) é calculada utilizando a Equação 9.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (9)$$

Sendo:

$t(i)$ = Tempo de duração, em horas e centésimos de hora, da interrupção (i);

(i) = Indicador de cada interrupção variando de 1 a n;

n = Número de interrupções do consumidor considerado, no período de observação.

2.8.7. FIC - Frequência de Interrupção por Consumidor

Exprime o número de interrupções que cada consumidor, individualmente considerado, sofreu no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 3 (três) minutos.

Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC) é utilizando na Equação 10.

$$FIC = k \quad (10)$$

Sendo:

k = Número de interrupções do consumidor considerado, no período de observação.

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC) é calculada utilizando na Equação 10.

$$DMIC = t(i) \max \quad (10)$$

Sendo:

$t(i) \max$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI) é calculada utilizando na Equação 11.

$$DICRI = t_{\text{crítico}} \quad (11)$$

Sendo:

$t_{\text{crítico}}$ = duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

O descumprimento dos indicadores individuais de disponibilidade que afetam os consumidores nos conjuntos dentro das áreas de concessão das distribuidoras acarreta o pagamento de multas pecuniárias. O Gráfico 10 apresenta os valores em multas pagas anualmente por todas as distribuidoras pelo descumprimento dos limites individuais de tempo de interrupção. Quando os valores são considerados em dólares médios, verifica-se que existe a tendência de elevação do pagamento de multas por descumprimento dos tempos limites de interrupção, apesar dos eventuais esforços das distribuidoras, ou pela variação de fatores climáticos.

Gráfico 10 - Multas em dólares médios pagas por todas as distribuidoras pelo descumprimento de indicadores individuais de disponibilidade

Fonte: ANEEL (2016) - Elaborado pelo autor.

A Tabela 7 apresenta o “*ranking*” das distribuidoras que são as maiores pagadoras de multas pelo descumprimento dos indicadores individuais de continuidade no ano de 2015, com as receitas totais sem impostos obtidas no mesmo ano.

Tabela 7 - Ranking de pagamento de multas pelas distribuidoras em 2015

	Distribuidora	Região	Valor multas pagas (Milhões R\$)	Valor receitas sem impostos (Milhões R\$)	% das receitas sem impostos pagas em multas
1	ELETRIPAULO (SP)	Sudeste	116,67	13.872,04	0,841
2	CELG-D (GO)	Centro-Oeste	98,40	5.955,39	1,652
3	AMPLA (RJ)	Sudeste	55,21	5.184,38	1,065
4	LIGHT (RJ)	Sudeste	43,86	10.180,07	0,431
5	COELBA (BA)	Nordeste	41,18	5.376,26	0,766
6	CEMIG-D (MG)	Sudeste	37,33	11.350,51	0,329
7	COPEL-DIS (PR)	Sul	23,16	8.771,90	0,264
8	AES-SUL (RS)	Sul	20,69	3.128,36	0,662
9	CELPE (PE)	Nordeste	17,38	3.971,31	0,438
10	CEEE-D (RS)	Sul	15,62	3.333,57	0,469
12	RGE (RS)	Sul	14,17	2.861,40	0,495
13	CELPA (PA)	Norte	13,55	3.924,62	0,345
14	CPFL-Paulista (SP)	Sudeste	13,53	8.986,27	0,151
15	ELEKTRO (SP)	Sudeste	13,34	3.766,59	0,354
16	CELESC-DIS (SC)	Sul	12,04	4.813,18	0,250
17	CEB-DIS (DF)	Centro-Oeste	10,15	1.815,84	0,559
18	CEAL (AL)	Nordeste	8,48	1.337,24	0,634
19	EMS (MS)	Centro-Oeste	8,23	2.135,28	0,385
20	AME (AM)	Norte	8,23	1.757,38	0,468
21	COELCE (CE)	Nordeste	7,93	3.472,66	0,228

Fontes: Portal ANEEL, Painel Municípios, acesso em agosto de 2017 e Portal ANEEL, Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição em outubro de 2017. Elaborada pelo autor.

2.8.8. Indicadores de Continuidade e Disponibilidade

Conforme consta na norma IEEE 1366 (2003), editada pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, os índices de confiabilidade da rede de distribuição podem ser usados para avaliar melhorias realizadas na rede.

Conforme o afirmado em ANEEL Nota Técnica 0173 (2016), a duração das interrupções está intimamente ligada à gestão e aos procedimentos adotados pelas distribuidoras na operação e manutenção das redes, e também às facilidades existentes para se recuperar um sistema após cada interrupção, como, disponibilidade de veículos equipados, dispositivos de comunicação, capacitação da equipe de manutenção, localização das equipes, dispositivos de monitoramento e atuação remota. Já a frequência de interrupções caracteriza as deficiências do sistema de distribuição em relação às causas como, temperaturas extremas, acidentes, ação de terceiros, erros de operação, acidentes com aves, animais e vegetação, chuvas e ventos fortes, descargas atmosféricas e a degradação do sistema por envelhecimento e/ou falta de manutenção adequada.

Ações para minimizar a frequência e a duração das interrupções são contabilizadas como custos para a melhoria da confiabilidade. No âmbito da regulação da distribuição, esses custos podem ser definidos como custos de investimentos no sistema de distribuição ou custos

operacionais. Ambos fazem parte da receita requerida da distribuidora, e são pagos pelos consumidores nas tarifas.

O ideal para os consumidores é que o fornecimento de energia elétrica seja ininterrupto, com os sistemas de distribuição sempre disponíveis. Entretanto, a distribuidora garantir a continuidade permanente não será economicamente viável. Deve-se então buscar uma solução eficiente, que minimize os custos totais para a distribuidora, compostos pelos dispêndios totais devido às interrupções e os custos totais para se evitar as interrupções.

Faz parte dos custos para se evitar as interrupções, o custo de operação e manutenção da rede, o custo de aquisição e manutenção das instalações, os custos de aquisição e manutenção sistemas diversos, custo das viaturas e equipamentos, custo de materiais para substituição, reparos ou substituição de suportes, postes, linhas, dispositivos de proteção, transformadores, sistemas de rede redundantes, sistemas de monitoramento e atuação remotos, sensores e os custos da mão de obra.

Faz parte dos dispêndios com as interrupções, a substituição de equipamentos danificados, o deslocamento de equipes para rearmar sistemas de proteção, a energia não fornecida e cobrada, as multas por exceder limites de tempo de interrupção individual e ressarcimentos de danos à equipamentos dos consumidores. Sem contar os custos incorridos pela sociedade, que podem não ser considerados pelas distribuidoras.

Conforme consta em APPA (2014) os índices que medem a confiabilidade ajudam a verificar a eficácia da interconexão de muitos dos componentes do sistema na melhoria do sistema de distribuição elétrica. Os fatores que influenciam na confiabilidade normalmente são: Projeto da subestação, sistema de proteção, tensão fornecida, comprimento do alimentador, exposição ao meio ambiente, dispositivos de seccionamento, capacidade, redundância, tipo e idade dos condutores e número de consumidores em cada alimentador.

Os circuitos também devem ter dispositivos seccionadores (seccionadores, disjuntores, fusíveis, barras, contadores, interruptores multipolares), que permitam isolar partes das instalações para manutenção, verificação e localização e reparos de defeitos. E devem ter dispositivos que permitam paradas de emergência, que possa desenergizar rapidamente um circuito e permitir manobras.

Está descrito em APPA (2014) que a confiabilidade, do ponto de vista da engenharia de sistema, é a capacidade de um sistema elétrico desempenhar suas funções sob circunstâncias normais e em limites extremos. Os índices de confiabilidade ajudam engenheiros e técnicos de operações a perceber a interdependência dos componentes e os pontos vulneráveis a interrupções de um sistema de distribuição elétrica. Fazer parte da confiabilidade total do

sistema de distribuição: sistema de voltagem, comprimento do alimentador, a exposição dos componentes, linhas e equipamentos ao meio ambiente, a capacidade de seccionar partes da rede e a redundância de alimentação da rede, tipo de condutor/idade e número de consumidores em cada alimentador.

A disponibilidade pode ser medida pelo tempo em que a rede de distribuição estará em estado operável e confiável, fornecendo energia nas condições em que foi criada para atender. Também poder ser definida como a probabilidade da rede estar operando adequadamente no fornecimento de energia elétrica, conforme suas limitações operacionais. A qualidade da energia pode ser determinada pela conformidade com padrões estabelecidos, que permite a condição de compatibilidade entre sistema supridor e carga atendendo critérios de conformidade senoidal (amplitude da tensão, frequência, desequilíbrios de tensão e corrente e forma de onda). Para atingir níveis satisfatórios de confiabilidade, disponibilidade e compatibilidade da energia fornecida através da rede, as distribuidoras planejam investimentos em capacitação, expansão, proteção e segmentação das interrupções na rede. Para assegurar os padrões operacionais necessários são usados esquemas de proteção, associados a topologia escolhida, o que faz com que as redes sejam mais resistentes às perturbações e principalmente, às interrupções de longa duração.

Figura 4 - Confiabilidade dos componentes em função do tempo “curva da banheira”

Fonte: Klutke, Kiessler, Wortman (2003) – Elaborado pelo autor.

A Figura 4 exemplifica a chamada “curva da banheira”, que foi discutida por Klutke, Kiessler, Wortman (2003), que descreve genericamente a expectativa genérica de vida útil dos componentes de um sistema, ou rede, em função do tempo de instalação. Desta mesma forma,

o tempo de vida dos componentes e dispositivos compromete a confiabilidade de uma rede de distribuição. Este comportamento é bem conhecido pelos operadores de redes de distribuição cujos componentes e dispositivos estão instalados há muitas décadas. Trata-se do chamado tempo de vida útil previsto para a rede.

Para Kumar e Suresh (2008) o planejamento da manutenção deve ser considerado conjuntamente com a confiabilidade de um sistema. As recomendações para melhorar a confiabilidade de sistemas são: melhorar o desenho da rede e a qualidade dos componentes, linhas e equipamentos: simplificação do desenho da rede, uso de padrões técnicos e de gestão da qualidade, uso de padrões de teste, dimensionamento e disponibilização adequados dos componentes, partes e equipamentos para reposição e uso de técnicas e sistemas de gestão eficientes da manutenção.

As manutenções preventivas das linhas contribuem para a disponibilidade do fornecimento e podem ser feitas para linhas de média tensão, entre cargas a cada 0,4 kVA a 20 kVA no intervalo entre as subestações, verificação entre seccionadores, verificando o aparo da vegetação, verificação visual e termográfica, usando rodovias e helicópteros e verificação do estado dos postes, cruzetas, transformadores e isoladores. Verificações nas linhas podem ser visuais ou termógrafas, em tempos regulares, a cada 5 ou 10 anos. Podem ser usadas câmeras infravermelhas para monitorar transformadores. Postes e isoladores podem ser verificados, a cada 5 anos e, quando necessário, trocados. Os circuitos também devem ter dispositivos seccionadores (seccionadores, disjuntores, fusíveis, barras, contadores, interruptores multipolares), que permitam isolar partes das instalações para manutenção, verificação e localização e reparos de defeitos. E devem ter dispositivos que permitam paradas de emergência, que possa desenergizar rapidamente um circuito e permitir manobras.

Na Figura 5 é exemplificado como pode ser obtido o ponto ótimo na relação dos investimentos com confiabilidade, conforme proposto por Chowdhury e Koval (1998), porém neste trabalho, com os custos decorrentes dos distúrbios de curta duração e das interrupções de longa duração é o ponto de mínimo da sobreposição das curvas de investimentos e custos com os distúrbios e interrupções.

Figura 5 - Ponto ótimo de investimento em proteção

Fonte: Chowdhury e Koval (1998) – Adaptado pelo autor.

Pelo enfoque da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, no relatório da APPA (2014) é definida confiabilidade na perspectiva da engenharia de sistemas, como a capacidade do sistema elétrico de desempenhar as suas funções sob circunstâncias normais e extremas. Ela é definida pela probabilidade dos componentes, partes e sistemas realizarem suas funções requeridas por um dado período de tempo sem falhar. Pode representar também o tempo que o componente, parte ou sistema levará para falhar. Faz parte da confiabilidade minimizar perturbações, assegurando a qualidade da energia, com a forma de onda fornecida dentro do padrão, evitando afundamentos e sobretensões e evitando cintilações. Em geral os sistemas elétricos são construídos para continuar operando após serem submetidos a falhas. Também faz parte da confiabilidade do sistema elétrico a adequabilidade do sistema para assegurar o equilíbrio entre oferta e demanda.

2.8.9. Indicador de Desempenho Global de Continuidade

A Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL (2016) recomenda que seja usado o indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC) para comparar o desempenho relativo entre as distribuidoras. Este indicador permite avaliar o nível da continuidade do serviço prestado pela distribuidora em relação aos limites estabelecidos para a sua área de concessão (limites determinados pela ANEEL). Dessa forma, pode-se afirmar que as distribuidoras mais bem colocadas possuem, dados seus limites, melhor continuidade do

fornecimento de energia elétrica em relação às demais. A Tabela 8 expõe os valores dos indicadores DGC para distribuidoras com conjuntos estudados neste trabalho.

Tabela 8 – Indicadores DGC.

	2012	2013	2014	2015
AMPLA	0,98	1,22	1,39	1,87
CELPA	2,01	1,52	1,16	0,96
CEMIG-D	0,98	0,87	0,77	0,85
COPEL-DIS	0,74	0,83	1,01	1,03
CPFL	0,81	0,75	0,75	0,81
LIGHT	1,53	1,61	1,16	1,19
RGE	0,81	0,95	1,04	0,97
RGE-SUL	0,83	0,81	1,03	1,13

Fonte: Portal ANEEL, Indicadores de distribuição, acessado em agosto 2017 – Elaborada pelo Autor.

A Equação 13 expõe o modo de cálculo do desempenho relativo global, que consiste na média aritmética simples entre os desempenhos relativos anuais dos indicadores DEC e FEC.

$$DGC = \frac{\left(\frac{DECApurado}{DECLimite} + \frac{FECApurado}{FECLimite}\right)}{2} \quad (13)$$

Sendo:

DGC: Desempenho Global de Continuidade;

DECApurado: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor apurado anual);

DECLimite: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor limite anual);

FECApurado: (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor apurado anual);

FECLimite: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (valor limite anual).

Conforme Orpijärvi (2017) a confiabilidade média do sistema (CMS) de distribuição, que pode ser correlacionado com o índice de continuidade e que pode ser determinado pela ponderação dos indicadores SAIFI, SAIDI e MAIFI. Este indicador é utilizado em alguns países da Europa e é equivalente ao índice DGC proposto pela ANEEL. O cálculo do CMS é demonstrado pela Equação 14.

$$CMS = \varphi_1 * SAIFI + \varphi_2 * SAIDI + \varphi_3 * MAIFI \quad (14)$$

Sendo:

CMS é o Indicador confiabilidade média do sistema;

SAIDI é o indicador de duração média de interrupção do sistema;

SAIFI é o indicador de frequência média de interrupção do sistema;

MAIFI é o indicador de frequência de interrupção média momentânea;

ϕ_1 é o coeficiente de ponderação de SAIFI;

ϕ_2 é o coeficiente de ponderação de SAIDI;

ϕ_3 é o coeficiente de ponderação de MAIFI.

2.9. Pedidos de Indenização por Danos – PID

O PRODIST 9 (2012), publicado pela ANEEL, explicita as regras para os pedidos de indenização por danos causados aos consumidores. O pedido de ressarcimento por um dano elétrico (PID) é solicitado pelo consumidor, ou de seu representante, responsabilizando a distribuidora pelos fatos que causaram danos aos seus equipamentos. Não cabíveis solicitações de indenização por danos morais, lucros cessantes ou danos emergentes causados à consumidores conectados em tensão superior a 2,3 kV.

A responsabilidade em ressarcir os danos elétricos causados aos consumidores é investigada pela distribuidora e a solicitação de ressarcimento de danos elétricos somente pode ser indeferida pelas situações expressas no PRODIST 9 (2012), cabendo ressarcimento quando são reunidas provas de nexo causal de responsabilidade da distribuidora na ocorrência das situações que levaram ao dano. A não comprovação destas situações impede o deferimento da solicitação. O exame de nexo causal consiste em averiguar se houve perturbação no sistema elétrico e se a perturbação registrada poderia ter causado o dano reclamado.

Para Mayor et al. (2009), a verificação da desconformidade de tensão pelas distribuidoras, com produção de afundamentos e sobretensões, precisa ser feita pela medição e registro das ocorrências, localização e extensão do evento para os consumidores, correlacionados com as informações de fabricantes e pesquisadores sobre a susceptibilidade dos equipamentos e máquinas dos consumidores expostos as situações de perturbação. A correlação das informações das distribuidoras com as datas, horas e localizações das supostas ocorrências, permitiria estabelecer o nexo causal. Considerando-se situações em que não houve perturbação na rede elétrica, que tenha afetado a unidade consumidora do reclamante, concomitantemente, com a data e hora aproximada da suposta ocorrência do dano reclamado, então o nexo causal pode não ser comprovado.

De acordo com o exposto em PRODIST 9 (2012), nexo causal pode não ser comprovado caso ocorram ausência de registro nos relatórios de:

- atuação de quaisquer dispositivos de proteção à montante da unidade consumidora, inclusive religadores automáticos;

- ocorrências na subestação de distribuição que pudesse ter afetado a unidade consumidora;
- manobras emergenciais ou programadas, ainda que avisadas com antecedência;
- qualquer evento no sistema de transmissão que possa ter afetado a unidade consumidora;
- eventos na rede que provocam alteração nas condições normais de fornecimento de energia elétrica, provocados por ação da natureza, agentes a serviço da distribuidora ou terceiros.

Devem ser consideradas todas as alterações nas condições normais de funcionamento do sistema elétrico, ainda que transitórias, provocadas por terceiros ou preventivas. Caso seja comprovado que não houve perturbação na data e hora aproximada para o dano reclamado nos termos do item anterior, a distribuidora deve emitir parecer “indeferido” para a Análise e emitir Resposta ao consumidor transcrevendo o motivo de indeferimento disposto, conforme o caso.

O Ressarcimento pode ser realizado através de uma das seguintes formas, escolhida pela distribuidora:

- conserto do equipamento danificado;
- substituição do equipamento danificado por outro equivalente;
- pagamento em moeda corrente em valor equivalente a um equipamento novo;
- pagamento em moeda corrente em valor equivalente ao conserto.

Uma vez que há registro de perturbação, considera-se que foi a causa do dano reclamado, exceto se:

- equipamento for puramente resistivo e o evento registrado for passível de causar apenas subtensão;
- caso de dano em componente eletrônico do equipamento, a fonte de alimentação elétrica estiver em perfeito funcionamento, indicado pelo Laudo de Oficina ou por constatação.

