

FRANCISCO EDUARDO DE LIMA NASCIMENTO

Mineração de dados para gestão de ativos de redes de distribuição de energia elétrica:
um caso do Nordeste brasileiro

Guaratinguetá

2022

Francisco Eduardo de Lima Nascimento

Mineração de dados para gestão de ativos de redes de distribuição de energia elétrica:
um caso do Nordeste brasileiro

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, para obtenção do título de Mestre, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, em Gestão e otimização.

Orientadora: Prof. Dr. Jorge Muniz Junior.
Coorientador: Prof. Dr. Guilherme Eugênio Filippo Fernandes Filho.

Guaratinguetá

2022

N244m	Nascimento, Francisco Eduardo de Lima Mineração de dados para gestão de ativos de redes de distribuição de energia elétrica: um caso do nordeste brasileiro / Francisco Eduardo de Lima Nascimento – Guaratinguetá, 2022. 141 f : il. Bibliografia: f. 114-116 Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2022. Orientador: Prof. Dr. Jorge Muniz Junior Coorientador: Prof. Dr. Guilherme Eugênio Filippo Fernandes Filho 1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Redes inteligentes de energia. 3. Internet das coisas. I. Título. CDU 621.316(043)
-------	--

Luciana Máximo
Bibliotecária CRB-8/3595

FRANCISCO EDUARDO DE LIMA NASCIMENTO

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO
DE “MESTRE EM NOME DO PROGRAMA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO”

PROGRAMA: PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
ÁREA: GESTÃO E OTIMIZAÇÃO

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

Documento assinado digitalmente
 GISLAINE CRISTINA BATISTELA
Data: 29/06/2022 09:47:14 -0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof.^a Dr.^a Gislane Cristina Batistela
Coordenadora – PPGEPP-MP



Prof. Dr. Jorge Muniz Junior
Orientador/UNESP



Prof. Dr. Fernando Selles Ribeiro
UNESP



Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni
USP

Junho de 2022

DADOS CURRICULARES

FRANCISCO EDUARDO DE LIMA NASCIMENTO

NASCIMENTO	27 de março de 1973, Fortaleza (CE)
FILIAÇÃO	José Maria do Nascimento Josefa de Lima do Nascimento
1998/2002	Graduação em Engenharia Mecânica Universidade de Fortaleza (UNIFOR)
2002/2003	Especialização em Engenharia de Manutenção Industrial Universidade de Fortaleza (UNIFOR)
2017/2019	Especialização em Engenharia de Segurança do Trabalho Universidade de Fortaleza (UNIFOR)

Dedico este trabalho de dissertação a Deus, em primeiro lugar, e à minha esposa e minhas filhas, fiéis companheiras, e aos meus mentores: Prof. Dr. Jorge Muniz Junior e Prof. Dr. Guilherme Eugênio Filippo Fernandes Filho.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus e a Nossa Senhora, por me mostrarem a luz quando tudo estava conturbado e eu me sentia perdido.

Agradeço à minha esposa, Ana, pelo amor e apoio dedicados a mim durante esta caminhada, que, por alguns momentos, foi árdua. Às minhas filhas lindas e compreensíveis, Anna Luíza e Anna Eduarda, que cuidaram de mim trazendo água e dando-me massagens nos ombros quando eu me debruçava sobre o computador, muitas e muitas vezes cansado da labuta do dia a dia.

Não poderia deixar de agradecer aos meus fiéis amigos de quatro patas, Marrie e Rabanne, que estiveram todas as noites comigo, sem saber, eles também me apoiaram nesta empreitada.

Gratidão eterna aos meus orientadores, Prof. Dr. Jorge Muniz Junior e Prof. Dr. Guilherme Eugênio Filippo Fernandes Filho, por estarem sempre vindo em meu auxílio, ensinando-me o caminho a ser trilhado e acreditando na minha ideia. O meu muito obrigado ao Prof. Guilherme Eugênio, por ter me ajudado a reverter a primeira proposta do meu trabalho, por motivos de força maior. Obrigado, também, pelas sábias palavras que me ajudaram a me reerguer quando fui privado de minhas atividades laborais. Tempos difíceis, e Deus também segurou a minha mão nesses momentos.

RESUMO

As transformações tecnológicas ora em curso estão mudando significativamente o modo de gerenciamento das empresas. Vários setores da cadeia produtiva estão sendo afetados pela chamada “Quarta Revolução Industrial”. Tecnologias que utilizam “dados” como seu motor principal (inteligência artificial, internet das coisas, *machine learning*, *data mining* e *big data*) estão sendo introduzidas como ferramentas para solucionar problemas antes mesmo deles acontecerem. No setor de distribuição de energia elétrica brasileiro não é diferente. As redes elétricas estão sendo modernizadas e adaptadas a essa nova realidade. A utilização da mineração de dados pode ser a chave para vencer os desafios regulatórios e financeiros que atingem o setor. Porém, grandes investimentos serão necessários e, se não forem alocados de forma eficiente, não trarão os resultados esperados pelos clientes e acionistas. No Brasil, as concessionárias estão lutando para encontrar um equilíbrio entre o aumento do custo de manutenção de seus ativos e orçamentos reduzidos para garantir a confiabilidade do sistema elétrico, bem como o atendimento aos indicadores de continuidade estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Por muitas vezes, as limitações orçamentárias adiam as manutenções necessárias, que resulta em baixo desempenho do sistema e altos custos de operação da rede elétrica, aliados a multas por transgressão dos indicadores. O trabalho apresenta uma proposta para vencer esses desafios através da utilização combinada de técnicas de regressão linear múltipla e aplicação de séries temporais a fim de alocar, de forma otimizada, os recursos de CAPEX (despesas de capital) e OPEX (despesas operacionais) disponíveis para atender as exigências dos clientes, acionistas e órgãos reguladores. Uma nova abordagem para análise das faltas de energia, utilizando mineração de dados por meio da estatística descritiva e análises diagnósticas, preditivas e prescritivas dos dados foi proposta. Para essa finalidade, uma nova visão foi mostrada, trazendo quatro enfoques fundamentais: impactos no volume de ocorrências ocasionados por atuação das proteções dos equipamentos, perspectiva geoespacial dos alimentadores, tipos de causas das ocorrências e efeitos das variações climáticas.

PALAVRAS-CHAVE: Gestão de ativos. Manutenção preditiva. *Internet* das coisas. *Data mining*. *Big data*. *Machine learning*. Redes inteligentes. Confiabilidade.

ABSTRACT

The technological transformations currently underway are significantly changing the way companies are managed. Several sectors of the production chain are being affected by the so-called "Fourth Industrial Revolution". Technologies that use "data" as their main engine (Artificial Intelligence, Internet of Things, Machine Learning, Data Mining, and Big Data) are being introduced as tools to solve problems before they even happen. In the Brazilian power distribution sector it is no different. Electricity grids are being modernized and adapted to this new reality. The use of data mining may be the key to overcoming the regulatory and financial challenges that affect the sector. However, large investments will be required and, if not allocated efficiently, will not bring the results expected by customers and shareholders. In Brazil, utilities are struggling to find a balance between the increased cost of maintaining their assets and reduced budgets to ensure the reliability of the electrical system, as well as meeting the continuity indicators established by ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Budgetary limitations often postpone the necessary maintenance, which results in low system performance and high costs of operating the power grid, combined with fines for transgression of the indicators. This paper presents a proposal to overcome these challenges through the combined use of Multiple Linear Regression and Time Series techniques to optimally allocate available CAPEX (capital expenditures) and OPEX (operating expenses) resources to meet the demands of customers, shareholders, and regulators. A new approach to outage analysis using data mining through descriptive statistics and diagnostic, predictive, and prescriptive analyses of the data has been proposed. For this purpose, a new vision was shown, bringing four fundamental approaches: Impacts on the volume of occurrences caused by the performance of equipment protections, geospatial perspective of feeders, types of causes of occurrences and effects of climatic variations.