O ressarcimento é o meio através do qual a distribuidora retorna o consumidor à condição anterior à ocorrência do dano, seja consertando ou substituindo o equipamento danificado, ou ainda pagando valor equivalente para o próprio consumidor fazê-lo.

Segundo a pesquisa qualitativa apresentada em CNI (2016), com 100 empresas de pequeno, médio e grande porte, de diversos ramos industriais e em todas as regiões do Brasil, 79,0 % utilizava energia elétrica para movimentar seus dispositivos produtivos e 16,0 %

afirmava ter interrupções frequentes de energia. Para 34,0 % as falhas são eventuais e para 44,0 % raramente ocorrem falhas. Outros 4,0 % afirmam que nunca ocorrem falhas e 2,0 % não responderam, com 32,0 % afirmando que as interrupções causavam grandes prejuízos para as indústrias.

2.10. Perdas Sociais

A Nota Técnica ANEEL 0173 (2016) relaciona às interrupções as seguintes perdas associadas aos consumidores, como os impactos econômicos diretos: custos de reinício de processos, danos a equipamentos, perda de produção ou desperdício de material, custos diretos associados com vidas e saúde humana; impactos sociais diretos: perdas no tempo de lazer, inconveniência devido à falta de transporte, temperaturas desconfortáveis em ambientes internos e danos pessoais ou mortes; impactos indiretos: desobediência civil e roubos durante interrupções com grande abrangência geográfica e longa duração, custos legais e de seguros, custos para mudanças na programação e planos de empresas.

Além das multas, custos adicionais e perdas de receitas, que podem ser apuradas como valores monetários, existe também a necessidade da determinação dos eventos, perdas e danos que são causados a sociedade e que não podem ser traduzidos facilmente em termos monetários. Somente com a determinação de indicadores de medição dos impactos sociais e econômicos das perturbações e interrupções é possível calcular valores monetários equivalentes para os efeitos causados, como o desconforto as pessoas, a perda da qualidade de vida, impactos a mobilidade urbana, riscos de segurança pessoa e coletiva, atrasos em atividade e compromissos, lucros cessantes, perda de vidas devido à acidentes, impactos nas operações das empresas públicas e privadas, perda de produtividade e outros danos e constrangimentos.

Segundo declarado em SINAPSIS 1 (2016), o custo social da energia não suprida (CENS) é a monetarização das perdas diretas e indiretas para toda a sociedade decorrentes da energia não suprida. Este valor diverge do custo da energia não faturada pela distribuidora. O valor do CENS pode agregar o custo da interrupção de diversos agentes de maneira a representar a sociedade como um todo, dentro de uma área de concessão, representando o valor médio do custo da interrupção em R\$/MWh. Já o custo da interrupção (CI), na sua definição usual, representa o prejuízo de um usuário resultante da interrupção de fornecimento sem prévio aviso que o afeta, quantificado unitariamente por R\$/kWh interrompido. A Tabela 9 permite observar os custos por hora de interrupção relacionados ao tipo de consumidor e kWh de energia consumida.

Tabela 9 - Valores do custo da interrupção por consumidor/kwh obtidos por diversos autores.

Autor	Descrição	Custo da Interrupção (US\$/kWh _{int})	Valor em R\$ (2017)
Gomes e Schilling (1997)	Eletropaulo - 5 horas	1,39	4,38
Gomes e Schilling (1997)	Eletropaulo - 3 minutos	1,98	6,24
Schilling e Marangon (1992)	Residenciais	1,11	3,50
Schilling e Marangon (1992)	Comerciais e Industriais (Valor máximo)	4,76	14,99
Magalhães et al. (2001)	Residenciais DAP	0,83	2,61
Magalhães et al. (2001)	Residenciais Custos diretos	0,96	3,02
Magalhães et al. (2001)	Custo médio de São Paulo	1,20	3,78
Hideki et al. (2001)	Consumidores AT e MT em São Paulo	1,64	5,17

Fonte: ANEEL - Nota Técnica 0173 (2016) - Adaptada pelo autor

As perdas sociais diretas são aquelas que ocorrem durante a interrupção do fornecimento, devido aos transtornos nas atividades normais de produção ou consumo. As perdas de receitas na produção das empresas podem ser estimadas monetariamente pelo valor do Produto Interno Bruto (PIB) perdido devido às interrupções de energia ou pelos danos causados nos equipamentos de produção devido às perturbações na energia fornecida, que afetariam a produção no comércio, indústrias, propriedades rurais e empresas de serviços. Quanto ao consumo das pessoas, perda de pagamentos de serviços podem ser estimadas, como o pagamento de planos de TV a cabo e acesso à Internet pelos consumidores, que foram privados de usufruir dos serviços devido às interrupções.

Outras perdas sociais podem ser avaliadas, decorrentes de colapsos na infraestrutura das cidades e instituições que prestam serviços para os cidadãos. É o caso de acidentes e crimes por falhas de semáforos e iluminação pública, a paralização de serviços públicos e de saúde e a perda de conforto e mobilidade da população, devido à falta energia causada pelas descargas atmosféricas

O estudo realizado visou estabelecer um método adequado para tornar tangível monetariamente e dentro das obrigações dos contratos de concessão, os impactos para a sociedade causados pelas perturbações e interrupções de longa duração do fornecimento de energia elétrica para a sociedade. Foram analisadas como opções, o custo de déficit e as perdas do PIB.

Segundo informações obtidas em SINAPSIS 1 (2016) perdas sociais indiretas são os incorridos pelos usuários quando compra equipamentos, como nobreaks, criam cópias de

segurança de documentos e dados ou adequam instalações prediais e sua infraestrutura para adequar o nível de confiabilidade que necessitam diante do que a rede pública oferece.

Transtornos, prejuízos e mau atendimento trarão insatisfação aos consumidores, e consequentemente prejudicarão a imagem da distribuidora perante o público e órgãos de fiscalização e concessão. Dispendios adicionais das distribuidoras poderão ser necessários para o enfrentamento público de graves crises que afetem os consumidores, nas áreas de concessão.

Para Sanghvi (1982), no caso de interrupções de fornecimento, o impacto para os usuários é um conjunto de fatores como, o grau da dependência do uso da eletricidade para as atividades diárias, a capacidade dos usuários recuperarem individualmente suas atividades, apesar da interrupção e a disponibilidade de recursos próprios de geração elétrica alternativa dos usuários. Nesta perspectiva, o impacto percebido pelos usuários devido às interrupções é função de: tempo de duração da interrupção, período da ocorrência, magnitude, haver aviso prévio, frequência de interrupções, persistência das interrupções e cobertura geográfica. O impacto social das interrupções depende largamente dos consumidores estarem ou não preparados para os eventos, pois no caso de interrupções inesperadas, os consumidores terão alternativas limitadas disponíveis. Portanto, a variação da perda social deverá ser caracterizada por modelos de múltiplas variáveis não lineares.

Para Catrinu e Nordgård (2010) o comportamento da sociedade, frente uma impactante e imprevisível interrupção de fornecimento, pode ser um importante componente de custo econômico, decorrente de vandalismos, acidentes diversos e da mudança do comportamento da sociedade perante a empresa responsável pela interrupção.

2.11. Viabilidade econômica e financeira

A viabilidade econômica de projeto pode ser feita analisando-se o valor total investido, comparando-o com a somatória dos valores obtidos ao longo do tempo de estudo, descontados por uma taxa que ajusta cada valor e traz para valor no presente. Com o uso deste método pode-se obter o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto, que calcula o valor líquido obtido pelo projeto ajustado aos preços presentes. Caso o projeto não ofereça VPL positivo, ou não tenha geração de valores entradas suficiente para pagar o investimento, no período considerado no estudo, então o projeto não é considerado viável economicamente, pelo método apresentado. A Equação 15 detalha o cálculo do VPL.

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{(Cej - Caj)}{(1+id)^n} - Inv \quad (15)$$

Sendo:

n = Número de períodos do projeto

i_d = Taxa de descontos

C_{ej} = Parcelas de benefício com custo evitado em cada período

C_{aj} = Parcelas de custo adicional em cada período

Inv_0 = Investimento total desembolsado no início do projeto

A determinação da taxa de descontos a ser utilizada na avaliação dos investimentos é uma questão delicada e crucial, principalmente em países como o Brasil com grande escassez de capital e custos de tomada de empréstimos elevadíssimos, principalmente para investimentos de longo prazo, como é o caso de sistemas de proteção para redes de distribuição.

A taxa de descontos utilizada em investimentos privados empresariais geralmente é calculada como o custo de obtenção de capital de terceiros, como empréstimo cobrando juros, ou como o custo da oportunidade do capital próprio, mais um coeficiente que inclui o risco do investimento.

Conforme Nota Técnica nº 22/SGT (2015), emitida pela ANEEL, a abordagem usada no Brasil representar a estrutura do capital a disposição de uma empresa privada de grande porte, que é concessionária de uma área de distribuição é usar a taxa de descontos calculada pelo custo médio de capital ponderado (WACC) é o cálculo ponderado da equidade fornecido pelos acionistas e da dívida fornecido por investidores externos. Ele é usado para avaliar se uma taxa de retorno do ativo é justa ou não.

Entre novembro de 2017 a dezembro de 2017 a ANEEL propôs que o custo médio ponderado de capital (WACC) das distribuidoras seja de 7,71 %, depois de impostos, para o período entre 2018 e 2020. Em 2017, a taxa WACC recomendada pela ANEEL foi de 8,09 %.

A Equação 16 descreve o cálculo da taxa WACC, que é usada como taxa de descontos que representa o custo do capital para os investimentos.

$$WACC = \left(\frac{C_p}{C_p + C_t} \right) (\%) * i_p + \left(\frac{C_t}{C_p + C_t} \right) (\%) * i_t + \text{Tributos} \quad (16)$$

Sendo:

WACC: custo médio ponderado de capital (taxa de descontos)

i_p : custo do capital próprio

i_t : custo da dívida

C_p : capital próprio

C_t : capital de terceiros ou dívida

Para a obtenção do tempo necessário para que os investimentos sejam pagos, antes do projeto oferecer ganhos líquidos, que é o tempo de recuperação do investimento feito, ou

também é chamado de “*payback*”.

A taxa de equilíbrio do fluxo de valores do projeto, trazidos a valor presente por uma taxa tal que quando somados, se igualam ao valor investido. Esta taxa, que é específica do fluxo de valores é conhecida como Taxa Interna de Retorno (TIR) e independe da taxa que será utilizada como referência da remuneração do investimento. A Equação 17 detalha o cálculo da taxa interna de retorno.

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{(Ce_j - Caj)}{(1+TIR)^j} - Inv \quad (17)$$

Sendo:

n = Número de períodos do projeto

id = Taxa de descontos

Cej = Parcelas de benefício com custo evitado em cada período

Caj = Parcelas de custo adicional em cada período

Inv0 = Investimento total desembolsado no início do projeto

2.11.1. Análise de custos e benefícios (ACB)

Segundo Sartori et al. (2015), quando o investimento estudado é do tipo que atende simultaneamente aos interesses e necessidades dos setores público e privado, torna-se mais adequado dar um tratamento mais amplo que inclua também os retornos para a sociedade. Uma análise econômica ampla pode ser feita usando a análise do custos e benefícios (ACB).

Segundo Blank e Tarquin (2012), a simples avaliação financeira de um projeto de investimentos públicos não permite determinar todo o retorno que trará para a sociedade, pois existem os chamados ganhos sociais, que podem ser não monetários, como é o caso de se elevar o nível de bem-estar de uma população. A análise ACB permite ainda considerar explicitamente os diversos tipos de riscos dos investimentos.

Projetos de investimentos podem resultar em externalidades e perdas sociais que podem ser incluídas numa análise dos custos e benefícios (ACB) qualitativa, quando se analisa os aspectos conceituais, ou através de uma análise quantitativa, quando todos os fatores em análise são traduzidos para valores numéricos e analisados por modelos matemáticos. Este método, devido a sua forma objetiva de avaliação, permite estabelecer compensações para os indivíduos sujeitos às externalidades, que foram consequências dos investimentos.

ACB não considera todos os fatores que são relacionados ao benefício social de um projeto, pois considera apenas as implicações pela eficiência econômica, ignorando a distribuição de ganhos entre os envolvidos no projeto, bem como, os efeitos que a distribuição de ganhos provocaria.

É uma forma de análise muito usada por governos e agências reguladoras para avaliar projetos governamentais e mudanças de regulamentação e de políticas. Nesses casos a modelagem ACB permite interpretar os efeitos de uma política sobre indivíduos ou grupos em termos monetários, de modo a facilitar comparações entre a situação anterior e posterior aos investimentos. Pode ser usado também para medir a eficiência de medidas econômicas, sobre o ponto de vista dos resultados que podem ser obtidos.

Na análise econômica de projetos públicos o primeiro passo da ACB quantitativa é calcular e totalizar os custos e benefícios que serão produzidos pela implantação de um projeto. No segundo passo são estimados os ganhos ou perdas para os indivíduos e determinada uma variação de compensação e variação equivalente. A compensação determina os valores monetários que deverão ser dados aos indivíduos afetados, como compensação pela piora do seu bem-estar pela implantação do projeto. A variação equivalente determina a quantidade de dinheiro que os consumidores deveriam pagar pelos ganhos obtidos pelo projeto.

Um preço oculto do projeto público mede o efeito marginal sobre o bem-estar social, devido à mudança nas variáveis controladas pelo governo. O efeito marginal poderá um impacto como consequência da implantação de um projeto. O problema para encontrar o preço oculto pela análise ACB ocorre devido a imperfeições e falhas no mercado. Como um caso onde a lucratividade do projeto independe do desejo da sociedade em pagar mais ou não pela implantação do projeto.

Para Sartori et al. (2015) diferentemente das análises financeiras mais usuais, as análises ACB focam a perspectiva de longo prazo, entre 10 a 30 anos. As projeções de longo prazo são sempre cercadas de grandes incertezas, pois os cenários futuros sempre são estimados ou prováveis. Na Tabela 10 podem ser verificadas as principais diferenças entre investimentos públicos e privados.

Tabela 10 - Comparação entre investimentos públicos e privados.

Investimentos	Tempo de Vida do Investimento	Estimativa de Fluxo de Caixa Anual	Obtenção de Fundos para Financiamento	Taxa de retorno	Critério de seleção de alternativas	Contexto da avaliação
Públicos	30-50 anos	Lucros não são a prioridade, custos, benefícios e consequências negativas (externalidades) são estimados	Impostos, taxas, tarifas, bônus, fundos privados	Baixa	Múltiplos critérios	Tendência política
Privados	2-25 anos	Receitas contribuem para o lucro e custos são estimados	Ações, bônus, fluxo de caixa operacional, financiamentos bancários	Alta, baseada no custo do capital	Principalmente baseado na taxa de retorno	Enfoque Econômico

Fonte: Blank e Tarquin (2012)

Para investimentos como os abordados neste trabalho é adequada a análise dos custos e benefícios (ACB), que permite avaliar uma decisão de investimento considerando também os ganhos no bem-estar social que possam ser atribuíveis ao resultado dos investimentos.

Os fatores sociais relacionados aos processos estudados neste trabalho são: perdas do produto interno bruto (PIB), perdas de produção das empresas, danos a equipamentos, ocorrência de acidentes, ocorrência de crimes, perda de conforto, restrição de mobilidade, privação de serviços e lazer desfrutado.

Todas as perdas que poderiam ser evitadas devido aos investimentos foram convertidas a valores monetários, que foram abordados com ganhos ou retorno para a sociedade e distribuidora devido aos investimentos realizados. O total de ganhos foi comparado objetivamente com os investimentos realizados, usando modelagem matemática e financeira, que permitiu verificar as condições de viabilidade.

A Equação 18 descreve o cálculo ACB pela soma dos fatores e a Equação 19 descreve o cálculo ACB pela relação entre custos e benefícios. Esta relação foi usada para determinar a opção otimizada dos investimentos.

$$ACB = \sum \left(\begin{array}{c} \$ \text{ Perda de cobrança de energia fornecida} \\ + \\ \$ \text{ Pagamento de multas e ressarcimentos} \\ + \\ \text{Custo financeiro do Capital evitado} \end{array} \right) - \quad (18)$$

$$\sum \left(\begin{array}{c} \$ \text{ Investimentos em proteção} \\ + \\ \$ \text{ Custos adicionais} \\ + \\ \text{Custo financeiros de Capital investido} \end{array} \right)$$

ou

$$\frac{\text{Custos}}{\text{Benefícios}} = \frac{(\sum \text{Investimentos})}{(\sum \text{Perdas distribuidora evitadas} + \sum \text{Perdas sociais evitadas})} \quad (19)$$

Segundo recomendado em Sartori et al. (2015), o processo de ACB deve ser estruturado em sete etapas:

- descrição do contexto;
- definição dos objetivos;
- identificação da viabilidade técnica do projeto e sustentabilidade ambiental;
- análise financeira;
- análise econômica;
- avaliação de risco.

Para Blank e Tarquin (2012) a análise do desempenho econômico pode ser feita uma vez que todos os custos do projeto e benefícios foram quantificados e avaliados em termos monetários, então é possível medir o desempenho econômico do projeto calculando-se os seguintes indicadores:

- valor econômico presente líquido (VPL): diferença entre o desconto benefícios sociais totais e custos;
- taxa econômica de retorno (TIR): taxa que produz um valor de zero para VPL. Esta taxa poderá ser nominal, na qual a variação da inflação está incluída, ou ser efetiva, sem incluir a taxa de variação da inflação do período estudado;
- relação C/B, ou seja, a relação entre custos e benefícios econômicos, descontada a valor presente ou não.

Nos casos em que existem múltiplas variáveis, múltiplos valores e incertezas, estas podem ser incluídas na modelagem ou podem ser analisadas em faixas amplas de cálculo, pode

ser usada a análise de sensibilidade, quando se projeta os resultados, em função de diversos valores atribuídos para uma ou mais variáveis de cada vez.

Segundo Newman et al. (2004), quando pequenas variações em uma estimativa específica podem mudar a seleção da alternativa, é dito que a decisão é sensível a estimativa. Para melhor avaliar o impacto de qualquer estimativa particular, devem ser consideradas as variações de uma estimativa específica, que seria necessária para mudar a decisão em particular. Isso é chamado de análise de sensibilidade. Uma análise da decisão pela variação dos diversos parâmetros que modelam a solução do problema, permitindo observar os aspectos mais significativos do problema.

Para Sartori et al. (2015) a análise de sensibilidade permite identificar as variáveis críticas do projeto, que são aqueles tais cujas variações, sejam positivos ou negativos, têm o maior impacto sobre o desempenho financeiro ou econômicas. A análise é realizada variando uma variável de cada vez e determinar o efeito da mudança sobre o valor presente líquido, que caracteriza o retorno obtido com o investimento, ou sobre a taxa TIR.

Como critério orientador, devem ser consideradas variáveis críticas todas a que alterarem o valor presente líquido do investimento em $\pm 1,0 \%$.

A análise de sensibilidade pode ser feita para diferentes cenários de investimento, incluindo-se alguns fatores de incerteza, como variação da inflação, variações nas tarifas, estimativas diversas de depreciação dos recursos, curva de variação do consumo de energia, variação do custo do capital, variação do câmbio, mudanças regulatórias, mudanças na tecnologia, mudanças políticas e ocorrência de eventos sociais extremos.

A modelagem matemática para ACB pode ser complementada por uma análise de sensibilidade, onde são variadas as condições técnicas, os custos, regiões, configurações da rede e situação econômica para verificar em que situações há viabilidade nos investimentos.

São possíveis considerações adicionais que podem ser incluídas na modelagem como:

- considerações sobre variações nas tarifas;
- crescimento ou decrescimento do consumo;
- considerações sobre mudanças no perfil, tamanho e tecnologias da rede;
- considerações sobre mudanças no perfil dos consumidores;
- considerações sobre a depreciação de equipamentos e tempo de vida útil da rede.

3. MODELO PARA AVALIAÇÃO TÉCNICO E ECONÔMICA

As redes de energia elétrica têm como objetivo transportar e distribuir a eletricidade produzida pelos diversos centros geradores até os consumidores, obedecendo padrões de conformidade eletromagnética que caracterizam a qualidade do produto eletricidade.

As distribuidoras buscam planejar suas redes de modo a obter a maior confiabilidade possível, considerando aspectos tanto técnicos como econômicos. A confiabilidade é a capacidade de um sistema elétrico desempenhar suas funções sob circunstâncias normais e em limites extremos e permite obter disponibilidade, cujo conceito se refere ao tempo em que a rede fornece eletricidade para os consumidores em relação ao tempo total considerado.

A Tabela 11 apresenta medidas de proteção para diferentes causas de desligamentos e interrupções de longa duração (i.e., com duração maior ou igual a 3 minutos) em linhas aéreas de distribuição de média tensão.

Tabela 11 – Exemplos de causas de interrupções e respectivas medidas de proteção

Exemplos de causas das interrupções	Medidas de proteção por classe de causas
Acidentes, erros humanos e vandalismo	Instalação de proteção física e restrição de acesso, espaçadores, suportes nas linhas e seccionamento dos consumidores/cargas com chaves automáticas, fusíveis e relés
Clima e condições ambientais extremas	Utilização de componentes com materiais de maior capacidade, intensificação de manutenção preventiva e inspeção periódica
Causas operacionais	Melhoria no planejamento e gestão das operações e manutenção do sistema de distribuição
Descargas atmosféricas	Instalação de fusíveis, relés de proteção, emprego de religadores automáticos, elevação da tensão suportável de impulso atmosférico das isolações dos equipamentos (fase-terra e fase-fase), utilização de para-raios de linha, instalação de cabo guarda, redução das distâncias entre os pontos de aterramento de para-raios e do cabo guarda ou condutor neutro, melhoria dos aterramentos

Fonte: Elaborado pelo autor

O modelo proposto visa contribuir para o planejamento da confiabilidade e disponibilidade de um conjunto qualquer de uma distribuidora de energia elétrica. Nele são desagregados os fatores que contribuem para a indisponibilidade, verificadas as causas, as medidas de proteção que podem minimizá-la, a eficácia da proteção, os custos da proteção e os custos com ela evitados, incluindo-se os custos da indisponibilidade para a sociedade. Esta abordagem não é costumeiramente utilizada pelas distribuidoras em função das dificuldades de apuração e análise. O modelo proposto visa a simplificar a obtenção de dados e os cálculos, sem perder a correção da análise. O modelo pode ser utilizado para a análise de viabilidade de diversos sistemas de proteção, para diferentes causas de interrupções, a partir do conhecimento da eficácia do sistema de proteção considerado em cada situação e dos seus custos de implantação.

No presente trabalho o modelo é usado para analisar a viabilidade dos investimentos de proteção contra descargas atmosféricas em redes de distribuição rurais primárias. Este tipo de cálculo apresenta dificuldades devido às incertezas associadas aos valores e/ou às distribuições estatísticas dos diversos parâmetros envolvidos no processo e à complexidade dos fenômenos produzidos nas linhas de distribuição pelas descargas atmosféricas.

As linhas aéreas primárias de média tensão são usadas para levar a eletricidade das subestações de distribuição até os diversos pontos de conexão com as redes secundárias, que fornecem eletricidade diretamente para os consumidores em baixa tensão. Essas linhas, em especial as utilizadas na distribuição rural, são em geral muito vulneráveis aos efeitos das descargas atmosféricas.

O modelo proposto neste trabalho poderá ser usado em diferentes situações e com grande abrangência no sistema de distribuição. Enfatizou-se a disponibilidade das linhas aéreas de média tensão devido às dificuldades de viabilizar investimentos nessas linhas em função da sua grande extensão, do número relativamente baixo de consumidores afetados em cada interrupção (no caso de redes rurais) e das dificuldades técnicas para se obter um nível de confiabilidade satisfatória com viabilidade econômica.

Neste trabalho foi dada ênfase as interrupções de longa duração, pois é a situação mais percebida pelos consumidores. A maioria das interrupções de longa duração em um sistema elétrico ocorre nas redes de distribuição, devido principalmente à extensão das linhas e à proteção limitada pela economia de custos. As linhas de distribuição localizadas em zonas rurais são as mais afetadas, sendo que boa parte das perturbações é devida a chuvas e ventos fortes, descargas atmosféricas. No trabalho de Silva et al. (2003), os resultados de estudos realizados para avaliar os impactos das descargas atmosféricas em linhas de distribuição de 13,8 kV nas

regiões de concessão da Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO) e da Empresa de Eletricidade Bragantina (EEB) indicaram as descargas atmosféricas como responsáveis por 43% e 35% das interrupções de longa duração em suas respectivas regiões de concessão.

Para manter um nível de disponibilidade aceitável para os consumidores e cumprir os limites estabelecidos pela regulamentação, é fundamental que as distribuidoras invistam na proteção das redes aéreas primárias contra descargas atmosféricas. Também é importante determinar em que condições e em quais regiões o investimento na melhora do desempenho do sistema é viável sob o aspecto econômico.

Neste trabalho procurou-se desenvolver um modelo que possa ser usado para auxiliar as distribuidoras a atingir níveis satisfatórios de disponibilidade atendendo aos padrões e metas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da determinação das situações e locais nos quais haveria viabilidade econômica dos investimentos. A análise requer o conhecimento das eficácias das alternativas de proteção consideradas.

Para exemplificar o uso do modelo, foram usadas informações obtidas de 10 conjuntos que compõem a região de concessão das distribuidoras ENEL-RJ, ELEKTRO, COPEL-DIS, CELPA, CEMIG, LIGHT e CPFL-Paulista no ano de 2015 e 02 conjuntos da distribuidora Riograndense de Energia - RGE no período de 2011 a 2015. De acordo com esses dados, em média 17% dos consumidores são rurais e 83% urbanos. A aplicação do modelo é feita no Capítulo 4.

Na Figura 6 é apresentado o fluxo resumido que descreve o processo de cálculo para determinação da viabilidade econômica dos investimentos em sistemas de proteção contra interrupções.

Figura 6 - Fluxo resumido do modelo proposto

Fonte: Elaborado pelo autor

3.1. Descrição detalhada do modelo de análise de viabilidade

Como é muito complexo determinar em que locais e situações haveria viabilidade dos investimentos para a obtenção de confiabilidade nas redes de distribuição, devido ao grande número de variáveis, diversidade de causas e complexidade de configurações possíveis na rede,

é proposto que as causas de interrupção de longa duração sejam discriminadas e que a abordagem para reduzir as interrupções por causa seja analisada separadamente. É avaliada a indisponibilidade, a partir do indicador de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), e a inconfiabilidade, através da frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC). Os cálculos podem ser realizados a partir da utilização de registros históricos das distribuidoras, disponibilizados publicamente.

Foi utilizado o indicador DEC como o indicador do tempo médio de interrupção anual de cada conjunto estudado. Inicia-se o cálculo desagregando os fatores que contribuem para a indisponibilidade, sendo analisados, em seguida, os sistemas de proteção e processos que determinam a redução da indisponibilidade dos consumidores. Considera-se como dados de entrada do modelo as efetividades dos sistemas considerados em termos de redução do número de interrupções, isto é, de redução da indisponibilidade.

Os cálculos foram feitos utilizando registros históricos das distribuidoras ou indicadores disponibilizados publicamente. Os custos e perdas evitados devido à redução da indisponibilidade são tratados como benefícios e utilizados na análise de custos e benefícios para avaliação da viabilidade dos investimentos na implantação dos sistemas de proteção. O cálculo do tempo de indisponibilidade média do sistema (Int) é descrito pela Equação 20.

$$\text{Int} = \frac{\text{DEC}}{(24 \cdot 365)} \quad (20)$$

Para o cálculo proporcional de um valor a uma hora/ano foi utilizada a Equação 21.

$$\text{Valor proporcional por hora/ano} = \text{Valor total} * \frac{1}{(24 \cdot 365)} \quad (21)$$

São analisados os indicadores de indisponibilidade (DEC) antes e após a instalação dos sistemas de proteção analisados, com a aplicação dos fatores de correção da indisponibilidade, relativos a cada tipo de sistema. O propósito da análise é estabelecer a viabilidade dos investimentos que permitam minimizar a indisponibilidade no fornecimento de energia elétrica causada por interrupções não programadas a níveis aceitáveis.

Inicia-se o cálculo desagregando os fatores que contribuem para a indisponibilidade. É utilizado o valor histórico DEC como forma de registrar a situação inicial e projetar os resultados que podem ser obtidos na redução da indisponibilidade. Os coeficientes decimais que dividem o DEC total pelas causas são publicados pela ANEEL. Fazendo-se o

desmembramento do DEC em frações proporcionais ao tempo produzido por diferentes classes de causas das interrupções, segundo a Equação 22, resulta:

$$DEC = j_1 * DEC + j_2 * DEC + j_3 * DEC + j_4 * DEC + j_5 * DEC + j_6 * DEC + j_7 * DEC + j_8 * DEC \quad (22)$$

Sendo:

- j₁: Coeficiente decimal de interrupções programada para alteração ou manutenção;
- j₂: Coeficiente decimal de interrupções não programadas devido a descargas atmosféricas;
- j₃: Coeficiente decimal de interrupções não programadas devido a outras ocorrências do meio ambiente;
- j₄: Coeficiente decimal de interrupções não programadas devido à ação de terceiros;
- j₅: Coeficiente decimal de interrupções não programadas devido a falha operacional;
- j₆: Coeficiente decimal de interrupções não programadas devido a ocorrências próprias do sistema;
- j₇: Coeficiente decimal de interrupções não programadas devido a alívio de carga;
- j₈: Coeficiente decimal de interrupções não programadas devido a causa não classificada externa.

A abordagem da análise da viabilidade econômica foi feita calculando o valor da interrupção por hora e por km de rede de cada conjunto. Foram usadas quatro perdas da distribuidora e duas perdas sociais, apresentadas nos itens subsequentes, cujos valores obtidos por hora e por km foram multiplicados pela quantidade de quilômetros (extensão) da rede primária do conjunto e pelo número de horas evitadas de interrupção, cujos valores obtidos foram usados como benefícios obtidos pela implantação dos sistemas de proteção, conforme a causa da interrupção. A Equação 24 demonstra como este cálculo foi feito. Os valores obtidos como benefícios são então confrontados com os valores gastos com os investimentos em sistemas de proteção, realizando a análise dos custos e benefícios.

3.1.1. Perdas das distribuidoras

Sob o ponto de vista dos sócios ou acionistas, o valor atual da empresa depende do fluxo de caixa que a empresa pode oferecer. Ou, numa abordagem mais conservadora, depende do valor do Patrimônio Líquido da empresa. O valor das ações de empresas de capital aberto depende dos dividendos pagos aos acionistas; como os dividendos são parte do lucro obtido com o fluxo de caixa oferecido pela empresa, então o valor tanto para um sócio quanto para um acionista poderá ser obtido pelo fluxo de caixa oferecido pela empresa.

A reputação favorável de uma empresa pode criar impactos positivos na atração de consumidores, o que não é o caso de uma distribuidora em regime de concessão pública, com uma região de concessão monopolista, mas é significativa na atração de novos talentos para a empresa, no relacionamento com fornecedores e financiadores, na renegociação de renovação

de períodos da concessão com o poder público. Já na situação contrária, com reputação desfavorável, a empresa passa a ter dificuldades em se relacionar com funcionários, clientes, fornecedores e com o poder concedente. Um custo adicional costuma surgir nesta situação: o dispêndio com propagandas e iniciativas de relações públicas para melhorar a imagem da empresa.

Embora o modelo desenvolvido neste trabalho não considere a perda de reputação corporativa e sua implicação no fluxo de caixa e no valor da empresa, sugere-se, como forma de avaliar o resultado pecuniário da reputação positiva, o uso do Fator de Reputação (FR) definido na Equação 23:

$$FR = RAO + CPRP + FRP \quad (23),$$

sendo:

- receitas adicionais obtidas pela imagem positiva (RAO);
- redução de custos com propagandas e campanhas de relações públicas (CPRP);
- melhor relacionamento com funcionários, financiadores, clientes, fornecedores e com o poder concedente (FRP).

O cálculo das receitas adicionais obtidas pela imagem positiva (RAO) significaria uma elevação na receita líquida com vendas, ocasionada pela imagem positiva da empresa. Este fator normalmente está relacionado com a estima pela marca do produto ou com a imagem positiva da empresa, que promove grandes campanhas promocionais e publicitárias, consegue distinguir sua marca e promove políticas de preservação do meio ambiente, de responsabilidade social e de ajuda para a comunidade. A avaliação da contribuição da imagem e reputação para o resultado da empresa é feita por Bandeira et al. (2015).

No caso das distribuidoras de energia, que são empresas de capital privado, com concessão de exploração da distribuição numa área praticamente monopolizada, não será esperado aumento de receitas com vendas pelas ações de melhoria da imagem e da marca junto aos consumidores. A CPFL/RGE declarou em seu demonstrativo de resultados de 2016 que promoveu várias iniciativas para desenvolvimento de relacionamento com clientes especiais para venda de novos serviços e fechamento de novos contratos de fornecimento de energia com fontes renováveis. Este tipo de iniciativa tem suporte de uma boa imagem institucional. Entretanto, devido à dificuldade de se avaliar a elevação de valores monetários faturados devido diretamente às iniciativas de melhoria da imagem institucional, neste trabalho o RAO será considerado sem retorno significativo para a distribuidora.

A redução dos custos com propagandas e campanhas de relações públicas (CPRP) para administrar crises e melhorar a imagem da distribuidora em relação aos consumidores pode ser um fator de redução de custos significativo no escopo deste trabalho, pois a CPFL/RGE declarou em seu demonstrativo de resultados de 2016 despesas com propaganda e publicidade no valor de R\$ 520.000,00 em 2016 e R\$ 142.000,00 em 2015. A elevação em 10% ao ano desta verba em função de problemas de relacionamento com o público seria significativa.

É importante para a empresa manter um bom relacionamento com funcionários, financiadores, clientes, fornecedores e com o poder concedente (FRP). No Relatório Anual CPFL (2014) é declarado que a qualidade de relacionamento com as partes interessadas é fundamental para assegurar a sustentabilidade financeira do negócio e a licença de operar. São consideradas partes interessadas os consumidores, clientes, órgãos governamentais e não-governamentais, fornecedores, parceiros, comunidades locais, entre outros.

No Relatório Anual CPFL (2012) constam ações de patrocínio no valor de R\$ 368 mil aos conselhos municipais dos direitos da criança e do adolescente, que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades de 13 municípios em que a empresa atua, com recursos de incentivo fiscal. Outro foco de ação é a gestão ambiental, com plantio de 549 mudas nativas próprias para arborização urbana em perímetros urbanos de 2 municípios da área de concessão da RGE-CPFL, doação de 78.000 mudas para clientes de mais de 40 municípios da área de concessão.

O valor da perda para a distribuidora (Pdist) foi obtido através da Equação 24, onde Prec corresponde aos valores decorrentes da perda de receita em função da energia não fornecida pela distribuidora, Pdic é o valor histórico correspondente às multas pagas pela distribuidora por exceder os limites individuais de indisponibilidade, Ppid se refere ao valor correspondente às indenizações por danos a equipamentos residenciais (televisores, geladeiras, rádios e computadores) e Ptrá representa as perdas devido a danos em transformadores decorrentes de descargas atmosféricas.

$$P_{dist} = Prec + P_{dic} + P_{pid} + P_{tra} \quad (24)$$

Os cálculos de Prec, Pdic, Ppid e Ptrá foram realizados através de (25), (26), (27) e (28), respectivamente.

$$Prec = ConsAfet * QtdeEngConj * Tarifa * \frac{DEC}{(365 * 24)} \quad (25)$$

$$P_{dic} = (V_{ldicConj}) * \left(\frac{ConsAfet}{MédiaConsAfet} \right) \quad (26)$$

$$P_{pid} = (ConsAfet * PID_{m\acute{a}x} * PedAceit) \quad (27)$$

$$P_{tra} = N_{transf} * CoefTransDanif * P_{transf} \quad (28),$$

sendo:

ConsAfet: percentual de consumidores afetados por interrupção;

MédiaConsAfet: percentual médio de consumidores afetados por interrupção, que corresponde ao produto do total de consumidores pelo DEC dividido pela média ponderada dos DICs rural e urbano;

QtdeEngConj: quantidade de energia em MWh consumida no conjunto;

Tarifa: valor sem impostos cobrado por MWh consumido do conjunto;

VldicConj: valor histórico cobrado por exceder os limites dos indicadores individuais DIC, DCRI e DMRI;

DIC: duração de interrupção individual por unidade consumidora;

DCRI: duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora;

DMRI: duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora;

DEC: duração anual equivalente de interrupção por unidade consumidora;

PIDmáx: valor máximo de indenização que poderá ser pago na região em função do número e do valor dos equipamentos (televisores, geladeiras, rádios e computadores) de consumidores existentes no conjunto;

PedAceit: coeficiente médio de pedidos de indenização dos consumidores (PID) aceitos pela distribuidora;

NTransf: número total de transformadores de distribuição no conjunto;

CoefTransDanif: coeficiente de transformadores danificados por ano devido a descargas atmosféricas;

PTransf: preço de substituição por unidade de transformador danificado.

3.1.2. Perdas sociais

Não foram consideradas a perda de imagem ou reputação, que causa impacto no valor da empresa para os acionistas, e algumas perdas sociais, como a perda de segurança, interrupção de atendimento em serviços públicos essenciais, perda de mobilidade da população, perda de alimentos resfriados/congelados, investimentos com proteção/geração própria, despesas com combustíveis, perda de informações e perda da capacidade de atendimento (bancos, correios, comércio e repartições públicas).