KEYWORDS: Asset management. Predictive maintenance. Internet of things. Data mining. Big data. Machine learning. Intelligent networks. Reliability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	- Estratégia da gestão de ativos na tomada de decisão.....	21
Figura 2	- Classificação da gestão de ativos com base na pesquisa realizada.....	25
Figura 3	- Custos x nível de manutenção.....	27
Figura 4	- Lucro x disponibilidade.....	28
Figura 5	- Manutenção Corretiva.....	30
Figura 6	- Manutenção preventiva.....	31
Figura 7	- Manutenção preditiva.....	32
Figura 8	- <i>Data Mining</i> : Análise de dados para predição de modelo de falhas.....	33
Figura 9	- Sistema de distribuição de energia convencional.....	35
Figura 10	- Falhas associadas aos elementos de proteção.....	36
Figura 11	- Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no mecanismo de incentivos.....	43
Figura 12	- Representação gráfica dos temas pesquisados.....	46
Figura 13	- Taxa média de ocorrências a cada 1000 UCS.....	54
Figura 14	- Taxa de ocorrências a cada 1000UCs (momentâneas).....	55
Figura 15	- Características técnicas dos regionais.....	62
Figura 16	- Valor dos tipos de análises dos dados.....	65
Figura 17	- Análise estatística dos dados.....	68
Figura 18	- <i>Process flow</i> das atividades de análise estatística executadas no SAS <i>Enterprise Guide</i>	69
Figura 19	- Valores e percentuais de expurgo do indicador DEC.....	71
Figura 20	- Dados acumulados por ano e nível de tensão.....	72
Figura 21	- Dados acumulados por ano e período.....	72
Figura 22	- Dados acumulados por regional e ano.....	72
Figura 23	- DEC acumulado TAM e DEC mês a mês a cada ano pesquisado.....	73
Figura 24	- FEC acumulado TAM e DEC mês a mês a cada ano pesquisado.....	74
Figura 25	- Interrupções por atuação da proteção.....	75
Figura 26	- Média de FEC anual por atuação das proteções.....	76
Figura 27	- Distribuição geoespacial anual.....	78
Figura 28	- Interrupções em base mensal.....	93

Figura 29	-	Clientes interrompidos em base mensal.....	93
Figura 30	-	Sazonalidade dos quesitos pesquisados.....	96
Figura 31	-	Dados de análise das séries temporais.....	97
Figura 32	-	Componente aleatória.....	98
Figura 33	-	Comparação entre os métodos de cálculo.....	98
Figura 34	-	Crescimento do número de incidências.....	103
Figura 35	-	Índice de sazonalidade.....	104
Figura 36	-	Regressão linear simples quantidade de interrupções x extensão da rede de BT.....	105
Figura 37	-	Regressão linear simples quantidade de interrupções x número de clientes afetados.....	106
Figura 38	-	Regressão linear simples quantidade de interrupções x extensão da rede de MT.....	106
Figura 39	-	Desempenho geral dos alimentadores em relação ao indicador TMCAI em 2020.....	109
Figura 40	-	Classificação dos quadrantes em relação ao indicador QMEO e a quantidade de interrupções.....	110
Figura 41	-	Quadrantes de priorização.....	111

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	- Causas que afetam a frequência e duração das interrupções.....	50
Tabela 2	- Resultados sem ocorrências massivas.....	51
Tabela 3	- Resultados com as ocorrências massivas.....	51
Tabela 4	- Tipo de curtos-circuitos (1F = uma fase, MF = múltiplas fases) e suas causas.....	53
Tabela 5	- Número de fases envolvidas nos curtos-circuitos.....	53
Tabela 6	- Divisão geoespacial dos circuitos pesquisados.....	64
Tabela 7	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas pelos alimentadores (MT).....	77
Tabela 8	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas pelos alimentadores (BT).....	78
Tabela 9	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (urbanos/rurais, predominantemente rurais/MT).....	81
Tabela 10	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (urbanos/rurais, predominantemente rurais/BT).....	82
Tabela 11	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (urbanos/rurais, predominantemente urbanos/MT).....	83
Tabela 12	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (urbanos/rurais, predominantemente urbanos/BT).....	83
Tabela 13	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores rurais (MT).....	84
Tabela 14	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores rurais (BT).....	85
Tabela 15	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores urbanos (MT).....	86
Tabela 16	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores urbanos (BT).....	86
Tabela 17	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (litoral/urbanos, predominantemente litoral/MT).....	87
Tabela 18	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (litoral/urbanos, predominantemente litoral/BT).....	88

Tabela 19	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (litoral/urbanos, predominantemente urbano/MT).....	89
Tabela 20	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (litoral/urbanos, predominantemente urbano/BT).....	89
Tabela 21	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores litorâneos (MT).....	90
Tabela 22	- Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores litorâneos (BT).....	91
Tabela 23	- Distribuição de frequência acumulada das faltas e energia por estação do ano.....	92

LISTA DE QUADROS

Quadro 1	- Lista de fatos geradores.....	58
Quadro 2	- Tipos de causas de ocorrências.....	59
Quadro 3	- Equipamentos por regional.....	62
Quadro 4	- Dado de cálculo da série temporal clássica.....	99
Quadro 5	- Valores de tendência.....	100
Quadro 6	- Índices de sazonalidade.....	101
Quadro 7	- Índice de sazonalidade anual.....	102
Quadro 8	- Previsão da demanda a para os doze meses seguintes.....	103
Quadro 9	- Regressão linear múltipla (Dados gerais 2020).....	107
Quadro 10	- Regressão linear múltipla (Alimentadores urbanos 2020).....	107
Quadro 11	- Regressão linear múltipla (Alimentadores rurais 2020).....	108
Quadro 12	- Pontuação dos alimentadores rurais em relação ao método utilizado..	109

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRAMAN	Associação Brasileira de Manutenção e Gestão de Ativos
AMI	<i>automática meter infrastructure</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANOVA	Análise de variância
APPA	<i>American Public Power Association</i>
BCR	<i>Cost/Benefic Analysis and ranking</i>
BT	Baixa tensão
CAPEX	<i>Capital Expendure</i>
CIC	Clientes interrompidos por casas
CIGRÉ	Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
DEC	Duração Equivalente por Consumidor
EDM	Equipamentos, dispositivos e materiais
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FEC	Frequência Equivalente por Consumidor
FFER	Frequência de faltas de energia
GA	Gestão de ativos
GD	geração distribuída
IA	Inteligência Artificial
IASC	Índice Aneel de Satisfação do Consumidor
ICA	Internacional Cooper Association
IEC	Internacional Electrotechnical Commission
IEEE	Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos
IF	Indicador de falha
MC	Método clássico
MS	Método estrutural
MT	Média tensão
OPEX	Operational expenditure
PLIM	Programa linear inteiro misto
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
QMAO	Quantidade média de clientes afetados a partir da operação
RCM	<i>Reliability Centered Maintenance</i>
RLM	Regressão Linear Múltipla
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SED	Subestação de distribuição
TMCAI	Taxa média de clientes afetados por interrupção
TPD	<i>Transacciones on Power Delivery</i>
TSG	<i>Transacciones on Smart Grid</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA E QUESTÃO DE PESQUISA....	17
1.2	OBJETIVOS.....	18
1.3	JUSTIFICATIVA.....	19
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	22
2	GERENCIAMENTO DE ATIVOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	24
2.1	GERENCIAMENTO DE ATIVOS E MANUTENÇÃO.....	27
2.2	MANUTENÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	28
2.2.1	Manutenção corretiva.....	29
2.2.2	Manutenção preventiva.....	30
2.2.3	Manutenção preditiva.....	31
2.3	MINERAÇÃO DE DADOS EM EMPRESAS DE ENERGIA.....	32
2.4	ASPECTOS TÉCNICOS E REGULATÓRIOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	34
2.5	QUALIDADE DE ENERGIA.....	36
3	REVISÃO DE LITERATURA.....	44
3.1	ABORDAGEM DOS ARTIGOS PESQUISADOS.....	47
4	MATERIAL E MÉTODOS.....	56
4.1	GERAÇÃO DE DADOS.....	57
4.2	COLETA DOS DADOS.....	60
4.3	TRATAMENTO DOS DADOS.....	62
4.4	ANÁLISE DE DADOS.....	65
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	70
5.1	PANORAMA DO DESEMPENHO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	71
5.2	INTERRUPÇÕES POR ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO.....	75
5.3	INTERRUPÇÕES POR ZONAS GEOESPACIAIS.....	76
5.4	CAUSAS DAS INTERRUPÇÕES.....	79
5.5	SAZONALIDADE DAS INTERRUPÇÕES.....	91
5.6	PREVISIBILIDADE DE DEMANDAS DE INTERRUPÇÕES.....	95
5.6.1	Séries temporais.....	95
5.6.2	Análise de regressão.....	104
5.7	PRIORIZAÇÃO DE CIRCUITOS.....	108

6	CONCLUSÃO.....	112
	REFERÊNCIAS.....	114
	ANEXO A - Tabela em ordem alfabética de variáveis atributos.....	117
	ANEXO B – Dados acumulados do quantitativo de interrupções de fornecimento de energia.....	118
	ANEXO C - Afetações por atuação das proteções 2017.....	119
	ANEXO D – Afetações por atuação das proteções 2018.....	120
	ANEXO E - Afetações por atuação das proteções 2019.....	121
	ANEXO F - Afetações por atuação das proteções 2020.....	122
	ANEXO G - Quantitativo de ocorrências por geolocalização dos alimentadores (2017).....	123
	ANEXO H - Quantitativo de ocorrências por geolocalização dos alimentadores (2018).....	124
	ANEXO I - Quantitativo de ocorrências por geolocalização dos alimentadores (2019).....	125
	ANEXO J - Quantitativo de ocorrências por geolocalização dos alimentadores (2020).....	126
	ANEXO K - Dados gerais dos alimentadores (2020).....	127
	ANEXO L - Previsão da demanda de ocorrências com base nos dados gerais dos alimentadores (2020).....	131
	ANEXO M - Previsão da demanda de ocorrências com base nos dados dos alimentadores urbanos (2020).....	135
	ANEXO N - Previsão da demanda de ocorrências com base nos dados dos alimentadores rurais (2020).....	136
	ANEXO O - Dados gerais dos indicadores com base nos resultados de 2020.....	138

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA E QUESTÃO DE PESQUISA

A regulação econômica do segmento de distribuição se caracteriza por dois mecanismos distintos de alteração das tarifas: a Revisão Tarifária Periódica (RTP) e o Reajuste Tarifário Anual (RTA).