As perdas sociais consideradas neste trabalho são a perda de conforto e lazer doméstico, caracterizada pela perda de horas de acesso à programação de TV paga e acesso à internet, e a perda de receitas da sociedade na região do conjunto, caracterizada pela perda do PIB, como indicado na Equação 29.

A perdas sociais, que não são obrigatoriamente ressarcidas para a sociedade pelas distribuidoras, são descritas na Tabela 12.

Tabela 12 - Perdas sociais (não ressarcidas pelas distribuidoras)

Descrição	Método da análise
Perda de receitas e impostos pela sociedade	Estimada pela somatória das receitas não obtidas ou pelo PIB perdido pela população atendida pelo conjunto estudado em função das horas de fornecimento de energia interrompidas
Perda de alimentos perecíveis nos domicílios	Estimada pelo número de refrigeradores x quantidade perdida (alimentos perecíveis) x número de vezes que ocorrerem num ano interrupções com duração superior a X horas.
Projeção estimando monetariamente a perda de conforto, lazer, mobilidade, conveniência e a perda de objetos de estima	Tempo de interrupção em dias frios, ou dias quentes, paralização de elevadores, escadas rolantes, água quente para banho. Falta de iluminação, comunicações, lazer, água, atendimento de serviços públicos e privados, sem a proteção de nobreaks. Baseado no tempo adicional de tráfego rodoviário, aéreo, fluvial, ferroviário, na região durante a interrupção. Cálculo do valor monetário proporcional dispendido quando não houve usufruto de algum serviço devido à interrupção da energia devido a descargas atmosféricas
Projeção estimando monetariamente o custo social dos acidentes de trânsito	Baseado no tempo de falta de iluminação pública e semáforos desligados devido às interrupções, causando acidentes automobilísticos na região durante a interrupção.
Projeção de perda de segurança pessoal / Crimes	Determinação baseada no histórico do número de estupros, violências e assassinatos.

Fonte: Elaborada pelo autor

O valor dos custos ou perdas sociais (Psoc), conforme (29), corresponde à soma dos termos Pserv e Ppib, calculados por (30) e (31), respectivamente. Pserv está associada às interrupções de longa duração, que fazem os consumidores residenciais perderem parte dos serviços de acesso a internet e TV a cabo, ao passo que Ppib se refere à parte do produto interno bruto da região que é perdida devido às interrupções. Esta abordagem do PIB perdido substitui de maneira mais ampla e simplificada o cálculo baseado em pesquisa do lucro cessante, da perda de produção das empresas e dos impostos que deixariam de ser recolhidos.

$$Psoc = Ppib + Pserv \quad (29)$$

$$Ppib = PIB * ConsAfet * \frac{DEC}{(365*24)} \quad (30)$$

$$Pserv = VA * ConsAfet * \frac{DEC}{(365*24)} \quad (31)$$

O valor anual do serviço de TV a cabo que pode ser pago na região é estimado usando a

Equação 32.

$$\text{Valor anual do serviço de TV a cabo} = \$90 * \text{No.TVs} * 0,35 \text{ (com acesso)} \quad (32)$$

O valor anual do serviço microcomputadores acessando a internet que pode ser pago na região é estimado usando a Equação 33.

$$\text{VA} = \$50 * \text{No. Microcomp} * 0,75 \text{ (lares c/acesso)} \quad (33)$$

Nas expressões (7) e (8), tem-se que:

VA: valor anual das assinaturas dos serviços de acesso à internet e à TV a cabo;

PIB: produto interno bruto anual da região do conjunto.

Os valores calculados das perdas sociais foram divididos por hora de interrupção, caracterizada pelo DEC e pelos quilômetros de extensão das linhas do conjunto para, em seguida, serem multiplicados pela extensão da rede rural a ser protegida e pelo número de horas de interrupção devido às descargas atmosféricas.

3.1.3. Interrupções causadas por descargas atmosféricas

A maioria das interrupções de longa duração em um sistema elétrico ocorre nas redes de distribuição, devido principalmente à extensão das linhas e à proteção limitada pela economia de custos. Como a determinação da viabilidade econômica de investimentos em proteção de redes primárias contra descargas atmosféricas é um assunto de grande importância, uma vez que envolve elevados montantes de recursos, foram efetuados cálculos para desagregar o DEC do conjunto e estimar a fração de interrupções causadas pelas descargas atmosféricas. A indisponibilidade devida às interrupções por descargas atmosféricas (DEC_{DA}) é obtida a partir da indisponibilidade geral do conjunto (DEC) conforme (34). Por sua vez, o valor do Ppid ajustado para as interrupções causadas pelas descargas atmosféricas é obtido através de (35):

$$\text{DEC}_{\text{DA}} = \text{DEC} * \text{DA} * \left(\frac{\text{NgC}}{\text{NgD}} \right) \quad (34)$$

$$\text{Ppid} = \text{ConsAfet} * \text{DA} * \left(\frac{\text{NgC}}{\text{NgD}} \right) * \text{PIDmáx} * \text{PedAceit} \quad (35),$$

sendo:

NgC: densidade de descargas atmosféricas (Ng) do conjunto (descargas por km^2/ano);

NgD: Ng médio da distribuidora (descargas por km^2/ano);

DA: número de interrupções atribuídas pela distribuidora às descargas atmosféricas.

Para o cálculo dos benefícios da implantação de sistemas de proteção são comparadas as frações dos indicadores de indisponibilidades atribuídas às descargas atmosféricas (DEC_{DA}) antes e depois da instalação dos sistemas de proteção considerados. Exemplos de possíveis sistemas de proteção a ser implantados: cabo guarda 1 m acima dos condutores fase, aterrado a intervalos de 150 m com resistência de terra igual a $20\ \Omega$; para-raios instalados nas três fases, a cada 300 m, com resistência de terra de $30\ \Omega$.

A efetividade da proteção, ou seja, o percentual de redução do número de interrupções em função da instalação do sistema de proteção considerado, é um dado de entrada do modelo. A Tabela 13 apresenta as eficácias de quatro sistemas de proteção hipotéticos que serão considerados neste trabalho.

Tabela 13 - Eficácias dos 4 sistemas de proteção considerados no Capítulo 4.

Sistema de proteção	Percentual arbitrado de redução das interrupções por descargas atmosféricas
Sistema Tipo 1	10%
Sistema Tipo 2	30%
Sistema Tipo 3	60%
Sistema Tipo 4	85%

Fonte: Elaborado pelo autor

Os demais dados de entrada do modelo, bem como suas respectivas fontes de obtenção, são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 - Dados de entrada do modelo

Dados de entrada	Origem
DEC do conjunto (h)	Base disponível portal ANEEL
DIC rural conjunto (h)	Base disponível portal ANEEL
DIC urbano conjunto (h)	Base disponível portal ANEEL
Energia total anual conjunto (MWh)	Base disponível portal ANEEL
FEC do conjunto	Base disponível portal ANEEL
Multa por exceder tempo individual DIC (R\$)	Base disponível portal ANEEL
Ng do conjunto (descargas por km ² /ano)	Tabelas de Ng obtidas da base INPE
Ng médio da distribuidora (descargas por km ² ano)	Média do Ng obtidos da base INPE
NIE Conj.	Base disponível portal ANEEL
NIE médio Dist	Base disponível portal ANEEL
No. consumidores da região	Base disponível portal ANEEL
No. estimado de habitantes na região	Base disponível portal ANEEL
No. Total consumidores do conjunto	Estimado pela base portal IBGE censo 2010
No.Ocorr.Conj.	Base disponível portal ANEEL
No.Ocorr.Dist.	Base disponível portal ANEEL
PIB da região (R\$)	Base portal IBGE censo 2010
Tarifa média da região (R\$/MWh)	Base disponível portal ANEEL
TMAE Conj.	Base disponível portal ANEEL
TMAE Dist.	Base disponível portal ANEEL

Fontes: Portal ANEEL, Portal IBGE, Portal INPE – Elaborada pelo autor

3.2. Análise da viabilidade econômica

Para a análise de viabilidade econômica são estimados os custos de implantação (investimento) e calculados os custos evitados devido à proteção instalada. O propósito dessa análise é estabelecer a situação de viabilidade econômica do investimento que reduz a níveis aceitáveis a indisponibilidade do fornecimento de energia elétrica devido a descargas atmosféricas. Conhecendo-se os valores a serem investidos e calculando-se os custos evitados até o final da vida útil dos dispositivos de proteção, é possível calcular a taxa interna de retorno (TIR) do investimento. Do trabalho apresentado por Cheberle (2013) tem-se que a vida média das concessões no Brasil é de 25,97 anos; da Escola Federal de Itajubá (2000) tem-se que a vida útil dos equipamentos de proteção considerados varia entre 15 e 40 anos. Neste trabalho adotou-se 30 anos como vida média útil dos dispositivos que compõem o sistema de proteção e foi este o tempo usado para análise do retorno do investimento.

A TIR é a taxa que, se usada para trazer a valor presente todos os valores obtidos como retorno do investimento (perdas evitadas) e somá-los, irá resultar em um valor que se iguala ao valor investido. Esta taxa, que é específica do fluxo de valores, independe da taxa utilizada para remunerar o capital que financia o investimento (custo do capital investido). O uso da TIR na avaliação simplifica os cálculos e torna o modelo independente da inserção de uma taxa específica de desconto. Essa taxa de desconto, por sua vez, está relacionada ao custo de capital, o qual varia muito de empresa para empresa e também entre países, tornando a análise muito vinculada temporalmente bem como às especificidades de cada caso.

Com ajustes e parametrizações adequados é possível simular em que condições de investimento, perdas evitadas e tempo de vida útil o investimento seria economicamente viável. O critério de decisão econômica utilizado é que, caso a TIR seja inferior à taxa mínima de atratividade, o investimento não será viável. Com base em dados do BNDS referentes ao período 2006-2017 obtidos da Receita Federal do Brasil (2018), pode-se dizer que a taxa utilizada para financiamentos de longo prazo no Brasil é de aproximadamente 7% ao ano. Assim, neste trabalho esse valor foi adotado como referência para verificar se a TIR calculada indica viabilidade.

A determinação da melhor solução pode ser feita com base na análise das relações custo/benefício (C/B) correspondentes a cada sistema de proteção, considerando os retornos anuais relativos a cada situação de investimento. O ponto ótimo do investimento corresponde à menor relação C/B, como exemplificado no Gráfico 11.

Gráfico 11 - Exemplo de como é localizado o ponto ótimo com relação C/B

Fonte: Elaborada pelo autor

O Gráfico 12 ilustra o ponto ótimo do investimento considerando a TIR.

Gráfico 12 - Exemplo de como é localizado ponto ótimo com relação a TIR

Fonte: Elaborada pelo autor

4. APLICAÇÃO DO MODELO

Para a aplicação do modelo foram usados parâmetros de cálculo e valores de conjuntos e distribuidoras a saber.

O percentual de consumidores afetados por interrupção, cujo percentual médio usado para análise de sensibilidade foi variado arbitrariamente na faixa de 10% a 75%.

O percentual médio de consumidores afetados por interrupção, que corresponde ao produto do total de consumidores pelo DEC dividido pela média ponderada dos DICs rural e urbano.

O coeficiente médio de pedidos de indenização dos consumidores (PID) aceitos pela distribuidora, cujo percentual foi estimado em 25,54% com base em CPFL ENERGIA (2016);

O número total de transformadores de distribuição no conjunto, obtido a partir da relação entre a potência total instalada no ano de estudo disponível em ANEEL - Atributos físicos elétricos (2017) e a potência média dos transformadores adotada arbitrariamente como igual a 75 kVA;

O coeficiente de transformadores danificados por ano devido a descargas atmosféricas, estimado em 6%, conforme estudado por Piantini et al. (2014).

O preço de substituição por unidade de transformador danificado (considerou-se simplificada, em uma primeira análise, que todos os transformadores danificados são substituídos).

O percentual de danos de 6% foi adotado com base na taxa de falhas de transformadores por descargas atmosféricas na área de concessão da AES-SUL que é próxima à considerada neste estudo e também caracterizada por elevada densidade de descargas, descrita por Piantini et al. (2014). Convém ressaltar que essa taxa foi verificada antes da implantação das medidas recomendadas Piantini et al. (2014). A estimativa dos custos associados aos danos em transformadores por descargas atmosféricas (Ptr) foi feita a partir de (28), considerando a substituição de 6% do total estimado de transformadores instalados na extensão primária da rede.

Os valores calculados das perdas das distribuidoras foram divididos por hora de interrupção, caracterizada pelo DEC e pelos quilômetros de extensão das linhas do conjunto para, em seguida serem multiplicados pela extensão da rede rural a ser protegida e pelo número de horas de interrupção causadas por descargas atmosféricas.

Para aplicação do modelo foram procurados conjuntos com extensões significativas de linhas rurais, que não tivessem grandes centros urbanos e que estivessem localizados em regiões com elevadas densidades de descargas atmosféricas.

Usando o sistema disponível no portal do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, foram encontradas algumas regiões do Brasil cujos conjuntos se enquadravam no perfil desejado.

A Tabela 15 apresenta os valores médios da densidade de descargas atmosféricas de diversos estados do Brasil. Os valores foram obtidos da série histórica do ano 2013 extraída do portal do INPE (2014).

Tabela 15 - Densidade média de descargas atmosféricas (número médio de descargas por km²/ano) e respectivo desvio padrão

	Média	Desvio
Brasil	6,24	3,64
RJ	9,69	3,87
MG	6,37	2,59
RS	9,38	2,52
PR	9,44	2,11
PA	7,04	3,08
SC	8,90	2,00
SP	8,13	1,61
TO	9,72	2,47

Fonte: INPE (2014). Elaborada pelo autor

Neste estudo foram escolhidos conjuntos de algumas das regiões do Brasil com maiores densidades de descargas atmosféricas, a saber: PA, PR, RJ, RS, SP.

A região Sul do Brasil apresenta áreas com significativa densidade de descargas atmosféricas, em especial a região oeste do Rio Grande do Sul, que é atendida em grande parte pela distribuidora CPFL-RGE. Neste trabalho os conjuntos de Santo Ângelo 2 e Tupanciretã foram inicialmente usados para aplicação do modelo. Foram usadas informações sobre Santo Ângelo 2 de 2012, 2013 e 2014 e de Tupanciretã em 2014. Ambos os conjuntos estão dentro da área de concessão da CPFL-RGE. Os cálculos foram feitos considerando vida útil de 30 anos para os sistemas de proteção. A caracterização desses conjuntos é apresentada na Tabela 16.

Tabela 16 - Caracterização dos conjuntos da CPFL-RGE

Parâmetro de entrada	Santo Ângelo 2 (2012)	Santo Ângelo 2 (2013)	Santo Ângelo 2 (2014)	Tupanciretã (2014)
DEC do conjunto (h)	27,20	26,75	35,57	51,30
DIC urbano conjunto (h)	24,12	23,64	23,16	27,48
DIC rural conjunto (h)	45,80	45,22	45,65	49,42
Energia total anual conjunto (MWh)	345.821	348.683	387.714	321.534
FEC do conjunto	15,45	13,94	21,59	12,76
Ng do conjunto (descargas por km ² /ano)	8,92	13,56	13,56	14,15
Ng médio da distribuidora (descargas por km ² /ano)	9,38	9,38	9,38	9,38
NIE Conj.	179	261	294	360
NIE médio Dist	190	205	204	204
No. consumidores da região	39.214	39.856	40.754	22.959
No. estimado de habitantes na região	76.205	78.836	78.908	22.281
No. Total consumidores do conjunto	22620	23015	23523	22997
No.Ocorr.Conj.	270	409	458	510
No.Ocorr.Dist.	327	327	327	327
PIB da região (R\$ x 1000)	1.422.381	1.758.880	1.872.948	934.684
Tarifa média da região (R\$/MWh)	349,85	245,26	304,65	304,65
TMAE Conj. (h)	3,64	5,13	5,17	7,47
TMAE Dist. (h)	6,93	4,77	5,77	5,77
Indenizações PID máximo região (R\$)	140.820.286	154.700.653	157.901.866	35.289.214
Valores calculados	Santo Ângelo 2 (2012)	Santo Ângelo 2 (2013)	Santo Ângelo 2 (2014)	Tupanciretã (2014)
Valor Total das perdas (R\$)	12.752.574	13.978.558	14.938.196	5.015.988
R\$/h/km	476	511	402	45
Perda devido ao pagamento de PID	10.789.650	11.853.164	12.098.441	2.703.860
Perda devido ao pagamento de multas por exceder limites individuais	138.123	105.784	124.874	231.546
Custo adicional manutenção devido à excessos de interrupção	386.020	399.384	417.520	420.020
Perda social de perderem parte do pagamento por serviços de acesso a Internet e TV a cabo	1.124,19	1.105,59	1.470,13	542,21
Perda social de parte do PIB do conjunto	1.324.958	1.611.303	2.281.532	1.642.099
Perda de receita por energia não fornecida	112.699	7.818	14.359	17.921
Multa por exceder tempo individual DIC (R\$)	460.409	352.614	416.245	771.819
Extensão da rede (km)	986	1023	1044	2165

Fonte: Elaborada pelo autor

Para o cálculo de Ppid considerou-se a quantidade de equipamentos por domicílio disponível no último censo brasileiro, ocorrido em 2010, disponível em IBGE (2010), à qual se

adicionou o número estimado de equipamentos das empresas da região. A quantidade de empresas atuando em cada região foi obtida no Portal do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, disponível em IBGE (2014).

O número total de transformadores do conjunto, requerido para o cálculo de P_{tra} , foi estimado, simplificadamente, pela relação entre a potência instalada no conjunto no ano, obtida em ANEEL – Atributos Físicos Elétricos das Redes (2017), e a potência média dos transformadores, adotada como 75 kVA. Numa situação de cálculo específico para um determinado conjunto, que seja solicitado por uma distribuidora, que forneça informações específicas sobre o mesmo, será possível obter resultados precisos.

Ainda com base em ANEEL – Atributos Físicos Elétricos das Redes (2017), assumiu-se que genericamente 20% da rede está localizada na zona rural, 15% dos consumidores são rurais (portanto, 85% são urbanos), 20% da extensão da rede física é primária e as distâncias médias entre postes nas redes urbana e rural são de 30 m e 90 m, respectivamente.

Apenas para ilustração, os preços unitários de alguns equipamentos tipicamente utilizados em sistemas de proteção, estimados a partir de valores de referência de mercado, constam na Tabela 17.

Tabela 17 - Preços unitários estimados de componentes de sistemas de proteção

Descrição dispositivo	R\$ / Unidade
Religador	9.900
Postes 10 m (incluindo aterramento com resistência de terra $\leq 10 \Omega$)	4.680
Cabo de guarda/km (apenas o condutor)	13.000
Fusível por fase primária	67
Seccionadores	94
Relés de linha	94
Para-raios	126

Fonte: Elaborada pelo Autor

As efetividades dos sistemas de proteção (hipotéticos) analisados – que se constituem em dados de entrada do modelo e os investimentos relativos aos quatro sistemas de proteção hipotéticos considerados, que mitigam as causas das interrupções causadas por descargas atmosféricas - são apresentados na Tabela 18. As eficácias atribuídas a cada sistema são arbitrárias, mas com grandezas coerentes com situações empíricas e servem para ilustrar a

aplicação do modelo na comparação entre sistemas de proteção com diferentes custos e efetividades.

Tabela 18 - Eficácia dos sistemas de proteção hipotéticos analisados

Sistema de proteção contra descargas atmosféricas	Eficácia do sistema em evitar interrupções por descargas atmosféricas	Custo (R\$/km)
Sistema de proteção Tipo 1	10%	5.000
Sistema de proteção Tipo 2	30%	10.000
Sistema de proteção Tipo 3	60%	30.000
Sistema de proteção Tipo 4	85%	50.000

Fonte: Elaborada pelo Autor

Aplicando no modelo de cálculo as informações obtidas dos conjuntos Santo Ângelo 2 em 2012, 2013 e 2014 e Tupanciretã em 2014, foram obtidas as informações sobre os valores da TIR correspondentes à implantação a cada sistema de proteção em cada um dos conjuntos. Esses valores são apresentados na Tabela 19 em função do número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores). Detalhes sobre esses quatro conjuntos são apresentados na Tabela 15.

Na Tabela 19 os valores da TIR para cada conjunto são apresentados considerando duas situações: i) apenas as perdas da distribuidora; ii) as perdas da distribuidora e as perdas sociais. Os retornos foram calculados para uma vida útil de 30 anos e número médio de consumidores afetados por interrupção variando de 10% a 75% do total de cada conjunto. A extensão total da rede considerada é soma da rede rural com a rede urbana. Foram calculados os valores de interrupção por hora, dividindo o valor das perdas da distribuidora pelo DEC obtido devido a todas as causas de interrupções e pela extensão total em quilômetros da rede do conjunto, para cada percentual médio de consumidores afetados. Os valores obtidos por km e por hora de interrupções foram multiplicados pela extensão da rede rural e pelo DEC causado pelas descargas atmosféricas e multiplicado pela taxa percentual de efetividade de cada sistema de proteção para se obter o valor evitado, que é usado no fluxo para calcular a TIR, junto com o valor do investimento por quilômetro de extensão da rede rural para cada sistema (dados obtidos da Tabela 19).

Tabela 19 - Resultados do cálculo da TIR na região de concessão da CPFL-RGE

Perdas Distribuidora		Santo Ângelo 2, 2012				
Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)					
	10%	25%	35%	50%	75%	
10%	-9,4%	-5,4%	-3,7%	-1,7%	0,9%	
30%	-7,7%	-3,3%	-1,4%	0,9%	3,9%	
60%	-9,8%	-5,8%	-4,1%	-2,1%	0,3%	
85%	-10,1%	-6,1%	-4,5%	-2,6%	-0,2%	

Perdas Sociais + Distribuidora		Santo Ângelo 2, 2012				
Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)					
	10%	25%	35%	50%	75%	
10%	-9,0%	-4,8%	-3,1%	-1,0%	1,6%	
30%	-7,2%	-2,7%	-0,7%	1,6%	4,8%	
60%	-9,3%	5,2%	-3,5%	-1,5%	1,1%	
85%	-9,7%	-5,6%	-3,9%	-2,0%	0,5%	

Perdas Distribuidora		Santo Ângelo 2, 2013				
Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)					
	10%	25%	35%	50%	75%	
10%	-7,5%	-3,0%	-1,1%	1,3%	4,4%	
30%	-5,6%	-0,6%	1,6%	4,4%	8,2%	
60%	-7,8%	-3,4%	-1,6%	0,7%	3,7%	
85%	-8,2%	-3,9%	-2,0%	0,2%	3,0%	

Perdas Sociais + Distribuidora		Santo Ângelo 2, 2013				
Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)					
	10%	25%	35%	50%	75%	
10%	-6,9%	-2,3%	-0,3%	2,1%	5,4%	
30%	-5,0%	0,1%	2,5%	5,4%	9,6%	
60%	-7,3%	-2,8%	-0,8%	1,6%	4,7%	
85%	-7,7%	-3,2%	-1,3%	1,0%	4,0%	

Continuação Tabela 19

Perdas
Distribuidora**Santo Ângelo 2, 2014**

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-7,5%	-3,0%	-1,0%	1,3%	4,4%
30%	-5,6%	-0,6%	1,6%	4,4%	8,2%
60%	-7,8%	-3,4%	-1,5%	0,7%	3,7%
85%	-8,2%	-3,8%	-2,0%	0,2%	3,1%

Perdas Sociais +
Distribuidora**Santo Ângelo 2, 2014**

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-6,7%	-2,0%	0,0%	2,5%	5,8%
30%	-4,8%	0,5%	2,8%	5,8%	10,1%
60%	-7,1%	-2,5%	-0,5%	1,9%	5,1%
85%	-7,5%	-3,0%	-1,0%	1,3%	4,4%

Perdas
Distribuidora**Tupanciretã, 2014**

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-15,2%	-11,9%	-10,6%	-9,2%	-7,4%
30%	-13,8%	-10,3%	-9,0%	-7,4%	-5,6%
60%	-15,5%	-12,2%	-10,9%	-9,5%	-7,8%
85%	-15,8%	-12,5%	-11,3%	-9,8%	-8,2%

Perdas Sociais +
Distribuidora**Tupanciretã, 2014**

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-13,8%	-10,4%	-9,0%	-7,5%	-5,6%
30%	-12,4%	-8,7%	-7,3%	-5,6%	-3,6%
60%	-14,1%	-10,7%	-9,3%	-7,8%	-6,0%
85%	-14,4%	-11,0%	-9,7%	-8,2%	-6,4%

Fonte: Elaborada pelo autor

Os DEC e FEC rurais tinham valores mais elevados do que o DEC e o FEC urbanos em ambos os conjuntos, mas a extensão da rede rural de Tupanciretã é mais do que o dobro da rede de Santo Ângelo 2 e a energia fornecida na área rural de Tupanciretã é cerca 40% da de Santo Ângelo 2. O número de habitantes de ambos os conjuntos era muito próximo, com Tupanciretã

tendo 15% mais consumidores rurais do que Santo Ângelo 2. O valor da multa por exceder os limites individuais de Tupanciretã era 60% maior do que a de Santo Ângelo 2. A densidade de descargas atmosféricas (Ng) de Tupanciretã foi 15% maior do que a de Santo Ângelo 2.

Pode ser verificado pelo Gráfico 13 que o sistema de proteção com os maiores valores de TIR para Santo Ângelo 2 em 2013 e 2014 é o Tipo 2, ou seja, aquele com investimentos de R\$ 10.000/km e eficácia de proteção de 30%, quando se consideram para efeito dos benefícios as perdas evitadas tanto para a distribuidora como as perdas sociais, e com 75% de consumidores afetados por interrupção. Para essa situação a TIR tem valor próximo ou acima da taxa 7,71% (WACC) proposta pela ANEEL e à taxa de juros de longo prazo (TJLP) usada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES) de 7%, até dezembro de 2017. Nesta tese considera-se que taxas superiores a 7% indicam viabilidade do investimento.

Para Tupanciretã em nenhuma das situações foi obtida TIR acima de 7%, não havendo configuração em que o investimento seja viável.

Gráfico 13 - Taxas TIR correspondentes aos 4 sistemas de proteção considerados (Santo Ângelo 2, 2014, 75 % consumidores afetados) – Dados obtidos da Tabela 19

Fonte: Elaborado pelo autor

Os fatores que ocasionam a inviabilidade dos investimentos em Tupanciretã são: PIB relativamente pequeno para o número de consumidores, grande extensão de rede rural e população rural muito reduzida. O valor pago de multa por exceder os limites individuais é

relativamente elevado, R\$ 771.818,89. Tupanciretã apresentou o segundo maior DEC (51,30 horas) dentre os 12 conjuntos estudados, menor apenas que o DEC de Marituba II (151,31 horas). O DIC rural de Tupanciretã foi o segundo maior, mas a energia fornecida em Tupanciretã foi quatro vezes maior que em Marituba II. Tupanciretã apresentou FEC relativamente pequeno (12,76). O TMAE de Tupanciretã foi o segundo maior, de 7,47 horas, perdendo apenas para Volta Redonda MT/MT (12,60 horas). O TMAE de Tupanciretã foi 20% superior ao tempo médio da CPFL-RGE. Os investimentos pela extensão da rede foram muito grandes em relação ao valor de perdas evitadas, que era pequeno devido à população relativamente pequena e PIB proporcionalmente reduzido.

Com o objetivo de ampliar o estudo foram procuradas outras regiões do Brasil caracterizadas por densidades de descargas atmosféricas elevadas. Detalhes sobre os 10 conjuntos adicionais incluídos na análise, das distribuidoras ELEKTRO, LIGHT, ENEL-RJ, CPFL-Paulista, CEMIG-D, COPEL-DIS, RGE e CELPA, são apresentados nas Tabelas 20 e 21.

Tabela 20 - Caracterização dos 10 conjuntos adicionais, de 8 distribuidoras – Parte 1

Parâmetro de entrada	Porto Real (2015)	Itatiaia (2015)	Sete Lagoas 1(2015)	Juiz de Fora 2 (2015)	Castro (2015)
DEC do conjunto (h)	17,93	39,50	8,20	5,48	32,56
DIC urbano conjunto (h)	19,82	19,82	20,30	17,91	23,16
DIC rural conjunto (h)	40,61	40,61	41,19	38,30	44,65
Energia total anual conjunto (MWh)	220.861	431.797	983.767	1.804.140	655.435
FEC do conjunto	4,70	16,82	3,93	3,28	16,62
Ng do conjunto (descargas por Km ² /ano)	19,66	19,66	19,00	17,38	15,44
Ng médio da distribuidora (descargas por Km ² /ano)	9,69	9,69	6,37	6,37	9,44
NIE Conj.	96	244	428	152	433
NIE médio Dist	339	339	172	172	209
No. consumidores da região	7.180	19.910	68.474	114.080	33.638
No. estimado de habitantes na região	16.592	28.783	214.152	559.636	67.084
No. Total consumidores do conjunto	7180	19910	68474	114080	33638
No.Ocorr.Conj.	139	372	733	520	807
No.Ocorr.Dist.	545	545	314	314	500
PIB da região (R\$ x 1.000)	2.732.057	3.452.553	7.676.457	9.679.493	2.260.840
Tarifa média da região (R\$/MWh)	344,03	344,03	334,53	334,53	277,26
TMAE Conj. (h)	4,64	5,30	6,89	4,47	4,10
TMAE Dist. (h)	5,64	5,64	5,47	5,47	2,59
PID máximo região (R\$)	49.610.673	45.984.082	267.763.950	80.726.636	80.726.636
Valores calculados	Porto Real (2015)	Itatiaia (2015)	Sete Lagoas 1(2015)	Juiz de Fora 2 (2015)	Castro (2015)
Valor Total das perdas (R\$)	5.917.255	8.832.345	23.996.720	9.825.460	9.782.926
R\$/h/km	3.056	728	1.995	3.448	105
Perda devido ao pagamento de PID	3.801.170	3.523.300	20.516.074	6.185.275	6.185.275
Perda devido ao pagamento de multas por exceder limites individuais	48.065	177.235	207.211	76.450	146.490
Custo adicional manutenção devido à excessos de interrupção	383.704	432.662	1.097.840	1.725.768	906.384
Perda social de perderem parte do pagamento por serviços de acesso à Internet e TV a cabo	189,51	609,54	861,14	84,56	927,67
Perda social de parte do produto interno bruto do conjunto	1.677.595	4.670.405	2.155.717	1.816.562	2.520.991
Perda de receita por energia não fornecida	6.532	28.132	19.017	21.320	22.858
Multa por exceder tempo individual DIC (R\$)	160.217	590.784	690.703	254.833	488.300
Extensão da rede (km)	108	307	1467	520	2848

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 21 - Caracterização dos 10 conjuntos adicionais, de 8 distribuidoras – Parte 2

Parâmetro de entrada	Capanema-Realeza (2015)	Marituba II (2015)	Arujá (2015)	Paulínia 1 (2015)	Volta Redonda MT/MT (2015)
DEC do conjunto (h)	20,82	151,31	5,98	7,98	15,73
DIC urbano conjunto (h)	23,16	35,40	19,34	19,82	20,30
DIC rural conjunto (h)	44,65	57,57	40,03	40,61	41,19
Energia total anual conjunto (MWh)	1.068.307	82.446	826.665	1.007.028	409.842
FEC do conjunto	12,36	48,95	4,20	6,42	10,20
Ng do conjunto (descargas por Km ² /ano)	14,65	14,24	13,35	13,73	14,76
Ng médio da distribuidora (descargas por km ² /ano)	9,44	7,04	8,13	8,13	9,69
NIE Conj.	1013	143	219	145	439
NIE médio Dist	209	291	156	88	179
No. consumidores da região	55.551	4.674	25.812	24.711	31.576
No. estimado de habitantes na região	18.526	108.246	74.905	82.146	257.803
No. Total consumidores do conjunto	55551	4674	25812	24711	31576
No.Ocorr.Conj.	1837	168	330	274	597
No.Ocorr.Dist.	500	335	228	154	370
PIB da região (R\$ x 1.000)	487.292	1.600.820	4.874.536	27.060.732	10.322.955
Tarifa média da região (R\$/MWh)	277,26	399,11	361,95	289,64	342,55
TMAE Conj. (h)	3,39	5,89	5,39	3,33	12,60
TMAE Dist. (h)	2,59	6,66	8,47	4,63	13,03
PID máximo região (R\$)	24.411.386	84.977.719	98.268.953	119.372.108	423.272.093
Valores calculados	Capanema-Realeza (2015)	Marituba II (2015)	Arujá (2015)	Paulínia 1 (2015)	Volta Redonda MT/MT (2015)
Valor Total das perdas (R\$)	2.927.915	15.024.985	9.498.123	17.821.797	38.755.615
R\$/h/km	26	205	6.180	8.793	2.494
Perda devido ao pagamento de PID	1.870.400	6.510.993	7.529.367	9.146.291	32.431.108
Perda devido ao pagamento de multas por exceder limites individuais	122.743	44.557	63.482	19.808	30.802
Custo adicional manutenção devido à excessos de interrupção	564.536	145.136	906.688	1.250.680	722.360
Perda social de perderem parte do pagamento por serviços de acesso à Internet e TV a cabo	186,15	5.284,58	218,62	369,72	2.435,54
Perda social de parte do produto interno bruto do conjunto	347.446	8.295.206	998.278	7.395.364	5.560.962
Perda de receita por energia não fornecida	22.604	23.809	89	9.284	7.949
Multa por exceder tempo individual DIC (R\$)	409.142	148.525	211.606	66.027	102.672
Extensão da rede (km)	5422	484	257	254	988

Fonte: Elaborada pelo autor

A Tabela 22 apresenta os valores da TIR dos 10 conjuntos adicionais incorporados ao estudo.

Tabela 22 – Valores da TIR para os 10 conjuntos adicionais, de 8 distribuidoras

Perdas Distribuidora		Porto Real 2015				
Eficácia do sistema de proteção (%)		Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
		10%	25%	35%	50%	75%
10%		0,6%	8,3%	12,4%	18,2%	27,5%
30%		3,6%	13,4%	19,1%	27,5%	41,2%
60%		0,1%	7,5%	11,4%	16,7%	25,3%
85%		-0,4%	6,7%	10,3%	15,4%	23,3%

Perdas Sociais + Distribuidora		Porto Real 2015				
Eficácia do sistema de proteção (%)		Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
		10%	25%	35%	50%	75%
10%		3,0%	12,4%	17,8%	25,5%	38,3%
30%		6,5%	19,1%	26,8%	38,3%	57,5%
60%		2,4%	11,3%	16,3%	23,6%	35,4%
85%		1,8%	10,3%	15,0%	21,7%	32,6%

Perdas Distribuidora		Itatiaia 2015				
Eficácia do sistema de proteção (%)		Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
		10%	25%	35%	50%	75%
10%		-5,4%	-0,3%	1,9%	4,7%	8,7%
30%		-3,3%	2,4%	5,2%	8,7%	13,9%
60%		-5,8%	-0,8%	1,4%	4,1%	7,8%
85%		-6,2%	-1,3%	0,8%	3,4%	7,0%

Perdas Sociais + Distribuidora		Itatiaia 2015				
Eficácia do sistema de proteção (%)		Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
		10%	25%	35%	50%	75%
10%		-1,3%	5,3%	8,6%	13,1%	20,0%
30%		1,3%	9,4%	13,8%	20,0%	30,2%
60%		-1,8%	4,6%	7,7%	12,0%	18,5%
85%		-2,3%	3,9%	6,9%	10,9%	16,9%

Perdas Distribuidora		Sete Lagoas 1, 2015				
Eficácia do sistema de proteção (%)		Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
		10%	25%	35%	50%	75%
10%		-2,9%	3,0%	5,8%	9,5%	15,1%
30%		-0,5%	6,5%	10,1%	15,1%	22,9%
60%		-2,4%	3,0%	5,1%	8,6%	13,9%
85%		-3,8%	1,8%	4,4%	7,8%	12,7%

Continua.

Continuação Tabela 22.

Perdas
Sociais + Sete Lagoas 1, 2015
Distribuidora

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-2,4%	3,8%	6,7%	10,7%	16,7%
30%	0,1%	7,4%	11,3%	16,7%	25,2%
60%	-3,1%	3,8%	6,0%	9,7%	15,3%
85%	-3,3%	2,5%	5,2%	8,8%	14,0%

Perdas
Sociais + Juiz Fora 2, 2015
Distribuidora

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-3,2%	2,6%	5,3%	8,9%	14,2%
30%	-0,9%	6,0%	9,5%	14,2%	21,7%
60%	-3,6%	2,0%	4,6%	8,0%	13,0%
85%	-4,1%	1,4%	4,0%	7,2%	11,9%

Perdas
Sociais + Juiz Fora 2, 2015
Distribuidora

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-2,1%	4,2%	7,3%	11,4%	17,6%
30%	0,4%	8,0%	12,0%	17,6%	26,7%
60%	-2,5%	3,6%	6,5%	10,4%	16,2%
85%	-3,0%	2,9%	5,7%	9,4%	14,9%

Perdas
Sociais + Castro 2015
Distribuidora

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-13,2%	-9,7%	-8,3%	-6,7%	-4,7%
30%	-11,7%	-8,0%	-6,5%	-4,7%	-2,6%
60%	-13,5%	-10,0%	-8,6%	-7,1%	-5,1%
85%	-13,8%	-10,3%	-9,0%	-7,4%	-5,5%

Perdas
Sociais + Castro 2015
Distribuidora

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-12,1%	-8,4%	-7,0%	-5,3%	-3,2%
30%	-10,5%	-6,6%	-5,0%	-3,2%	-0,9%
60%	-12,4%	-8,8%	-7,3%	-5,7%	-3,6%
85%	-12,7%	-9,1%	-7,7%	-6,1%	-4,1%

Continua.