A RTP ocorre, em média, a cada cinco anos, e é o momento em que se restabelece o equilíbrio econômico da concessão. Nesse processo, é definida a receita compatível com os riscos do negócio, a operação eficiente e a adequada prestação do serviço.

Os RTAs ocorrem nos anos em que não há revisão tarifária, e visam manter o equilíbrio econômico da concessão estabelecido nos processos de revisão tarifária. Nos processos tarifários, os custos da distribuidora são separados em duas categorias: parcela B, que corresponde aos custos gerenciáveis associados à atividade de distribuição de energia elétrica, e parcela A, que corresponde aos custos não gerenciáveis, como compra de energia para revenda, encargos de transmissão e encargos setoriais. Nos RTAs, a tarifa equivalente aos custos da parcela B é atualizada pela variação de um indexador inflacionário, enquanto a tarifa equivalente aos custos não gerenciáveis é revista todos os anos.

Esses dois mecanismos norteiam o planejamento estratégico das distribuidoras de energia elétrica. No planejamento são traçadas as diretrizes orçamentárias para manutenção dos ativos e melhoria da eficiência operacional através do cumprimento dos indicadores de qualidade regulados pelo Duração Equivalente por Consumidor (DEC) e Frequência Equivalente por Consumidor (FEC). Nas empresas do setor elétrico brasileiro, o planejamento ocorre em intervalos de médio (cinco anos) e a longo prazo (dez anos). Nesses planejamentos, são definidos os recursos necessários de *capital expenditure* (CAPEX) (investimentos necessários para garantir substituição de ativos em fim de vida útil e a modernização da rede elétrica, de modo a permitir que novos consumidores possam se conectar à rede da distribuidora) e *operational expenditure* (OPEX) (recursos mandatórios para manter as despesas operacionais), tais como; veículos, equipamentos, edificações, manutenção da rede elétrica, atendimento aos consumidores (ANEEL, 2018a). O não atendimento às metas regulatórias dos indicadores DEC/FEC implica sanções contratuais que podem levar à perda da concessão. Entender os mecanismos que influenciam nas interrupções de energia ajuda na busca do máximo rendimento

técnico econômico dos ativos e mantém o sistema elétrico funcionando. Clique ou toque aqui para inserir o texto.

Para conseguir responder às questões apresentadas, foram analisados os dados de falta de fornecimento de energia em uma distribuidora do Nordeste brasileiro. O período de análise compreende as ocorrências de janeiro de 2017 a dezembro de 2020. As técnicas de mineração de dados: análises descritivas, preditivas e prescritivas foram aplicadas na análise do banco de falta de fornecimento de energia.

Outro aspecto importante a ser considerado é que a falta de qualidade do serviço prestado afeta, também, o valor da tarifa e na distribuição de dividendos aos acionistas. Desse modo, compreender e aplicar os conceitos da análise de dados podem ajudar no alcance dos indicadores de qualidade das distribuidoras.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral desta pesquisa é aplicar as técnicas de mineração de dados: análises descritiva, preditiva e prescritiva para auxiliar na tomada de decisões que levem ao alcance das metas regulatórias.

A continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Os limites dos indicadores DEC/FEC são estabelecidos durante as revisões tarifárias das concessionárias. Atualmente, quando esses indicadores são transgredidos, as distribuidoras são submetidas a punições.

Pretende-se, neste trabalho, por meio da aplicação de técnicas de mineração de dados, aprofundar sobre as questões relacionadas à falta de continuidade do fornecimento de energia elétrica:

- quais os impactos das interrupções de fornecimento da energia segundo as características da proteção atuada? Religador de subestação de distribuição (SED), religador de linha, chave de operação em carga, chave de ramal e transformador MT/BT.
- Os tipos de zonas geoespaciais atendidos pelos alimentadores afetam os indicadores DEC/FEC?
- As características geoespaciais afetam no aumento e/ou diminuição das ocorrências que contribuem para os indicadores DEC/FEC?

- Existe influência das mudanças climáticas, segundo as estações do ano, nas causas das ocorrências de falta de energia?
- As técnicas de mineração de dados podem ajudar no planejamento da gestão dos ativos da rede de distribuição?
- Existe algum grau de correlação entre o número de interrupções e a extensão da rede de BT e MT?
- Existe sazonalidade nos dados analisados? Se existe, qual o grau de sazonalidade? A alocação dos recursos disponíveis pode ser feita a partir da previsão de demanda das ocorrências?

A análise descritiva foi realizada nos dados pesquisados. Essa análise teve como objetivo uma visão razoável da natureza e padrão dos dados de falta de energia, aumentando o conhecimento sobre o problema. A análise preditiva foi usada para obter uma visão sobre padrões comportamentais e previsão de tendências futuristas.

O presente trabalho tem por objetivos específicos analisar as ocorrências oriundas das interrupções de fornecimento e energia, sugerir medidas que levem ao alcance das metas regulatórias e a melhoria do gerenciamento dos ativos. Com isso, pretende-se desenvolver um método que leve à otimização de recursos disponíveis por meio do aumento de investimentos e redução dos gastos na manutenção da rede, de modo que haja uma redução dos custos combinados.

1.3 JUSTIFICATIVA

Os mercados de energia em todo o mundo estão em constante evolução e apresentam diferentes estágios de desenvolvimento. O crescimento de um país está associado ao aumento da demanda por energia e de ativos necessários para se desenvolver. Clique ou toque aqui para inserir o texto.

Segundo Zampoli (2012), é através dos ativos de energia que circula toda a economia de um país, pois a energia elétrica move a indústria e garante o conforto necessário para a vida da população. As consequências de um mau gerenciamento de tais ativos podem resultar em déficit de energia elétrica, que pode acarretar quebra de economias e parar os negócios de uma nação.

Nesse sentido, a Associação Brasileira de Manutenção e Gestão de Ativos (ABRAMAN), em conjunto com a *Internacional Cooper Association* (ICA), coordenou, em 2010, a elaboração das normas brasileiras de gestão de ativos através da Comissão da ABNT/CEE-251 (Comissão

Especial de Estudo de Gestão de Ativos). Mais de 40 representantes de diversas empresas brasileiras foram envolvidos, entre elas, 11 empresas de energia, além da Aneel. Como resultado, em 2014, foram homologadas as normas brasileiras da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) NBR ISO 55.000 (ABNT, 2014) Esta norma internacional fornece uma visão geral de gestão de ativos, os seus fundamentos, terminologia e os benefícios esperados com a adoção de gestão de ativos. A norma rapidamente foi adotada nas empresas do setor de energia brasileiro e define as estratégias de gestão de ativos conforme descrito na Figura 1.

O gerenciamento de ativos é uma novidade no setor público e privado, originalmente proveniente de técnicas de gerenciamento utilizadas no mercado financeiro e aplicadas em ambientes competitivos e de alto risco, como aviação civil, indústrias de equipamentos hospitalares com alta tecnologia e usinas nucleares.

Em relação às empresas de infraestrutura, o gerenciamento de ativos é de fundamental importância, pois está relacionado à forma de administrar os riscos com eficiência, tomar decisões de investimentos capazes de acarretar o máximo rendimento dos ativos, reduzir perdas e garantir confiabilidade e qualidade dentro de um mercado regulado e exigente (ZAMPOLI, 2012).

O desempenho das empresas do setor elétrico brasileiro é sustentado pelo bom ou mau gerenciamento dos seus ativos, isso levará ao sucesso ou fracasso no atendimento aos principais indicadores de confiabilidade regulados: DEC/FEC, indicadores críticos para continuidade do fornecimento de energia e consequente satisfação do consumidor (ANEEL, 2018b). Quanto melhor a empresa gerenciar seus ativos, mais vantagens terá no cenário atual, pois essa eficiência refletirá no preço da energia cobrada aos consumidores finais.