Continuação da Tabela 22.

Perdas
Distribuidora Capanema-Realeza 2015

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	> -100%	-16,0%	-14,9%	-13,6%	- 12,1%
30%	-17,7%	-14,7%	-13,5%	-12,1%	- 10,6%
60%	> -100%	-16,3%	-15,2%	-13,9%	-12,4%
85%	> -100%	-16,6%	-15,5%	-14,2%	- 12,8%

Perdas
Sociais +
Distribuidora Capanema-Realeza 2015

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	> -100%	-15,6%	-14,5%	-13,2%	- 11,7%
30%	-17,3%	-14,2%	-13,0%	-11,7%	- 10,1%
60%	> -100%	-15,9%	-14,7%	-13,5%	-12,0%
85%	> -100%	-16,2%	-15,0%	-13,8%	- 12,3%

Perdas
Distribuidora Marituba II 2015

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-5,3%	-0,2%	2,1%	4,9%	9,0%
30%	-3,2%	2,6%	5,4%	9,0%	14,3%
60%	-5,7%	-0,7%	1,5%	4,3%	8,1%
85%	-6,1%	-1,2%	1,0%	3,6%	7,2%

Perdas
Sociais +
Distribuidora Marituba II 2015

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-0,9%	5,9%	9,4%	14,2%	21,6%
30%	1,8%	10,3%	14,9%	21,6%	32,5%
60%	-1,4%	5,2%	8,5%	13,0%	19,9%
85%	-1,9%	4,5%	7,7%	11,9%	18,3%

Continua.

Continuação Tabela 22.

Perdas
Distribuidora Arujá 2015

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-11,8%	-8,0%	-6,5%	-4,8%	-2,7%
30%	-10,2%	-6,2%	-4,6%	-2,7%	-0,3%
60%	-12,1%	-8,5%	-6,9%	-5,2%	-3,1%
85%	-12,4%	-8,7%	-7,3%	-5,6%	-3,6%

Perdas Sociais +
Distribuidora Arujá 2015

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-11,3%	-7,6%	-6,0%	-4,3%	-2,1%
30%	-9,7%	-5,7%	-4,0%	-2,1%	0,4%
60%	-11,6%	-7,9%	-6,4%	-4,7%	-2,5%
85%	-11,9%	-8,3%	-6,8%	-5,1%	-3,0%

Perdas
Distribuidora Paulínia 1, 2015

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-0,3%	6,9%	10,6%	15,7%	23,9%
30%	2,5%	11,5%	16,6%	23,9%	35,9%
60%	-0,8%	6,1%	9,6%	14,5%	22,0%
85%	-1,3%	5,4%	8,7%	13,2%	20,2%

Perdas Sociais +
Distribuidora Paulínia 1 2015

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	3,5%	13,3%	19,0%	27,2%	40,9%
30%	7,1%	20,4%	28,6%	40,9%	61,3%
60%	3,5%	13,3%	19,0%	27,2%	40,9%
85%	2,3%	11,1%	16,0%	23,1%	34,7%

Perdas
Distribuidora Volta Redonda MT/MT 2015

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-2,1%	4,1%	7,2%	11,3%	17,5%
30%	0,4%	7,9%	11,9%	17,5%	26,5%
60%	-2,6%	3,5%	6,4%	10,3%	16,1%
85%	-3,0%	2,8%	5,7%	9,3%	14,8%

Continua.

Continuação da Tabela 22.

Perdas Sociais +
Distribuidora Volta Redonda MT/MT 2015

Eficácia do sistema de proteção (%)	Número médio de consumidores afetados por interrupção (em porcentagem do número total de consumidores)				
	10%	25%	35%	50%	75%
10%	-1,2%	5,5%	8,9%	13,4%	20,5%
30%	1,4%	9,7%	14,2%	20,5%	30,9%
60%	-1,7%	4,8%	8,0%	12,3%	18,9%
85%	-2,2%	4,1%	7,1%	11,2%	17,4%

Fonte: Elaborada pelo autor

O Gráfico 14 apresenta os resultados (tipos de perda) relativos aos 12 conjuntos considerando que 30% do total de consumidores são afetados por interrupção. Nota-se que as maiores perdas em Santo Ângelo 2 (2014) foram devidas a pagamentos de ressarcimentos por PID devido às descargas atmosféricas. Nos casos de Tupanciretã e Porto Real as maiores perdas foram pelo ressarcimento de pagamentos de PID e a perda do PIB, enquanto que em Itatiaia de as maiores perdas foram pelo ressarcimento de pagamentos de PID e principalmente pela perda do PIB.

Gráfico 14 – Resultados (tipo de perda) relativos aos 12 conjuntos considerando que 35% dos consumidores são afetados por interrupção devido às descargas atmosféricas (em R\$)

Continua.

Continuação do Gráfico 14.

Continua.

Continuação do Gráfico 14.

Fonte: Elaborada pelo autor

Percebe-se que as maiores perdas em Sete Lagoas 1 e em Juiz de Fora 2 foram devidas a pagamentos de ressarcimentos por PID. Em Castro as maiores perdas foram principalmente por pagamentos de ressarcimentos por PID e perdas no PIB. No caso de Capanema-Realeza os pagamentos de PID ficaram bem acima das demais perdas.

Em Marituba II as perdas de PIB foram as mais importantes, seguidas por pagamentos de PID. Tanto em Arujá como em Volta Redonda MT/MT os pagamentos de ressarcimentos por PID foram bem superiores às demais perdas, enquanto que em Paulínia 1 as maiores perdas foram ocasionadas por pagamentos de PID, embora as perdas no PIB também tenham sido importantes.

A Tabela 23 apresenta os valores da relação C/B, isto é, entre custos (investimento) e benefícios (perdas evitadas) dos conjuntos analisados. Nota-se que os conjuntos com menores relações C/B e, portanto, que apresentam maior viabilidade, são: Porto Real, Sete Lagoas 1, Juiz de Fora 2, Paulínia 1 e Volta Redonda MT/MT. A condição de otimização se refere à implantação do Sistema Tipo 2, que tem 30% de eficácia, com mais do que 35% de consumidores afetados por interrupção e valor de investimento de até R\$ 10.000,00/km.

Tabela 23 – Valores da relação C/B entre custos (investimento) e benefícios (perdas evitadas) dos conjuntos analisados

Relação C/B					
Ano	Conjunto	Sist. Tipo 1 (eficácia de 10%)	Sist. Tipo 2 (eficácia de 30%)	Sist. Tipo 3 (eficácia de 60%)	Sist. Tipo 4 (eficácia de 85%)
2012	Santo Ângelo 2	177	39	32	24
2013	Santo Ângelo 2	110	24	20	15
2014	Santo Ângelo 2	105	23	19	15
2014	Tupanciretã	622	138	112	86
2015	Porto Real	20	4	4	3
2015	Itatiaia	37	8	7	5
2015	Sete Lagoas 1	45	10	8	6
2015	Juiz de Fora 2	42	9	8	6
2015	Castro	387	86	70	54
2015	Capanema-Realeza	2.595	577	469	359
2015	Marituba II	35	8	6	5
2015	Arujá	317	70	57	44
2015	Paulínia 1	18	4	3	3
2015	Volta Redonda MT/MT	36	8	7	5

Fonte: Elaborada pelo autor

Os principais valores dos investimentos e das perdas que podem ser evitadas dos conjuntos das distribuidoras, considerando a vida útil de 30 anos, podem ser vistos nos Gráficos 15, 16, 17, 18, 19, 20 e 21.

O Gráfico 15 mostra que os conjuntos Capanema-Realeza, Castro, Tupanciretã, Sete Lagoas 1 e Paulínia 1 são os conjuntos que exigem os maiores investimentos. Esses valores estão vinculados à extensão das redes dos conjuntos. Dos gráficos 15 e 16 pode-se concluir que Volta Redonda MT/MT também é um ótimo candidato a receber investimentos em proteção.

Gráfico 15 – Valores dos investimentos em sistemas de proteção dos 12 conjuntos, incluindo Santo Ângelo 2 - 2014 (R\$)

Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 16 mostra que os conjuntos Paulínia, Volta Redonda MT/MT, Sete Lagoas 1, Marituba II e Santo Ângelo 2 (2014) são os conjuntos com as maiores perdas totais.

Gráfico 16 - Valores das perdas totais entre todos os 12 conjuntos estudados, incluindo Santo Ângelo 2 (2014) (R\$)

Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 17 mostra que o conjunto Itatiaia foi o que apresentou as maiores perdas de receita por não fornecimento de energia durante as interrupções. Esses valores estão fortemente vinculados principalmente aos valores pagos em indenizações por PID e valores de perda do PIB dos conjuntos. A correlação entre o PIB com o PID resulta em um grande número de aparelhos de valor elevado que poderão ser danificados devido às descargas atmosféricas. O PID não mostrou correlação com a perda de receita devido as interrupções causadas por descargas atmosféricas.

O Gráfico 18 mostra que os conjuntos Volta Redonda MT/MT, Sete Lagoas 1, Tupanciretã e Arujá apresentaram as maiores perdas devido a indenizações por PID.

Gráfico 17 - Valores calculados da perda de receita de 12 conjuntos estudados, incluindo Santo Ângelo 2 - 2014 (R\$)

Fonte: Elaborado pelo autor

Gráfico 18 - Valores de indenizações de PID para os 12 conjuntos estudados, incluindo Santo Ângelo 2 - 2014 (R\$)

Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 19 mostra que os conjuntos Paulínia 1, Juiz de Fora 2, Castro, Arujá e Sete Lagoas 1 apresentaram os maiores valores despendidos pela troca de transformadores danificados devido a descargas atmosféricas.

Como pode ser observado no Gráfico 20, os conjuntos Marituba II, Paulínia 1, Itatiaia e Volta Redonda MT/MT tiveram as maiores perdas de PIB devido às interrupções causadas por descargas atmosféricas.

Gráfico 19 - Valores de manutenção pela troca de transformadores danificados devido a descargas atmosféricas nos 12 conjuntos estudados, incluindo Santo Ângelo 2 - 2014 (R\$)

Fonte: Elaborado pelo autor

Gráfico 20 - Valores das perdas de PIB para os 12 conjuntos estudados, incluindo Santo Ângelo 2 - 2014 (R\$)

Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 21 mostra que os conjuntos Paulínia 1, Arujá, Porto Real, Juiz de Fora e Sete Lagoas 1 tiveram os maiores valores calculados de perdas unitárias por km e por hora interrompida. A viabilidade do investimento em proteção tende a ser mais elevada nos conjuntos com grandes valores de perdas unitárias/km/h, grande número de interrupções causadas por descargas atmosféricas e redes menos extensas.

Gráfico 21 - Valores calculados das perdas unitárias por km por hora interrompida dos 12 conjuntos estudados, incluindo Santo Ângelo 2 - 2014 (R\$)

Fonte: Elaborado pelo autor

Para os doze conjuntos inicialmente selecionados foi feita uma análise dos fatores que determinam a viabilidade dos investimentos em sistemas de proteção. Os resultados obtidos são detalhados na Tabela 24, que mostra os valores máximos relativos por fator para cada conjunto considerado. Os Gráficos 22 e 23 permitem avaliar graficamente como os fatores são distribuídos por conjunto e como os fatores se distribuem relativamente nos conjuntos.

Tabela 24 - Valores adimensionais relativos obtidos pela divisão de cada valor de cada conjunto pelo valor máximo geral de cada parâmetro

		DEC	Energia do conjunto	FEC	NIE	Consumidores	PIB	PID	PDIC	Ext Rede	Custo	Benefício
2012	Santo Ângelo 2	0,18	0,19	0,32	0,18	0,20	0,05	0,33	0,60	0,18	0,02	0,21
2013	Santo Ângelo 2	0,18	0,19	0,28	0,26	0,20	0,06	0,37	0,46	0,19	0,09	0,18
2014	Santo Ângelo 2	0,24	0,21	0,44	0,29	0,21	0,07	0,37	0,54	0,19	0,19	0,36
2014	Tupanciretã	0,34	0,18	0,26	0,36	0,20	0,03	0,08	1,00	0,40	0,03	0,04
2015	Porto Real	0,12	0,12	0,10	0,09	0,06	0,10	0,12	0,21	0,02	0,03	0,03
2015	Itatiaia	0,26	0,24	0,34	0,24	0,17	0,13	0,11	0,77	0,06	0,08	0,11
2015	Sete Lagoas 1	0,05	0,55	0,08	0,42	0,60	0,28	0,63	0,89	0,27	0,02	0,02
2015	Juiz de Fora 2	0,04	1,00	0,07	0,15	1,00	0,36	0,19	0,33	0,10	0,01	0,01
2015	Castro	0,22	0,36	0,34	0,43	0,29	0,08	0,19	0,63	0,53	0,06	0,08
2015	Capanema-Realeza	0,14	0,59	0,25	1,00	0,49	0,02	0,06	0,53	1,00	0,02	0,05
2015	Marituba II	1,00	0,05	1,00	0,14	0,04	0,06	0,20	0,19	0,09	1,00	1,00
2015	Arujá	0,04	0,46	0,09	0,22	0,23	0,18	0,23	0,27	0,05	0,07	0,08
2015	Paulínia 1	0,05	0,56	0,13	0,14	0,22	1,00	0,28	0,09	0,05	0,05	0,06
2015	Volta Redonda	0,10	0,23	0,21	0,43	0,28	0,38	1,00	0,13	0,18	0,14	0,93

Fonte: Elaborado pelo autor

Nota-se que Marituba II tem o investimento mais elevado, mas também tem o retorno por perdas evitadas mais elevado, o que compensa o alto nível do investimento. Salienta-se, porém, que retorno elevado não é garantia de viabilidade do investimento.

Gráfico 22 - Valores relativos ao máximo por parâmetro para cada conjunto

Continua.

Continuação do Gráfico 22.

Fonte: Elaborado pelo autor

Gráfico 23 - Valores relativos ao máximo por conjunto

Santo Ângelo 2/14

Tupanciretã

Sete Lagoas 1

Juiz de Fora 2

Castro

Capanema-Realeza

Continua.

Continuação do Gráfico 23.

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir de todos os dados anteriormente analisados, constata-se que quando os cálculos usando o modelo proposto foram expandidos para 12 conjuntos, com valores equivalentes de PIB e população aos dois conjuntos estudados inicialmente (Santo Ângelo e Tupanciretã) e com redes de menor extensão, valores elevados de DEC e FEC e populações maiores, como os casos

de Paulínia 1, Sete Lagoas 1, Juiz de Fora 2 e Volta Redonda MT/MT, nota-se que nessas condições se aumenta a possibilidade do investimento se tornar viável.

O conjunto Capanema - Realeza em 2015 tinha a metade do PIB de Tupanciretã, quase o dobro de consumidores, o triplo da energia fornecida e o valor mais baixo de hora interrompida por km dentre todos os conjuntos. Os conjuntos de Capanema-Realeza, Castro, Arujá e Tupanciretã foram os que apresentaram as menores viabilidade dentre todos os 12 conjuntos estudados.

Os conjuntos com maiores valores de PIB, população, número de consumidores, quantidade de energia fornecida, mas com redes pouco extensas, apresentaram os melhores resultados de viabilidade. Foram os casos de Porto Real, Itatiaia, Marituba II, Arujá e Volta Redonda MT/MT. Esses conjuntos também apresentaram grandes perdas devido a indenizações por danos a equipamentos (PID) para serem evitados.

Verificou-se que nos conjuntos Paulínia 1, Porto Real, Itatiaia e Juiz de Fora 2 predominaram os valores das perdas sociais, enquanto que em Marituba II, Volta Redonda MT/MT, Santo Ângelo 2 e Tupanciretã predominam as perdas da distribuidora. No conjunto Arujá as duas perdas são equivalentes. Marituba II foi o conjunto que proporcionalmente mais sofreu com pagamento de indenizações aos consumidores (PID). Capanema-Realeza foi o que teve proporcionalmente a maior perda de receita, seguida de Itatiaia, Juiz de Fora 2 e Marituba II. Arujá, Porto Real, Juiz de Fora 2 e Sete Lagoas 1 foram os conjuntos que menos perderam receitas por interrupções de fornecimento. Os conjuntos que tiveram as maiores multas por exceder os limites dos indicadores individuais (DIC, DMIC e DICRI) foram Tupanciretã, Sete Lagoas 1, Itatiaia, Castro e Marituba II.

As perdas sociais de conforto e lazer não foram significativas para alterar a viabilidade dos investimentos nos conjuntos estudados. Por sua vez, das Tabelas 19 e 22 pode-se perceber que a perda do PIB se mostrou muito significativa para os cálculos e análise de viabilidade, sendo destacadamente importante nos conjuntos Marituba II, Volta Redonda MT/MT, Itatiaia, Paulínia 1 e Castro.

Foi feita uma simulação para verificar os valores de investimentos e retorno que permitam obter viabilidade para os 12 conjuntos estudados. Na maior parte dos conjuntos a viabilidade é alcançada se o valor do investimento (mantido o mesmo retorno) for dividido por 2,5. Entretanto, em Tupanciretã a viabilidade só é alcançada se o investimento for 25 vezes menor que o valor considerado.

Na análise realizada para explicar a razão dos investimentos em proteção apresentarem maior viabilidade em determinados conjuntos que em outros, constatou-se que a viabilidade de

investimento nos conjuntos Porto Real, Itatiaia, Sete Lagoas 1, Capanema-Realeza, Arujá e Paulínia 1 só é alcançada se o percentual de consumidores afetados por interrupção for muito grande (60 % a 75 %) e se as perdas sociais forem consideradas na análise.

As indenizações pelos danos a equipamentos apresentaram valores muito superiores ao do pagamento de multas por excederem os limites dos indicadores individuais em todos os conjuntos, com destaque para Sete Lagoas 1. O conjunto Tupanciretã apresentou o maior valor relativo de pagamento de multa por exceder esses limites.

Os conjuntos que apresentam maior viabilidade para os investimentos têm DEC devido a descargas atmosféricas elevado, valores de PIB e PID elevados, grande população, grande energia fornecida e reduzida extensão de rede em relação aos demais. Por outro lado, embora Marituba II tenha o DEC mais alto e valor de PIB relativamente alto, a extensão da rede é relativamente grande e por isso a viabilidade só é verificada (em alguns casos) quando as perdas sociais são consideradas na análise.