A necessidade de investimentos constantes e altos custos de operação conferem uma importância destacada ao planejamento. Ações derivadas do processo de planejamento podem acarretar ganhos substanciais nos custos de expansão e manutenção da rede elétrica. Os recursos disponíveis não são infinitos, faz-se necessário alocá-los de modo a conseguir o maior retorno possível. Para que isso aconteça, não se pode tomar decisões com base em achismos e, sim, baseadas em dados consistentes e confiáveis. É a chamada “gestão baseada em dados”, em que as técnicas de *data mining* são essenciais para auxiliarem a tomada de decisão.

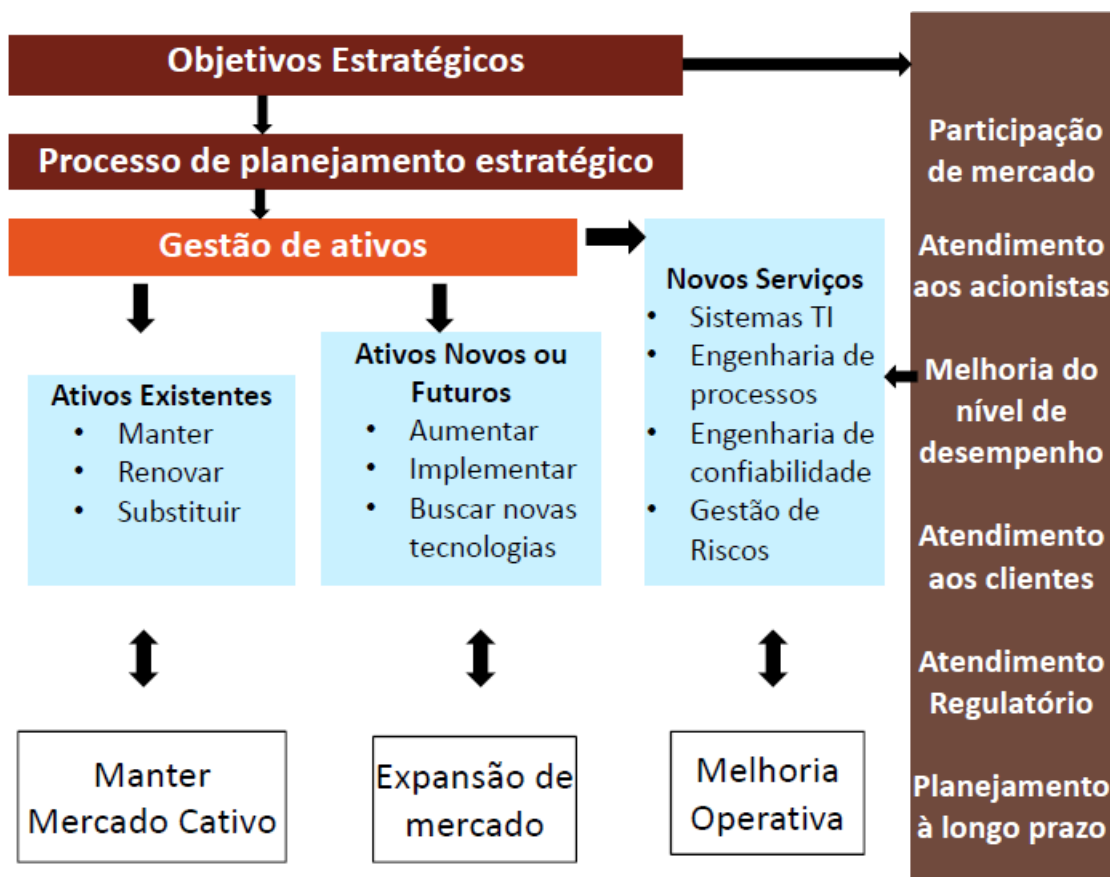
A mineração dos dados gerados nas diversas operações das concessionárias de energia pode subsidiar o planejamento estratégico, seja na expansão, manutenção ou operação da

distribuição. Pode-se prever o aumento da demanda, localização de falhas e alocação de equipes para reduzir custos de operação e manutenção da rede elétrica.

Os principais *stakeholders* (órgão regulador, clientes e acionistas) estão cada vez mais exigentes. As metas de desempenho fazem parte dos contratos de concessão das distribuidoras, desafiadoras ano a ano, forçando as distribuidoras a melhorarem seu desempenho operacional e financeiro continuamente.

Segundo os resultados da última pesquisa IASC realizada em 2020 (ANEEL, 2021a), continuidade do fornecimento de energia e rapidez na normalização do sistema, quando falta, são os itens relacionados à qualidade do fornecimento mais cobrados pelos clientes. Minerar os dados oriundos dessas operações pode levar a empresa a alcançar as metas com menor esforço e a custos satisfatórios.

Figura 1 - Estratégia da gestão de ativos na tomada de decisão



Fonte: Zampoli (2012).

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para a elaboração deste estudo, foram pesquisados artigos, livros e periódicos que versam sobre adoção de práticas de *data mining*, técnicas de modelagem, otimização de processos e gestão de ativos utilizadas nas empresas de energia. Os principais conceitos sobre o tema foram obtidos por pesquisa bibliográfica nas principais bases acadêmicas, que nortearam a pesquisa e as conclusões.

Esta dissertação está disposta em mais 4 capítulos, conforme delineados a seguir.

O capítulo 2 apresenta os modelos de gerenciamento de ativos aplicados em redes de distribuição. Aspectos operacionais, construtivos e qualitativos, bem como os dois principais procedimentos que regem os preceitos regulatórios: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) são abordados. A transformação digital a qual os sistemas de distribuição estão passando foi discutida de forma sucinta.

Em um segundo ponto, foi abordada a importância da manutenção na gestão de ativos, os tipos de manutenção e a comparação dos custos de manutenção de acordo com o tipo de manutenção utilizada.

Os primeiros conceitos de *data mining* (mineração de dados), inteligência artificial (IA), *machine learning* (aprendizado de máquina) e *deep learning* (aprendizagem profunda) foram iniciados. A combinação dessas técnicas foi abordada de modo a entender suas funcionalidades na previsão de falhas no sistema elétrico. Características técnicas dos sistemas de transmissão, distribuição e a forma como o sistema elétrico é afetado pelas falhas foram abordadas. O desempenho do sistema elétrico e a qualidade de energia foram estudados conjuntamente. Noções da composição, medição e coleta dos indicadores de continuidade e teor de cobrança pelos órgãos reguladores foram discutidos.

No capítulo 3 é apresentada uma revisão de literatura sobre a utilização de práticas de *data mining*, técnicas de modelagem, gestão de ativos nas empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil e no mundo. São relatados os aspectos impactantes na continuidade do serviço prestado pelas concessionárias, assim como modelos de gestão adotados pelas empresas. Disserta-se sobre a forte influência dos efeitos das causas externas (flora, fauna, clima e terceiros) sobre a quantidade das ocorrências no sistema elétrico. É apresentado um breve relato sobre as tendências de pesquisa relacionadas ao tema em distribuidoras de outros países (Estados Unidos, Israel, China, etc.)

O capítulo 4 traz o modelo proposto para resolução dos problemas. Três técnicas de análise de dados foram utilizadas; descritiva, preditiva e prescritiva. Nesse capítulo são investigadas as correlações existentes entre os fatores impactantes nos indicadores de continuidade de energia: causa das ocorrências, sazonalidade e influências das zonas geoespaciais, dentre outros. Modelos de séries temporais foram introduzidos para prever ocorrências de falta de energia.

Os resultados e discussões das análises feitas nas 159.066 ocorrências serão apresentados no capítulo 5. Os dados de falta de energia referentes a 75 municípios, atendidos por 164 alimentadores (circuitos de distribuição de energia), foram escolhidos. Eles apresentam grande diversidade geoespacial com zonas de fornecimento com características urbanas, rurais, litorâneas e mistas. Cada zona com desafios específicos para garantir a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores. Nas discussões dos resultados e propostas de melhorias para o planejamento das distribuidoras, foram analisadas a viabilidade e eficácia das técnicas utilizadas e comparadas com os modelos utilizados atualmente pela concessionária pesquisada.

No capítulo 6, estão os resultados da pesquisa, conclusões parciais do trabalho com a verificação de objetivos já atingidos e as próximas etapas a serem cumpridas, seguido das referências bibliográficas consultadas para a elaboração deste texto.

2 GERENCIAMENTO DE ATIVOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo Khuntia *et al.* (2016), a gestão de ativos (GA) é um dos componentes-chave em uma indústria de energia elétrica em transformação. A indústria de energia elétrica está passando por mudanças significativas por causa de ações técnicas, socioeconômicas e ambientais. Seu estudo tem como objetivo proporcionar uma exposição detalhada à classificação de gerenciadores de ativos, métodos de manutenção e teorias desenvolvidas.

Devido ao uso de vários dispositivos de medição inteligentes, grandes quantidades de informações estão sendo coletadas. O advento das técnicas de mineração de dados mudou o cenário de gestão de ativos. Em muitos países, as indústrias nas quais as redes inteligentes já são uma realidade, a desregulamentação forçou a aplicação de investimentos por parte das empresas para se manterem vivas no mercado competitivo.

As distribuidoras brasileiras estão passando por essa transição, forçadas, principalmente, pela necessidade de modernização da rede elétrica e da redução dos custos operacionais para se manterem competitivas no mercado em que atuam.

A GA é classificada como uma atividade importante para o planejamento e operação do sistema de transmissão e distribuição. Isso se deve à necessidade de preparação para a desregulamentação do mercado de energia e a eminente competição entre os mercados existentes, o que obriga as concessionárias a otimizarem o uso de seus equipamentos, em simultâneo, ao que se concentra em aspectos técnicos, socioeconômicos e econômicos. Estes três fatores aplicados à melhoria da confiabilidade do sistema de energia encorajam as concessionárias a encontrarem um gerenciamento ideal da capacidade instalada, otimizando o custo dos componentes atuais ao longo de sua vida útil. Os sistemas de potência têm suas atividades divididas em três processos principais para a tomada de decisões:

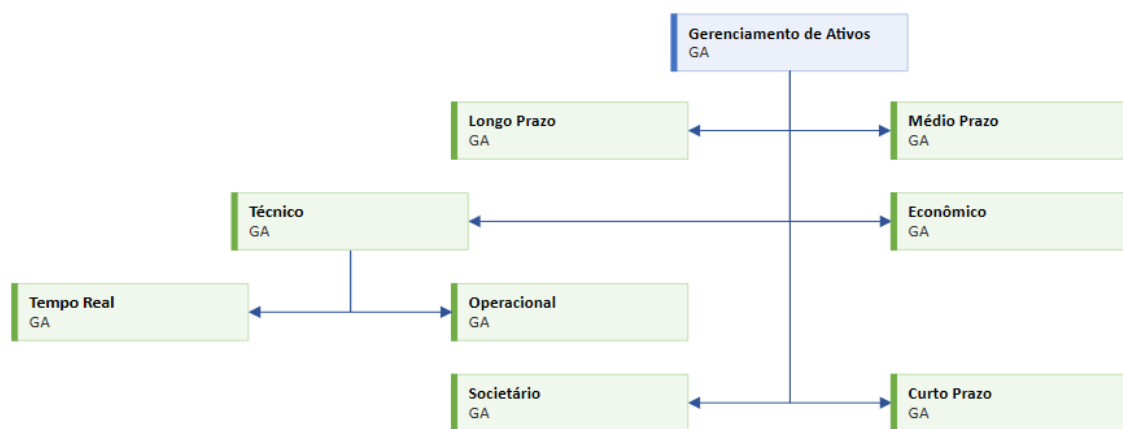
1. desenvolvimento de rede (a longo prazo);
2. gestão de ativos (médio prazo);
3. operação do sistema (curto prazo).

GA se refere a qualquer sistema em que as coisas de valor para uma organização são mantidas e monitoradas. GA é um processo sistemático de manutenção, operação e atualização dos ativos com o mínimo custo possível. A gestão de ativos também é definida como o processo de maximizar o retorno do investimento de equipamentos ao longo de todo o seu ciclo de vida, maximizando o Capex e minimizando o Opex. O Capex contribui para a infraestrutura fixa ou novos investimentos, e se deprecia ao longo do tempo, enquanto o Opex não contribui para a

infraestrutura; em vez disso, representa o custo de manter o sistema operacional e engloba custos de operações técnicas e comerciais, administração e assim por diante.

Na figura 2, nota-se que a GA pode ser classificada com base no tempo ou na atividade. Na base temporal: longo, médio e curto (operacional e tempo real) prazos. Com base nas atividades: técnica, econômica e empresarial (societária) ou físico, contábil e empresarial. Resumidamente, a GA pode ser no domínio “físico” ou “não físico”. A gestão de dados é o *link* entre esses domínios.

Figura 2 - Classificação da gestão de ativos com base na pesquisa realizada



Fonte: Khuntia *et al.* (2016).

- GA de longo prazo: o prazo varia de um ano ou mais, e visa atualizar os ativos de transmissão e distribuição existentes. Em outras palavras, envolve o planejamento futuro, ou seja, investimento em ativos novos, como transformadores, dispositivos para controle de reativos, investimento na expansão da capacidade das conexões existentes ou na atualização de equipamentos de subestações. Isso envolve maiores riscos financeiros, tais como: atrasos de tempo, taxas de juros e diversidade de carga de longo prazo.
- O prazo médio varia de alguns meses a um ano, e envolve o cronograma ideal de manutenção e alocação de equipamentos disponíveis. O objetivo principal é estender a vida útil das instalações existentes por meio da manutenção adequada e alocar de forma ideal os recursos energéticos.
- GA de curto prazo engloba atividades operacionais (diárias e semanais) e gestão de ativos em tempo real (gestão de paralisações). A gestão de ativos operacionais visa

minimizar os riscos envolvidos com ativos, tanto físicos quanto financeiros. A gestão de ativos em tempo real é chamada gestão de operação, em que são gerenciadas as faltas de energia, sejam elas oriundas de desligamentos programados ou não programados.

- Gestão técnica de ativos: refere-se a parâmetros relacionados ao ativo, como condição física, manutenção, envelhecimento de componentes, probabilidade de falha, logística de materiais e histórico de manutenção e/ou planejamento futuro.
- Gestão econômica: refere-se a aspectos financeiros, como custos de manutenção e outros custos relacionados à aquisição de peças de reposição, manutenção do inventário e realização de testes e avaliação.
- Gestão social: trabalha em estreita colaboração com gestor de ativos econômicos. Refere-se à utilização de ativos que afetam a sociedade e o meio ambiente. A falta de fornecimento de energia em clientes com prioridade de atendimento (hospitais, escolas, governo, etc.) afeta negativamente a imagem da empresa.

O Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGRE, 2010) considerou a importância da manutenção na GA:

A manutenção de componentes físicos joga um importante papel na GA. Estratégias de manutenção são igualmente importantes: manutenção corretiva, preventiva e manutenção centrada na confiabilidade. A avaliação de risco também é parte integrante da GA, uma vez que os ativos precisam “rodar” para gerar receita (CIGRE, 2010, n.p).

Reddy (2018) fez um estudo da GA relacionada à *smart grids*. Considera o envelhecimento dos ativos e a incerteza no perfil de demanda de carga como sendo um dos principais desafios para a operação e manutenção da rede elétrica. Segundo ele, a gestão adequada do ativo reduz o risco de falha do equipamento, potencializa o uso dos equipamentos e minimiza a ocorrência de paralisações não planejadas.

A aplicação de redes inteligentes é a solução para vencer esses desafios, uma vez que a tradicional GA tem sido realizada pela substituição de dispositivos colocados nos sistemas de transmissão e distribuição após a falha operacional (cabos, transformadores, chaves, etc.). Em regra, inspetores de rede avaliam periodicamente o estado dos dispositivos nos casos de fim de vida útil ou das condições de operação. As *smart grids*, especialmente por conta dos *smart meter – automatic meter infrastructure* (AMI), permitem coletar uma quantidade substancial de dados que podem antecipar informações sobre falhas.

2.1 GERENCIAMENTO DE ATIVOS E MANUTENÇÃO

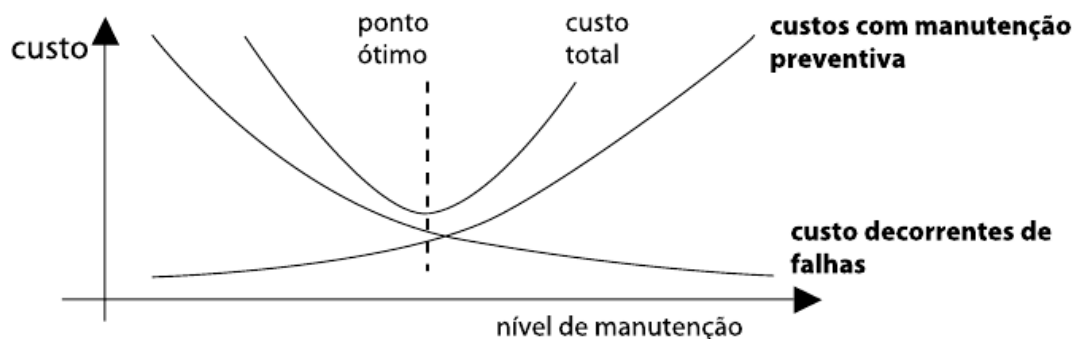
Não se pode falar em gestão de ativos sem falar em manutenção, esta deve ser considerada nos objetivos da empresa e gerida de modo a conferir à distribuidora um grau de funcionalidade com um custo global otimizado.