Foram também realizadas simulações para todos os conjuntos, considerando para cada um o dobro do seu valor de DEC. Apesar do DEC ser um fator importante, os investimentos permaneceram inviáveis em todos os conjuntos, com exceção de Marituba II. Os investimentos nos conjuntos com baixos valores de DEC (Arujá e Capanema-Realeza) sempre apresentaram valores de TIR inferiores a 7%, critério que nesta tese caracteriza a inviabilidade do investimento. Convém destacar os casos de Tupanciretã e Castro, que apesar de terem DEC's elevados não apresentaram viabilidade para os investimentos mesmo quando os valores dos seus respectivos DEC's foram dobrados.

A relação entre os valores dos investimentos e a extensão total da rede foram muito elevados nos conjuntos Capanema-Realeza, Tupanciretã, Sete Lagoas 1, Castro e Paulínia 1, especialmente em Marituba II, que tem a maior relação do valor do investimento pela extensão da rede. Isto se deve ao fato do conjunto possuir a maior extensão de rede rural, em relação a rede total (484 km).

Foi feito o cálculo para atingir os pontos de viabilidade dos 12 conjuntos estudados, ou seja, determinar quais valores investidos e de retornos permitiriam a viabilidade de investimento nos conjuntos. A Tabela 23 mostra que os conjuntos com menores relações C/B, isto é, aqueles que apresentam maiores benefícios em relação aos custos e que apresentam viabilidade são: Porto Real, Sete Lagoas 1, Juiz de Fora 2, Paulínia 1 e Volta Redonda MT/MT. A viabilidade é verificada no caso de implantação do sistema de proteção do Tipo 2 (30 % de eficácia na redução das interrupções por descargas atmosféricas e investimento de R\$ 10.000,00/km). A TIR desses casos pode ser verificada nas Tabelas 19 e 22.

Realizou-se também uma simulação considerando um conjunto fictício, cujos parâmetros de entrada dos cálculos são os valores médios dos 12 conjuntos analisados, os quais são apresentados nas Tabelas 25 e 26. A rede de distribuição primária rural tem 255 km de extensão, correspondendo a aproximadamente 20% do comprimento total (1.277 km). O investimento considerado na simulação foi relativo ao sistema de proteção Tipo 2 (eficácia de 30% de redução das interrupções causadas por descargas atmosféricas), tendo sido analisado o caso em que em média 50 % de consumidores são afetados por interrupção.

A análise indicou que os parâmetros com maior influência na viabilidade do investimento foram: Ng do conjunto, porcentagem de interrupções causadas por descargas atmosféricas registradas pela distribuidora, extensão da rede, DEC do conjunto, porcentagem do número total de consumidores afetados por interrupção, perda pelo pagamento de PID, perda de PIB e perdas sociais.

Tabela 25 – Valores médios e desvio padrão dos principais parâmetros dos conjuntos

	Ext. rede (km)	Consumidores	PIB (R\$x1000)	Energia (MWh)	Ng (raios/km ² /ano)	Tarifa (R\$)	DEC (h)	FEC
Média	1.277	34.126	5.438.330	635.289	15,15	322	32	14
Desvio Padrão	1.424	28.398	7.005.307	459.571	2,93	41	37	12

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 26 – Valores médios e desvio padrão das perdas dos conjuntos

	PID (R\$)	Perda de receita (R\$)	Multas (DIC, DMIC e DICRI) (R\$)	Manutenção (R\$)	Perda conforto (R\$)	Perda PIB (R\$)	Perdas distribuidora (R\$/km/hora)	Perdas Social (R\$/km/hora)	Perda total (R\$/km/hora)
Média	9.653.169	22.456	365.993	697.050	1.101	3.021.316	1.529	504	2.033
Desvio Padrão	8.172.783	27.216	220.880	433.616	1.361	2.464.044	1.871	948	2.635

Fonte: Elaborada pelo autor

A Tabela 27 mostra as variações (diferenças entre os valores relativos a cada conjunto e os valores médios) entre os principais parâmetros dos conjuntos e os parâmetros médios indicados nas Tabelas 25 e 26. Nota-se que os conjuntos que apresentam maior viabilidade no investimento, como Paulínia 1; Porto Real, Sete Lagoas 1, Juiz de Fora 2 e Volta Redonda MT/MT, possuem principalmente elevados valores de energia provida, elevada densidade de descargas atmosféricas para terra (Ng), grande valor de PIB, tarifas mais elevadas e pequena

extensão de rede, especialmente nos trechos rurais, que não são destacados nas Tabelas 25 e 26. Estas conclusões são confirmadas pela Tabela 27.

Tabela 27 – Variações entre os principais parâmetros dos conjuntos e os parâmetros médios

Conjunto	Ext rede (km)	Consumidores	PIB (R\$)	Energia (MWh)	Ng	Tarifa (R\$)	DEC (h)	FEC
Santo Ângelo 2 (2014)	-233	-10.603	-3.565.383	-247.575	-1,59	-17,44	3,69	7,93
Tupanciretã	888	-11.129	-4.503.646	-313.755	-1,00	-17,44	19,42	-0,90
Porto Real	-1.169	-26.946	-2.706.274	-414.427	4,51	21,94	-13,95	-8,96
Itatiaia	-969	-14.216	-1.985.778	-203.491	4,51	21,94	7,62	3,16
Sete Lagoas 1	190	34.348	2.238.127	348.478	3,85	12,43	-23,68	-9,73
Juiz de Fora 2	-757	79.954	4.241.163	1.168.852	2,23	12,43	-26,40	-10,38
Castro	1.571	-488	-3.177.491	20.147	0,29	-44,83	0,68	2,96
Capanema-Realeza	4.145	21.425	-4.951.038	433.019	-0,50	-44,83	-11,06	-1,30
Marituba II	-793	-29.452	-3.837.511	-552.843	-0,91	77,01	119,43	35,29
Arujá	-1.020	-8.314	-563.794	191.377	-1,80	39,86	-25,90	-9,46
Paulínia 1	-1.023	-9.415	21.622.401	371.740	-1,42	-32,45	-23,90	-7,24
Volta Redonda MT/MT	-289	-2.550	4.884.624	-225.447	-0,39	20,46	-16,15	-3,46

Fonte: Elaborada pelo autor

As diferenças entre as perdas relativas a cada conjunto e os valores médios (indicados nas Tabelas 25 e 26) são apresentadas na Tabela 28. Nota-se que os conjuntos que apresentam maior viabilidade no investimento, como Paulínia 1; Itatiaia, Sete Lagoas 1, Marituba II, Juiz de Fora e Volta Redonda MT/MT, possuem grandes valores despendidos com substituição de transformadores defeituosos, apresentam em geral elevadas perdas de PIB e, em alguns casos, grandes valores de indenização por PID.

Para analisar a influência da vida útil dos sistemas de proteção na viabilidade dos investimentos, considerou-se o mesmo conjunto fictício com parâmetros correspondendo aos valores médios dos 12 conjuntos analisados (apresentados nas Tabelas 25 e 26). As Tabelas 29 e 31 apresentam os valores da TIR calculados para esse conjunto considerando tempos de vida útil dos sistemas de proteção de 10, 15, 20 e 30 anos. Como esperado, a viabilidade do investimento é significativamente afetada pelo tempo de vida útil dos sistemas.

Tabela 28 – Variações entre os valores das perdas dos conjuntos e os valores médios

Conjunto	PID (R\$)	Prec (R\$)	Multa DIC (R\$)	Manut (R\$)	Pconf (R\$)	Perdas PIB (R\$)	Perdas dist (R\$)	Perdas Sociais (R\$)	Perdas totais
Santo Ângelo 2	2.445.272	-8.098	50.253	-279.530	369	-739.783	-1.188	-442	-1.631
Tupanciretã	-6.949.310	-4.536	405.826	-277.030	-558	-1.379.216	-1.499	-489	-1.988
Porto Real	-5.851.999	-15.925	-205.775	-313.346	-911	-1.343.721	660	363	1.023
Itatiaia	-6.129.869	5.676	224.792	-264.388	-491	1.649.090	-1.187	-119	-1.306
Sete Lagoas 1	10.862.905	-3.439	324.710	400.790	-240	-865.598	286	-324	-38
Juiz de Fora 2	-3.467.894	-1.136	-111.160	1.028.718	-1.016	-1.204.753	1.281	134	1.415
Castro	-3.467.894	402	122.307	209.334	-173	-500.324	-1.451	-477	-1.928
Capanema-Realeza	-7.782.769	148	43.149	-132.514	-915	-2.673.870	-1.506	-501	-2.007
Marituba II	-3.142.176	1.353	-217.468	-551.914	4.184	5.273.890	-1.438	-390	-1.828
Arujá	-2.123.802	-22.367	-154.387	209.638	-882	-2.023.037	4.001	146	4.147
Paulínia 1	-506.878	-13.173	-299.965	553.630	-731	4.374.049	3.614	3.145	6.759
Volta Redonda MT/MT	22.777.939	-14.508	-263.320	25.310	1.335	2.539.646	606	-146	461

Fonte: Elaborada pelo autor

A Tabela 29 mostra que a viabilidade da aplicação de investimentos em proteção no conjunto fictício (ano base 2015) é verificada nos casos dos sistemas de proteção dos Tipos 1, 2 e 3 (eficácias de 10 %, 30 % e 60 %, respectivamente), para vida útil de 30 anos. Nas Tabelas 29 e 30, o retorno anual corresponde às perdas anuais evitadas devido à instalação de cada sistema de proteção. Nota-se que o sistema Tipo 2 apresenta viabilidade mesmo para vida útil de 15 anos. Conforme mostrado na Tabela 30, quando as perdas sociais são levadas em conta, os quatro sistemas se mostram viáveis se a vida útil for igual ou superior a 20 anos. Nessas condições o sistema Tipo 2 é viável mesmo no caso de vida útil de 10 anos.

Tabela 29 – Valores da TIR considerando apenas as perdas das distribuidoras do conjunto de referência (ou seja, sem considerar as perdas sociais) para diferentes tempos de vida útil dos sistemas de proteção

Eficácia do sistema de proteção	10 anos	15 anos	20 anos	30 anos	Extensão da rede rural (km)	Investimento anual constante (R\$)	Retorno anual constante (R\$)
	TIR	TIR	TIR	TIR			
10%	-3,7%	2,5%	5,1%	7,1%	255	1.277.000	103.453
30%	3,7%	8,7%	10,5%	11,7%	255	2.554.000	310.358
60%	-3,7%	2,5%	5,1%	7,1%	255	7.662.000	620.716
85%	-6,3%	0,4%	3,3%	5,5%	255	12.770.000	879.347

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 30 – Valores da TIR considerando as perdas das distribuidoras e as perdas sociais do conjunto de referência para diferentes tempos de vida útil dos sistemas de proteção

Eficácia do sistema de proteção	10 anos	15 anos	20 anos	30 anos	Extensão da rede rural (km)	Investimento anual constante (R\$)	Retorno anual constante (R\$)
	TIR	TIR	TIR	TIR			
10%	3,6%	8,6%	10,4%	11,6%	255	1.277.000	154.293
30%	8,0%	16,2%	17,4%	18,0%	255	2.554.000	462.878
60%	6,3%	8,6%	10,4%	11,6%	255	7.662.000	925.756
85%	4,3%	6,0%	8,1%	9,6%	255	12.770.000	1.311.488

Fonte: Elaborado pelo autor

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para manter um nível de disponibilidade de energia aceitável para os consumidores e cumprir os limites estabelecidos pela regulamentação, é fundamental que as distribuidoras invistam na proteção das redes aéreas primárias contra descargas atmosféricas. Diferentes métodos podem ser utilizados para melhorar a confiabilidade do sistema elétrico e a qualidade da energia fornecida. Entretanto, como as sobretensões atmosféricas variam em função de diversos parâmetros, a eficácia de determinada alternativa de proteção e, portanto, a sua relação custo-benefício, dependem não apenas da configuração da rede, mas também das características da região, como por exemplo a densidade de descargas atmosféricas e a resistividade elétrica do solo. A determinação das condições para as quais o investimento na melhora do desempenho do sistema é viável sob o aspecto econômico requer um modelo que leve em conta todos os fatores envolvidos no processo. Projetos de investimentos que atendam tanto ao interesse público quanto privado são difíceis de quantificar e analisar devido aos múltiplos interesses envolvidos. Ressalta-se ainda que modelos específicos para análise de investimentos na proteção de redes de distribuição contra descargas atmosféricas que suportem a tomada de decisão das distribuidoras não são comuns; além disso, as distribuidoras normalmente não incluem custos sociais em suas análises.

Este trabalho teve por principal objetivo desenvolver um modelo para análise técnico-econômica da viabilidade de investimentos de proteção contra interrupções causadas por descargas atmosféricas em redes de distribuição aéreas de média tensão. A partir da análise dos custos e dos benefícios correspondentes à implantação de determinada técnica de proteção, o modelo desenvolvido possibilita determinar as condições e as características básicas das regiões nas quais os investimentos serão viáveis e como poderão ser otimizados, levando em conta os impactos sociais devido às interrupções causadas pelas descargas atmosféricas. O modelo, que se constitui na principal contribuição do trabalho, pode ser utilizado por empresas distribuidoras de energia elétrica para otimizar os investimentos em sistemas de proteção contra descargas atmosféricas.

O uso da análise dos custos e benefícios se mostrou útil por incluir parte dos valores das perdas sociais e os dispêndios da distribuidora nos conjuntos estudados como benefícios do investimento. A aplicação do modelo nas situações específicas analisadas mostrou que, devido aos elevados investimentos requeridos para proteger as linhas, na grande maioria dos casos a TIR resultou negativa ou com valor muito baixo, indicando inviabilidade de retorno dos investimentos.

As análises das taxas TIR obtidas mostraram como é de grande importância a taxa de descontos (custo do capital investido) na viabilidade do investimento. Em países como o Brasil, em que o custo do capital é muito elevado, existem maiores dificuldades para viabilizar investimentos em sistemas de proteção em regiões com grandes extensões de linhas, pequena densidade populacional e baixa renda gerada na região.

O entendimento dos mecanismos pelos quais as descargas atmosféricas provocam perturbações na rede elétrica e interrupções de fornecimento de energia é fundamental, haja vista que a aplicação do modelo requer o conhecimento da efetividade do sistema de proteção. Essa efetividade se traduz na redução do número de interrupções decorrente da implantação da alternativa de proteção considerada em relação ao número de interrupções verificado na ausência da proteção. Evidentemente a precisão dos dados de saída do modelo proposto depende da precisão dos dados de entrada. Devido a importância dos dados de entrada sobre a eficácia da alternativa de proteção considerada na região estudada, é fundamental para a precisão e utilidade dos resultados obtidos como saída do modelo, que a análise dos benefícios técnicos, ou seja, que a estimativa da eficácia da alternativa sob análise, seja substituída por informações históricas, precisas e confiáveis, que sejam fornecidas pelas distribuidoras.

O modelo proposto neste trabalho mostrou-se válido, prático e com grande potencial de utilização por parte de empresas distribuidoras de energia em estudos de viabilidade técnico-econômica de investimentos em sistemas de proteção contra descargas atmosféricas em redes aéreas de média tensão. A ferramenta pode ser utilizada tanto para determinar as condições nas quais determinada alternativa de proteção se mostra viável como para comparar as relações custo/benefício de diferentes alternativas.

Como sugestão para trabalhos futuros propõe-se o desenvolvimento de um modelo para análise da viabilidade de investimentos em sistemas de monitoramento e diagnóstico remoto e automático de ocorrências de perturbações e interrupções. Estes sistemas representam um grande investimento para as distribuidoras, mas podem trazer importantes benefícios, como a redução do tempo de atendimento de ocorrências emergenciais, a verificação dos pontos de maior vulnerabilidade nas redes, a redução dos custos de operação e manutenção e o provisionamento de informações que permitam melhor planejamento na execução de melhorias nas redes.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **“Falta de energia gera R\$ 346 milhões de compensações aos consumidores em 2013”** – Notícia de 19/05/2014, http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=7903&id_area=90, Link, Acesso: julho de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Tempos Médios de Atendimento:**http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/Tempos_medios_de_atendimento/resultado.cfm., Acesso: dezembro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Painel de Municípios:** [http://www2.aneel.gov.br/relatoriosrig/\(S\(jkqfhj3bml0j0xd4olbyuf\)\)/relatorio.aspx?folder=sfe&report=PainelMunicipio](http://www2.aneel.gov.br/relatoriosrig/(S(jkqfhj3bml0j0xd4olbyuf))/relatorio.aspx?folder=sfe&report=PainelMunicipio), Acesso: dezembro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Avaliação da Alteração dos Limites dos Indicadores Individuais de Continuidade (DIC, FIC e DMIC)**, Nota Técnica nº 0022/2011-SRD - Processo: 48500.002686/2011-20, junho de 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica**, atualizada até a Resolução Normativa no 725 de 7 de junho de 2016 - Resolução Normativa ANEEL no 414, de 9 de setembro de 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL **Atributos físicos elétricos:** <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atributosfisicoeletricos/pesquisa.cfm?regiao=SU>, Acesso: dezembro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Ressarcimentos e Multas:** http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=7903&id_area=90, Acesso: Dezembro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL Nota Técnica nº 0173/2016-SRD/ANEEL – Abertura de Consulta Pública – **Análise da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica, com enfoque sobre a avaliação dos custos relacionados à confiabilidade do serviço de distribuição**, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL Nota Técnica nº 22/2015 – SGT: **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**, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Notícias 2015: Interrupções de energia geram R\$ 646 milhões em compensações aos consumidores:** <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/->

/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/interruptoes-de-energia-geram-r-646-4-milhoes-em-compensacoes-aos-consumidores-em-2015/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_viewMode=print&_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_languageId=pt_BR, Acesso: setembro de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL Desempenho das Distribuidoras de Energia Elétrica por Município:

[http://www2.aneel.gov.br/relatoriosrig/\(S\(u4n0m0dykvbif0uihxigk2ok\)\)/relatorio.aspx?folder=sfe&report=PainelMunicipio](http://www2.aneel.gov.br/relatoriosrig/(S(u4n0m0dykvbif0uihxigk2ok))/relatorio.aspx?folder=sfe&report=PainelMunicipio), Acesso: dezembro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL Portal de serviços: Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição - <http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita> – Acesso: outubro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 1 – Introdução – Data de Revisão: 01/03/2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica – Primeira versão aprovada - Resolução Normativa nº 794/2017 (após realização da AP 034/2017), Data de Revisão: 01/01/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 9 – Ressarcimento – Primeira versão aprovada - Data de Revisão: 21/11/2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição:

<http://relatorios.aneel.gov.br/layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPRegiaoEmp.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios%2Eaneel%2Egov%2Ebr%2FRelatoriosSAS%2FFFirms%2FAllItems%2Easpx&DefaultItemOpen=1>, Acesso: dezembro de 2017.

ALVEHAG, K; SÖDER, L. **Comparison of Cost Models for Estimating Customer Interruption Costs**, submitted version of a paper presented at Conference at Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Istanbul, Turkey, 10-14 June 2012.