Para as concessionárias de energia atingirem as ousadas metas sugeridas pela agência reguladora, não se concebe mais executar a manutenção tradicionalmente, é preciso inovar e aplicar as novas tecnologias a serviço da melhoria dos processos de gerenciamento da manutenção que levem à redução dos custos de indisponibilidade dos ativos.

O custo da indisponibilidade se concentra naqueles decorrentes da falta de continuidade do fornecimento de energia, da não qualidade dos serviços, da recomposição do sistema elétrico e das penalidades regulatórias com consequências sobre a imagem da empresa.

Essa relação entre custo de manutenção, custo da indisponibilidade e produtividade foi estudada em modelo matemático apresentado por Chu, H-N e Huang (1996), cuja conclusão aponta para uma melhor relação custo-benefício quando a manutenção é tratada de forma preventiva, em vez de situações de descontrole do fornecimento de energia pela falta de manutenção. Tomando a manutenção como premissa para a redução dos custos de operação e investimentos, deve-se definir a melhor política a ser adotada para a otimização e equilíbrio dos recursos combinados. Essa análise pode ser observada no gráfico clássico mostrado na Figura 3, que ilustra a relação entre custos e nível de manutenção.

Figura 3 - Custos x nível de manutenção

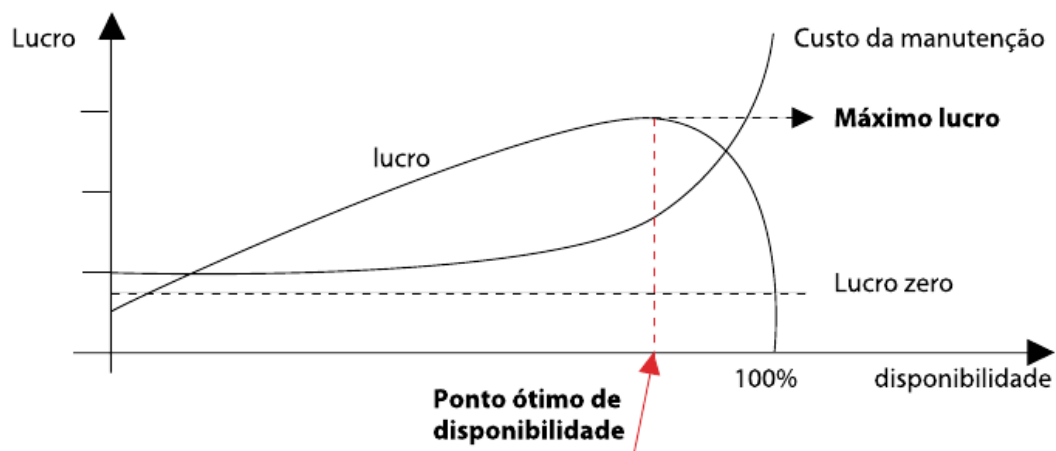


Fonte: Chu, H-N e Huang (1996).

O gráfico da Figura 3 mostra que investimentos crescentes em manutenção preventiva reduzem os custos decorrentes das falhas e, em consequência, diminuem o custo total da manutenção, em que se somam os custos de manutenção preventiva com os custos de falha. Entretanto, o gráfico mostra, também, que, a partir do ponto ótimo em investimento com manutenção preventiva, mais investimentos trazem poucos benefícios para a redução dos custos da falha e acabam elevando o custo total.

Essa questão foi estudada por Murty e Naikan (1995), que trabalharam os limites da disponibilidade e apresentaram um modelo matemático para o cálculo do ponto ótimo de disponibilidade, como mostrado no gráfico da Figura 4. Têm-se retornos positivos na relação custo-benefício para manter a disponibilidade dos equipamentos, porém, percebe-se que há um limite em que os investimentos em manutenção não trarão os resultados financeiros esperados devido à necessidade de altos investimentos para se conseguir a falha “zero”.

Figura 4 — Lucro x disponibilidade



Fonte: Murty e Naikan (1995).

2.2 MANUTENÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas de distribuição de energia estão montados sobre um conglomerado de “ativos” que precisam estar em simbiose com os outros sistemas. Para estarem em harmonia, demandam extensas e complexas ações de manutenção, caso contrário, o fornecimento de energia é interrompido.

A gestão dos ativos da distribuição de energia elétrica exige que processos de manutenção sejam vistos como função estratégica. Nota-se que não é uma prática comum nas empresas de distribuição de energia no Brasil, o mais comum é usar modelos de gerenciamento ineficientes que acarretam altos custos de manutenção ocasionados pela má condução dos processos.

Existem três principais categorias de manutenção utilizadas atualmente no setor elétrico, cada uma delas aplicadas de acordo com a necessidade ou abordagem adotada nas áreas de manutenção das distribuidoras. Percebe-se que mudanças tecnológicas começam a ser aplicadas em algumas distribuidoras, porém, lenta e gradativamente, tais permutas conduzirão as chamadas redes inteligentes e a aplicação de técnicas de manutenção mais eficientes e baratas.

2.2.1 Manutenção corretiva

A manutenção corretiva é uma técnica na qual é efetuada apenas intervenções em sistemas que apresentem alguma falha ou desempenho diferente do esperado. Vale ressaltar que a manutenção corretiva não é, necessariamente, a manutenção de emergência. Em empresas de distribuição de energia, são oriundas de chamados realizados pelos clientes, devido à falta de fornecimento de energia elétrica e/ou por falhas ocorridas na rede.

Princípios básicos para a realização da manutenção corretiva:

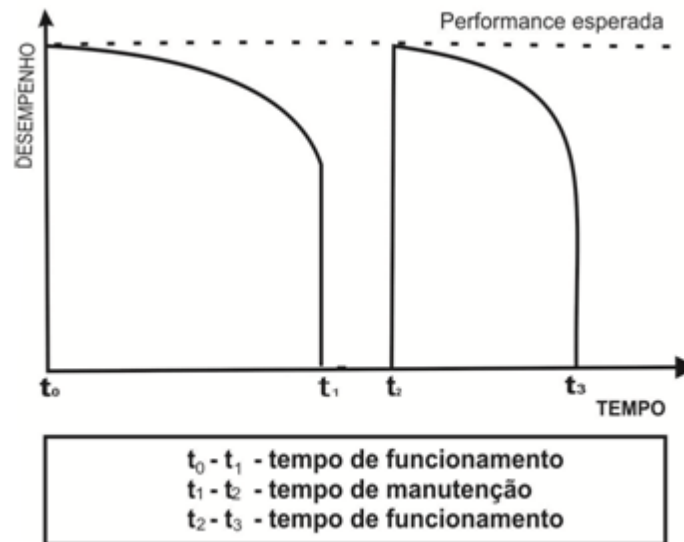
- surgimento de falha;
- desempenho inferior ao normal para as condições operativas do equipamento.

Em ambos os casos, os recursos são mal utilizados e as equipes trabalham em um alto nível de estresse por intervirem em um sistema no qual o cliente final se encontra sem fornecimento e o tempo de reposição tem que ser o menor possível.

Esse procedimento gera um esforço, muitas vezes, maior que o necessário, pois quando ocorre uma intervenção dessa natureza não há tempo para realizar um planejamento detalhado da situação. Além disso, em muitos casos, será necessário realizar novas intervenções para corrigir definitivamente o defeito (ALAN; PINTO, 2019).

A Figura 5 apresenta o acompanhamento de uma manutenção corretiva. Os intervalos de tempo entre t_0 a t_1 e t_2 a t_3 correspondem ao período em que o equipamento esteve em operação. Entre o intervalo t_1 a t_2 , foi realizada uma manutenção corretiva.

Figura 5 - Manutenção Corretiva



Fonte: Alana e Pinto (2019).

2.2.2 Manutenção preventiva

A técnica da manutenção preventiva se diferencia do tipo de manutenção descrita anteriormente por objetivar reduzir ou evitar a falha seguindo um plano devidamente elaborado, o que reduz o tempo de paralisação dos equipamentos. Tomando como base as intervenções realizadas ao longo do tempo, são identificados os possíveis pontos de defeitos e realiza-se um planejamento prévio para intervir antes que ocorra uma paralisação indesejada ou redução significativa do desempenho (ALAN; PINTO, 2019).