AMASIFEN, J. C. C. **Metodologias para avaliação de riscos e dos custos de interrupções em processos causados por faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica**, Tese de Doutorado - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - 2008.

AMASIFEN, J. C. C.; KAGAN, N. **Método Híbrido para o Cálculo dos Custos de Interrupções em Processos Eletroeletrônicos Causados Por Faltas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**; Departamento de Engenharia de Energia e Automação

Elétricas - Escola Politécnica da USP - São Paulo - Revista Controle & Automação/Vol. 20, no. 3, julho, agosto e setembro 2009.

AMERICAN PUBLIC POWER ASSOCIATION – APPA **Evaluation of Data Submitted in APPA's 2013 Distribution System Reliability & Operations Survey**, 2014.

ANDERSSON, R.; TAYLOR, L. **The social cost of unsupplied electricity**; Energy Economics, 1986.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT **Norma: NBR 14039, Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**, 2003.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT **Norma: NBR 15688, Redes de distribuição aérea de energia elétrica com condutores nus**, 2012.

BANDEIRA, M. T. S. S.; GÓIS, A. D.; LUCA, M. M. M.; VASCONCELOS, A. C. **Reputação corporativa negativa e o desempenho empresarial**, Revista de Contabilidade e Organizações, vol. 23, 2015, pag. 71-83.

BESANKO, D. A.; BRAEUTIGAM, R. R. **Microeconomics** - 5th Edition - John Wiley & Sons, 2014.

BLANK, L.; TARQUIN, A. **Engineering Economy** – 7th Edition - McGrall Hill, 2012.

BOLLEN, M. H. J. **Understanding power quality problems - Voltage sags and interruptions**, The institute of electrical and electronics engineers, John Wiley& Sons, 2000.

BORGHETTI, A.; NAPOLITANO, F.; NUCCI, C. A.; TOSSANI, F. **Response of distribution networks to direct and indirect lightning: Influence of surge arrester's location, flashover occurrence and environmental shielding**, Electric Power Systems Research, Published by Elsevier B. V., 2016.

BRIGNONE, M.; MESTRINER, D.; PROCOPIO, R. PIANTINI, A. RACHIDI, F. **Evaluation of the mitigation effect of the shield wires on lightning induced overvoltage in MV distribution systems using statistical analysis**, IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, 9p., vol. 59, no. 1, February 2017.

CATRINU, M. D.; NORDGÅRD, D. E. **Incorporating risk analysis and multi criteria decision making in electricity distribution system asset management - Reliability, Risk and Safety: Theory and Applications**, Guedes Soares & Martorell, 2010.

CHEBERLE, L.A.D. **A vida útil de instalações no setor elétrico e sua influência na definição das tarifas de distribuição de energia no Brasil**, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, FACE, Universidade de Brasília, UnB, 2013.

CHISHOLM, W. A.; CRESS, S. L.; POLAK, J. **Lightning-caused distribution outages**, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Atlanta, Georgia, 2001.

CHOWDHURY, A. A.; KOVAL, D. O. **Value-based distribution system reliability planning**, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 34, no. 1, January / February 1998.

CIGRÉ - 441 **Protection of medium voltage and low voltage networks against lightning - part 2: Lightning protection of medium voltage networks** - Working Group C4.402, December 2010.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DAS INDÚSTRIAS - CNI - **SONDAGEM ESPECIAL: Indústria e energia 65 - Indicadores** - CNI ISN 2317-7330 - Ano 17 - Número 1, março de 2016.

COELHO, V. L. **Influência das descargas atmosféricas no desempenho de sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica** - Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2005.

COELHO, V. L.; DE LIMA, D.O.; RAIZER, A.; PAULINO, J. O. S.; COELHO, V. B. **Influência das descargas atmosféricas diretas em redes aéreas de distribuição** - XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda-PE, Brasil, 2008.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL Assessoria de Imprensa: **Energia cria nova tecnologia de poste para melhorar qualidade do fornecimento de energia**: <https://www.cpfl.com.br/releases/Paginas/cpfl-energia-cria-nova-tecnologia-de-poste-para-melhorar-qualidade-do-fornecimento-de-energia.aspx>, Acesso: fevereiro de 2017.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL Energia **Relatório Anual**, 2014.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL **Demonstrativos Financeiros – 4T14**, 2014.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL. Portal de serviços para os consumidores: **Procedimentos para pedidos de ressarcimento por danos elétricos**: <https://www.cpfl.com.br/releases/Paginas/cpfl-energia-orienta-clientes-sobre-procedimentos-para-pedidos-de-ressarcimento-por-danos-eletricos.aspx>, Acesso: abril de 2017.

COORAY et al. **Lightning Protection** - The Institution of Engineering and Technology - IET Power and energy series 58, 2010.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL Manual de instruções técnicas – MIT: **Operação de redes de distribuição - desligamentos no sistema elétrico de tensão igual ou inferior a 34,5 KV**, 2013.

CPFL ENERGIA Notícia: **De acordo com a Aneel, apenas 25,54% das solicitações dos consumidores foram classificadas como procedentes pelas distribuidoras em 2015 orienta clientes sobre procedimentos para pedidos de ressarcimento por danos elétricos**; CPFL Energia, Acessória de Imprensa, edição de 27/09/2016.

CRUZ, M. P. **Metodologia para avaliação dos impactos econômicos associados a problemas de qualidade de energia**, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

CYRILLO, I. O. **Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário**, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - EPUSP, São Paulo, 2011.

DECKMANN, S.M.; POMILIO, J. A. **Avaliação da qualidade da energia elétrica** – Apostila do Curso, UNICAMP/FEEC/DSCE, 2010.

DUTRA, J.; GONÇALVES, E.; SANCHES, A. **Valoração do custo de escassez de energia elétrica e gestão de riscos**, Revista Eletro evolução, setembro de 2014.

ELDER, L.A.; BEARDOW, M. I. **A generic techno-economic model for analyzing electricity distribution networks** - EES – Contryenergy, Sydney, Australia, 2004.

ELETROPAULO METROPOLITANA SÃO PAULO S.A. **DFP - Demonstrações financeiras padronizadas**, 31/12/2014.

ENNO, S.E. **Thunderstorm and lightning climatology in the Baltic countries and in northern Europe**, PhD Dissertation, Department of Geography, Institute of Ecology and Earth Sciences, Faculty of Science and Technology, University of Tartu, Estonia, 142 p., 2014.

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ **Estudo de vida útil econômica e taxa de depreciação**, volume 2/2, ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2000.

EUROPEAN ELECTRICITY DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS - EURELECTRIC. (DSOs, Electricity Distribution Investments: **What regulatory framework do we need?** Eurelectric Report, May 2014.

GAZZI, L. M. P. **Decisão de investimento em ambiente de incertezas integrada à análise de viabilidade de projetos** - Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica - Universidade de São Paulo, 2010.

GÖNEN, T. **Electric power distribution system engineering** - 2nd Edition - CRC Press Taylor & Francis Group, 2010.

GREEN, J. N.; WILSON, R. **Control and automation of electric power distribution systems**, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2007.

GROWITSCH, C.; MALISCHEK, R.; NICK, S.; WETZEL, H. **The costs of power interruptions in Germany and assessment in the light of the energiewende** - Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), 2013.

GYUK, I.; BALDWIN, S. **Understanding the cost of power interruptions to U.S. electricity consumers** - Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2004.

HASSIN, E. S. **Continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica: análise, regulatória, correlação dos indicadores e metodologia de compensação ao consumidor** - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2003.

HIDEKI, E.; ROCHA, M. F.; MARCONDES, J.; FRONTEROTTA, S. E.; MAGALHÃES, C. H.; D'AGOSTINI, L.; ATMANN, Neto, J. L.; ALVAREZ, G. P. **Determinação do custo de interrupção de energia elétrica de clientes industriais AT/MT** - Anais do II CITENEL, 2003.

HINES, P.; APT, J. **Trends in the history of large blackouts in the United States**, http://www.uvm.edu/~phines/publications/2008/Hines_2008_blackouts.pdf; Weather outage.pdf, 2008.

INSIDE ENERGY. Grid disruption: **15 years of power outages**: Grid_Disruption_00_14_standardized.xlsx, Acesso: September 2016.

INSIDE ENERGY. Grid disruption: **15 years of power outages**: <http://insideenergy.org/2014/08/18/data-explore-15-years-of-power-outages/>, Acesso: setembro de 2016.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE **STD 1366-2003 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**, 2003.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE **Censo Demográfico 2010**: <http://www.censo2010.ibge.gov.br>, Acesso: agosto de 2017.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE **Produto Interno Bruto de Municípios 2010-2013**, 2014.

INSTITUTO DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE **Densidade de descargas atmosféricas ranking de Municípios**:

<http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/infor/ranking.de.municipios.php/>, Acesso: abril de 2016.

INSTITUTO DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE **Densidade de descargas atmosféricas ranking de Municípios:**

<http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/infor/ranking.de.municipios.php/>, Acesso: abril de 2012.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE Acesso ao Portal do Grupo de Eletricidade Atmosférica – ELAT: **Ng NBR 5419:**

http://www.inpe.br/webelat/ABNT_NBR5419_Ng/, Acesso: dezembro de 2017.

KAYO, E. K. **A estrutura de capital e o risco das empresas tangível e intangível-intensivas: contribuição ao estudo da valoração de empresas** - Tese de Doutorado - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, 2002.

KJØLLE, G. H.; SAMDAL, K.; SINGH, B.; KVITASTEIN, O. A. **Customer costs related to interruptions and voltage problems: methodology and results**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, NO. 3, August 2008.

KJØLLE, G. H. **What do fault statistics tell us regarding causes resulting in power outages?** Workshop DNV - Risk and vulnerabilities in power systems in light of climate change – NTNU, 2011.

KLUTKE, G. A.; KIESSLER, P.C.; WORTMAN, M. A. **A critical look at the bathtub curve**. IEEE Transactions on Reliability, vol. 52, no. 1, March 2003.

KUMAR, S. A.; SURESH, N. **Production and operations management - new age international**, Limited Publishers - 2nd edition, 2008.

LIMA et al. **Influência das descargas atmosféricas diretas em redes aéreas de distribuição**, XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro, Olinda, PE, pp. 2-4, 2008.

MAYOR, D. C.; PARDO, J.; PÉREZ-DONSIÓN, M. **Analysis of methodologies for the economical evaluation of power quality** - International Conference on Renewable Energies and Power Quality - ICREPQ - European Association for the Development of Renewable Energies, Environment and Power Quality, 2009.

MCDANIEL, J. S. et al. **IEEE Guide for improving the lightning performance of electric power overhead distribution lines** - IEEE Standard 1410, Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power Engineering Society, 2004.

MOMOH, J.A. **Electric power distribution, automation, protection, and control**, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2007.

NEWNAN, D. G.; ESCHENBACH, T.G.; LAVELLE, J.P. **Engineering Economic Analysis**, Oxford University Press - 9Th Edition, 2004.

NORDGÅRD, D. E. et al. **A risk based approach to distribution system asset management and a survey of perceived risk exposure among distribution companies**, C I R E D - 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS **Mapa de Densidade de Descargas Atmosféricas - Período de apuração: 1998 – 2013**, Emissão em 30 de setembro de 2015.

ORPIJÄRVI, J. **Aging based maintenance and reinvestment scheduling of electric distribution network**, Thesis for the degree of Doctor of Science Mikkeli University Consortium, Mikkeli, Finland, 2012.

PAHWA, A.; HOPKINS, M.; GAUNT, C. T. **Evaluation of outages in overhead distribution systems of South Africa and of Manhattan, Kansas, USA**, Electrical and Computer Engineering Kansas State University, 2007.

PAPAEMMANOUIL, A.; ANDERSSON, G. **Coordinated expansion planning based on a cost benefit analysis**, European energy market, International conference, 2009.

PIANTINI, A. **Analysis of the effectiveness of shield wires in mitigating lightning-induced voltages on power distribution lines**, *Electric Power Systems Research* – G Model EPSR-5267, 8 p., 2017a.

PIANTINI, A. **Extension of the Rusck Model for calculating lightning-induced voltages on overhead lines considering the soil electrical parameters**, *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, vol. 59, no. 1, pp. 154 - 162, Feb. 2017b.

PIANTINI, A. **Lightning protection of overhead power distribution lines**, Proceedings of the 29th International Conference on Lightning Protection (invited lecture), 20 p., Uppsala, June 2008.

PIANTINI, A. **Lightning-induced voltages on overhead power distribution lines**, World Meeting on Lightning (WOMEL), National University of Colombia, Cartagena de Indias, Colombia, April 2016a.

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. **Avaliação do número de interrupções em linhas de média tensão devido a descargas atmosféricas indiretas**, SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, 2005.

PIANTINI, A.; NOSAKI, P. L.; KODAIRA, C. Y.; CARVALHO, T. O.; LUCCA, A. T.; SILVA NETO, A. **Avaliação da eficácia de para-raios na redução das tensões induzidas por descargas atmosféricas em linhas de média tensão**, XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica SENDI 2016, Curitiba, Brasil, 2016a.

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M.; CARVALHO, T.O.; OBASE, P.F.; DOS SANTOS, G.J.G, **Lightning-caused Transformer Failures in Distribution Systems**. International Conference on Lightning Protection (ICLP), Shanghai, China, 2014.

PIANTINI, A.; RAMOS, J. E.; PIRES, V.A.; D'AJUZ, A. **The Brazilian experience with the use of the shield wire line technology (SWL) for energy distribution**, *IEEE Latin America Transactions*, 7 p., vol. 7, no. 6, Dec. 2009.

PIANTINI, A.; SHIGIHARA, M.; SILVA NETO, A. **Etapa 9 - Análise de surtos em linhas de distribuição devido a descargas indiretas, Relatório Técnico - Projeto PA0030**, 31 p., Dezembro 2015.

PIANTINI, A. **PA0030 – Padrões de RDA robustas frente a descargas atmosféricas diretas**, Relatório Final, 70 p., Abril 2016b.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA CASA CIVIL, Subchefia para Assuntos Jurídico **Normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências, LEI nº 9.074**, 1995.

RACHIDI, F.; BORGHETTI, A.; BRITTEN, T.; COOK, J.; DIEGO, A.G.; GELDENHUYS, H.; GRCEV, L.; HADDAD, A.; HENRIKSEN, T.; HERMOSO, B.; HOFFELMAN, J.; ISHII, M.; KOCIS, L.; MORGADO, M.; Mc DANIEL, J.; MICHAUD, J.; ROJAS, P. M.; NUCCI, C. A.; OLSEN, R.G.; PAOLONE, M.; PIANINI, A.; RICHTER, B.; TELENTO, A.S.; SHOSTAK, V.; SIEW, W.H.; SINCLAIR, J.; SOIBELZON, H.L. **Protection of medium voltage and low voltage networks against lightning part 2: lightning protection of medium voltage networks**, CIGRE/CIREN Working Group C4.402, 2010.

RAKOV, V.A.; RACHIDI, F.; BORGHETTI, A.; COORAY, V.; ISHII, M.; NUCCI, C. A.; PIANINI, A.; BOUQUEGNEAU, C.; CHISHOLM, W.A.; CUMMINS, K.; DIENDORFER, G.; HEIDLER, F.; HUSSEIN, A.; PINTO, O.; QIE, X.; SABA, M.M.F.; SHINDO, T.; SCHULTZ, W.; THOTTAPPILLIL, R.; VISACRO, S.; ZISCHANK, W. **Lightning parameters for engineer applications**, CIGRE/CIREN Working Group C4.407, 2013.

RECEITA FEDERAL DO BRASIL, IDG. **Série histórica TJLP, Taxa de Juros de Longo Prazo:**

<http://idg.receita.fazenda.gov.br/orientacao/tributaria/pagamentos-e-parcelamentos/taxa-de-juros-de-longo-prazo-tjlp>, Acesso: fevereiro 2018.

RIO GRANDE ENERGIA - RGE. **Dados operacionais:**

http://cpfl.rweb.com.br/Show.aspx?id_canal=h6btRNnF0txom8htGBvC5g==,

Acesso: dezembro de 2017.

SALOMÃO, A. C. O. **Uma abordagem jurídica à questão do ressarcimento de danos elétricos pelas distribuidoras de energia**, Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica - USP, 2012.

SANGHVI, A. P. **Economic costs of electricity supply interruptions - US and foreign experience**, Electric Power Research Institute (EPRI), 1982.

SARAN, M. A. M.; MARTINEZ, M. L. B.; BONON, R. R.; OLIVEIRA, H. R. P. M.; NUCCI, C.; PAOLONE, M. **Performance of medium voltage overhead distribution lines against lightning discharges**, CIGRE, ZAGREB, 2007.

SARTORI, D. **Guide to cost-benefit analysis of investment projects economic appraisal tool for cohesion policy 2014-2020**, EUROPEAN COMMISSION - Directorate-General for Regional and Urban policy - European Union, 2015.

SHIGA, A. A. **Avaliação de custos decorrentes de descargas atmosféricas em sistemas de distribuição de energia**, 130 p., Dissertação (Mestrado – Programa Inter unidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo, 2007.

SHIGA, A.A.; PIANTINI, A.; PEGOLLO, C. A. G. **Custos e consequências das descargas atmosféricas nos sistemas elétricos**, Integração - Ano XIV N° 54, pp. 241-245, julho/agosto/setembro, 2008.

SILVA, S. P.; PIANTINI, A.; FRANCO, J. L.; GONÇALVES, J. **Lightning performance studies for a 13.8 kV distribution network**, Proceedings of the VII International Symposium on Lightning Protection, São Paulo: Lene Gráfica & Editora. Curitiba, pp. 137-143, 2003.

SINAPSIS - INOVAÇÃO EM ENERGIA **Avaliação dos custos relacionados às interrupções de energia elétrica e suas implicações na regulação** - Relatório 1 (versão final) - Banco Mundial e ANEEL, 2016.

TAVARES, E. P.; CARVALHO NETO, J. C.; PICCIOLI, S. H. et. al. **Planejamento de sistemas de distribuição** - Coleção Distribuição de Energia Elétrica, Volume 1, Editora Campus/ Eletrobrás, Rio de Janeiro, 1982.

TAVARES, E. P.; CARVALHO NETO, J. C.; PICCIOLI, S. H. et. al. **Planejamento de sistemas de distribuição** - Coleção Distribuição de Energia Elétrica, Volume 2, Editora Campus / Eletrobrás, Rio de Janeiro, 1982.

TAVARES, E. P.; CARVALHO NETO, J. C.; PICCIOLI, S. H. et. al. **Planejamento de sistemas de distribuição** - Coleção Distribuição de Energia Elétrica, Volume 4, Editora Campus/ Eletrobrás, Rio de Janeiro, 1982.

U.S. CANADA POWER SYSTEM OUTAGE TASK FORCE. Interim Report: **Causes of the blackout in the United States and Canada**, 2003.