A manutenção preventiva se sustenta nos pilares do planejamento, execução e disciplina operacional, ou seja, realiza as devidas manutenções de acordo com o que está na programação. Podem ocorrer duas condições distintas que antecipam a intervenção dada pela manutenção preventiva:

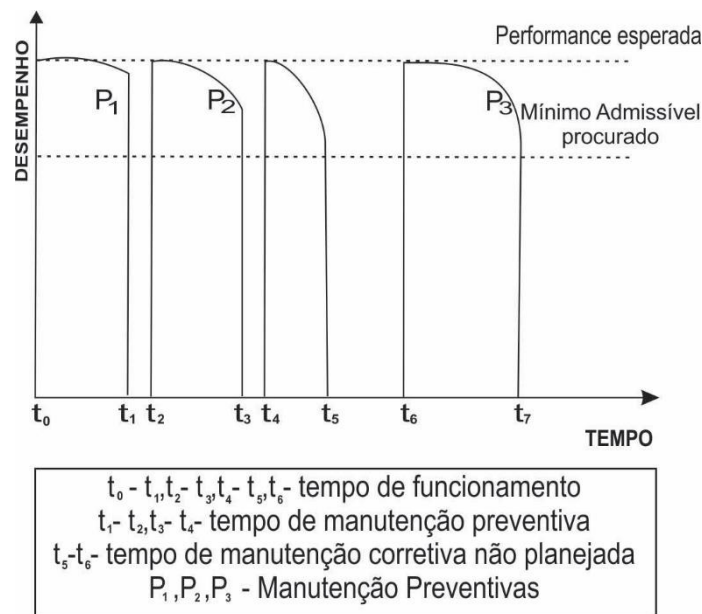
- a) registro de falhas antes do período previsto para manutenção;
- b) falha do equipamento ou substituição de peças prematuramente.

Nesse caso, o tempo em que o equipamento fica inoperante é menor que o do caso anterior, haja vista que se realizara planejamento para essa intervenção e que o material necessário e a equipe já se encontram no local.

A Figura 6 mostra o ganho econômico com o exercício da manutenção preventiva comparada com a manutenção corretiva. Os intervalos de tempos entre t_0 a t_1 , t_2 a t_3 , t_4 a t_5 e t_6 a t_7 correspondem ao período em que o equipamento esteve em operação. Os itens P1, P2 e

P3 correspondem aos períodos de planejamento para a execução da manutenção preventiva. Entre os intervalos t_1 a t_2 e t_3 a t_4 foram realizadas paralisações para execução de manutenção preventiva. Esses intervalos de paralisação são menores que o intervalo entre t_5 a t_6 , no qual foi realizada uma manutenção corretiva não planejada.

Figura 6 - Manutenção preventiva



Fonte: Alan e Pinto (2019).

2.2.3 Manutenção preditiva

Sua principal finalidade é realizar um acompanhamento rigoroso e detalhado de todos os parâmetros para evitar o surgimento de falhas nos equipamentos ou sistemas, garantindo uma continuidade na operação do equipamento com um custo de manutenção reduzido. Nesse caso, todas as informações são obtidas com o equipamento em operação e são constantemente desenvolvidos instrumentos que permitem uma análise cada vez mais detalhada e confiável dos parâmetros internos e externos correspondentes aos sistemas operacionais e às instalações (ALAN; PINTO, 2019).

Conforme ilustrado na Figura 7, quando a degradação do equipamento chega aos limites estabelecidos, é planejada a intervenção desse equipamento, diminuindo os custos com paradas desnecessárias e a consequente redução no fornecimento.

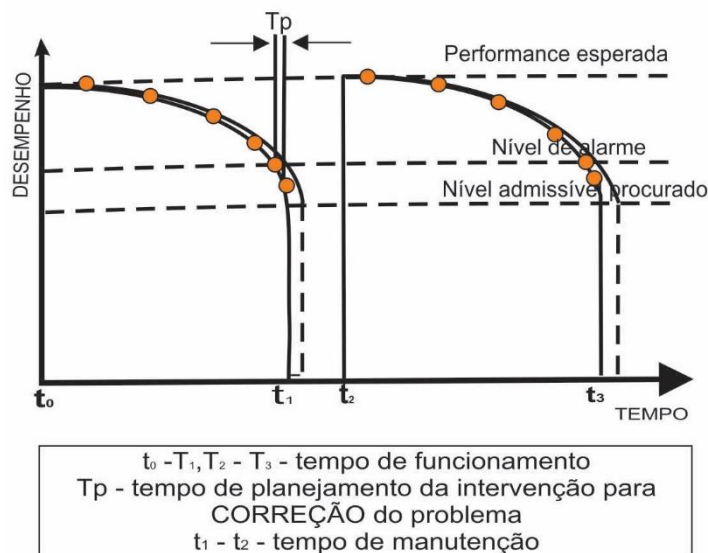
Alguns fatores relevantes para utilização desse tipo de manutenção são listados a seguir:

- o monitoramento contínuo do equipamento permite a redução de custos com intervenções desnecessárias;
- o equipamento permanece mais tempo em operação;
- a segurança patrimonial e operacional é observada;
- a manutenção preditiva pode ser convenientemente programada.

O monitoramento sistemático em tempo real através de rede de sensores de medição apresenta uma redução dos custos, como uma tendência mundial com o advento das redes inteligentes.

Devido ao monitoramento constante, o equipamento só será desligado quando apresentar redução significativa em seu desempenho, aumentando seu tempo de utilização.

Figura 7 - Manutenção preditiva



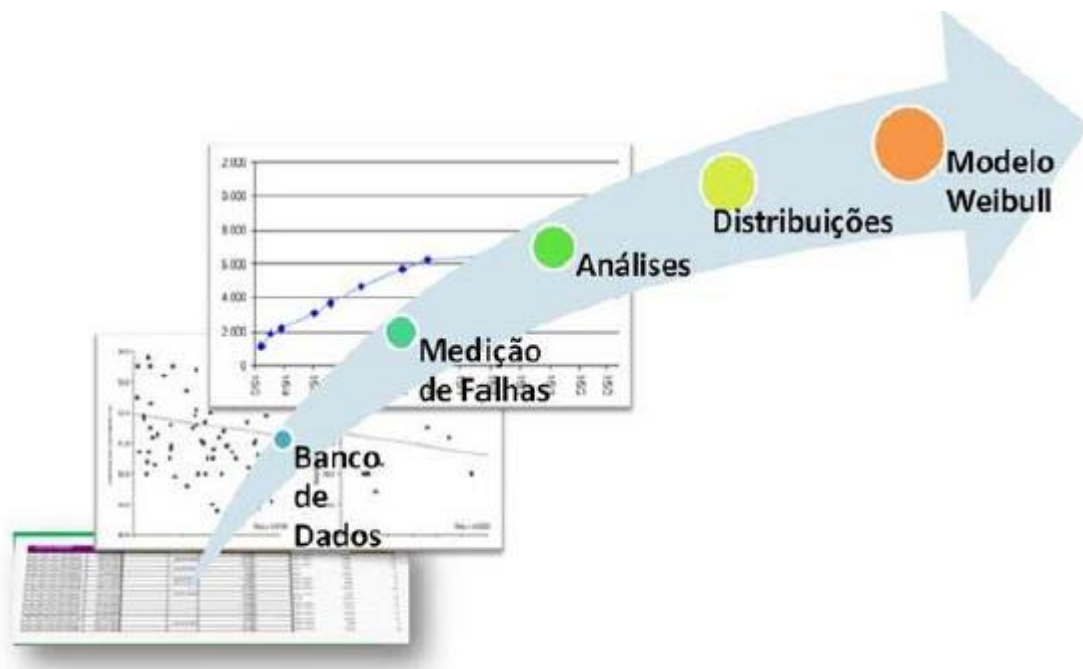
Fonte: Alan e Pinto (2019).

2.3 MINERAÇÃO DE DADOS EM EMPRESAS DE ENERGIA

As operações de manutenção das redes de distribuição geram milhares de dados que, por muitas vezes, são negligenciados e tratados incorretamente pelas distribuidoras, levando a alocações ineficientes dos recursos e consequente aumento dos custos de manutenção. A base de dados dos ativos deve permitir análises estatísticas e de confiabilidade para que, ao longo do tempo, as curvas probabilísticas de confiabilidade e risco de falha dos principais componentes de um conjunto de ativos críticos possam ser traçadas e analisadas quanto à expectativa de vida

e custos ao longo da vida útil dos ativos. A Figura 8 descreve um exemplo de análise de dados para predição de modelo de falhas.

Figura 8 - *Data mining*: Análise de dados para predição de modelo de falhas



Fonte: Zampoli (2012).

Para Costa (2020), *data mining*, IA, *machine learning* e *deep learning* estão interligadas, é difícil estabelecer uma classificação ou hierarquia entre as três. Em vez disso, eles estão envolvidos em relacionamentos simbióticos pelos quais uma combinação de métodos pode ser usada para produzir resultados mais precisos.

Data mining é um processo altamente cooperativo entre homens e máquinas, que visa a exploração de grandes bancos de dados, com o objetivo de extrair conhecimentos através do reconhecimento de padrões e relacionamento entre variáveis, conhecimentos esses que possam ser obtidos por técnicas comprovadamente confiáveis e validados pela sua expressividade estatística.

A inteligência artificial pode ser definida como a capacidade de desenvolver sistemas computacionais que permitam as máquinas simularem a capacidade humana de solucionar problemas, realizar atividades complexas e tomar decisões.

O aprendizado de máquina é o processo de obter conhecimento de dados passados e usar esse conhecimento para efetuar previsões futuras. Exemplo de algoritmo: máquinas de vetores de suporte.

A aprendizagem profunda é um tipo de técnica de aprendizado de máquina com mais recursos, uma vez que imitará os neurônios no cérebro humano. Ela aprenderá um fenômeno como uma hierarquia aninhada de conceitos, com cada conceito definido em relação a conceitos mais simples.

A indústria da energia elétrica está atualmente passando por um período de grande mudança devido à rápida evolução das redes inteligentes. Tais mudanças serão aceleradas com a difusão da geração distribuída. É essencial que se criem normas para garantir padrões de desempenho que absorvam as mudanças tecnológicas à medida que aconteçam.

A ISO 55.000 não atende, especificamente, as necessidades das concessionárias de T&D. É preciso unificar globalmente as normas para gestão das redes elétricas. Vários pontos relevantes são apontados para uma futura normatização internacional, entre eles: definição de métrica de desempenho técnico e não técnico; classificação da confiabilidade; avaliação de prioridades, opções, riscos e retornos. Operacionalmente, existe a necessidade de uma ampla base de dados de registros de falhas de equipamentos e faltas. O rastreamento de falhas e faltas permite análise de tendência que pode prever ocorrências no sistema elétrico – *Internacional Electrotechnical Commission* (IEC).

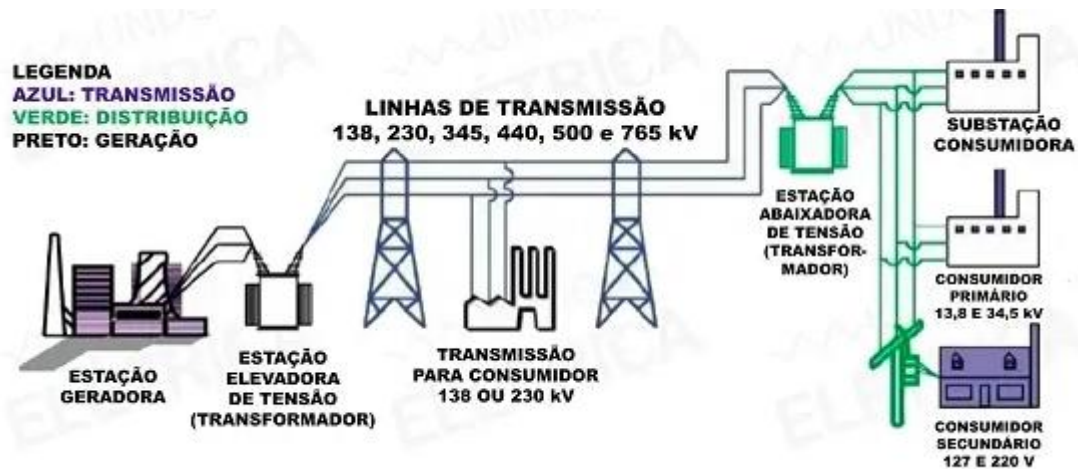
2.4 ASPECTOS TÉCNICOS E REGULATÓRIOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A distribuição se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado ao rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor (ANEEL, 2021b).

A Aneel define distribuição de energia como sendo:

O sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV) (ANEEL, 2021b).

Figura 9 - Sistema de distribuição de energia convencional



Fonte: Wikipedia (2011).

O sistema brasileiro está sujeito a variações sazonais do clima. Interrupção no fornecimento de energia elétrica decorrentes das intempéries, tais como ventos fortes e descargas elétricas associadas às tempestades são bastante comuns. Na região pesquisada não é diferente, danos materiais e interrupções no sistema de distribuição ocorrem com frequência. As interrupções podem ser temporárias ou permanentes, dependendo da intensidade da corrente dos curtos-circuitos e do tipo de proteção utilizada na rede. Vale salientar que há um predomínio das redes elétricas aéreas sobre as redes subterrâneas.

Interrupções no fornecimento ocasionadas por causas naturais, degradação dos materiais ou externas ao sistema podem danificar os equipamentos essenciais ao fornecimento de energia, resultando em prejuízos para os fornecedores e consumidores.

A continuidade do fornecimento está ligada ao controle dessas interferências na rede elétrica, seja em BT ou em MT. Para um bom entendimento desse conceito, faz-se necessária a introdução de três termos básicos bastante utilizados em manutenção: item, defeito e falha. Segundo a ABNT NBR 5462 (ABNT, 1994):

- Item é qualquer parte, componente, dispositivo, subsistema, unidade funcional, equipamento ou sistema que possa ser considerado individualmente.
- Defeito é qualquer desvio de uma característica de um item em relação aos seus requisitos.

Notas:

- a) Os requisitos podem, ou não, ser expressos na forma de uma especificação.
- b) Um defeito pode, ou não, afetar a capacidade de um item em desempenhar uma função requerida.

- Falha é o término da capacidade de um item desempenhar a função requerida.

Notas:

- Depois da falha, o item tem uma pane.
- A “falha” é um evento; diferente de “pane” que é um estado.
- Esse conceito, como definido, não se aplica a itens compostos somente por *software*.

Os ativos da rede não são perenes e falham com o passar do tempo devido sua utilização constante. As falhas geram falta de fornecimento constante e, se não forem controladas e analisadas, ocasionam prejuízos às distribuidoras e ao consumidor final.

Fornecer energia com qualidade é uma obrigação firmada no contrato de concessão das distribuidoras. Para diminuir os impactos das falhas no sistema elétrico, as empresas instalam dispositivos de proteção ao longo da rede elétrica com a finalidade de diminuir o número de clientes/trechos afetados por determinada ocorrência.

Buscou-se estudar a existência dos padrões das falhas nos elementos de proteção em relação à quantidade de clientes afetados, visto que este é o componente principal para o cálculo dos índices de continuidade. As falhas (falta de fornecimento) ao longo de cada conjunto foram segmentadas desde os religadores das subestações, religadores de linha, chaves de ramal até a atuação da proteção dos transformadores de distribuição em média tensão (MT) e baixa tensão (BT). A Figura 10 mostra esse sistema de forma cartográfica.

Figura 10 - Falhas associadas aos elementos de proteção



Fonte: o autor.

2.5 QUALIDADE DE ENERGIA

O desempenho das empresas do setor elétrico brasileiro é sustentado pelo bom ou mau gerenciamento dos seus ativos. Isso levará ao sucesso ou fracasso no atendimento aos principais indicadores de confiabilidade regulados: DEC e FEC, indicadores críticos para continuidade do

fornecimento de energia e consequente satisfação do consumidor (ANEEL, 2021b). Quanto melhor a empresa gerenciar seus ativos, mais vantagens e representatividade terá no cenário atual. Nesse sentido, atender as metas de qualidade e estabelecidas pelo regulador é muito mais que uma obrigação, é a garantia de sobrevivência do negócio de distribuição de energia.

A qualidade percebida pelo consumidor de uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica deve ser avaliada a partir de três grandes fatores: a qualidade do “produto” energia elétrica (relacionada à conformidade da tensão em regime permanente e à ausência de perturbações na forma de onda), a qualidade do “serviço” (relacionada à continuidade na prestação do serviço) e a qualidade do atendimento ao consumidor.

Tais fatores são regidos pelo Prodist e incidem em penalidades quando as metas dos indicadores regulatórios não são atendidas (ANEEL, 2021b).

Este trabalho traz uma visão geral dos indicadores DEC/FEC, sendo o FEC o indicador a ser estudado em maior profundidade devido à sua relação com o desempenho da manutenção em redes de distribuição.

Os clientes ligados na rede de distribuição são agrupados por conjunto de unidades consumidoras. O conjunto é definido por subestação de distribuição (SED). Sua abrangência deve ser as redes de média tensão à jusante da SED e de propriedade da distribuidora. Os conjuntos são números determinados de clientes que seguem regras de agrupamento definidas. Os conjuntos serão caracterizados por atributos, os quais são extraídos das bases de dados gerais das distribuidoras e enviadas anualmente pelas distribuidoras e de outras bases de dados disponíveis na Aneel (ANEEL, 2018b).

Os indicadores de qualidade são controlados por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço. Distribuidoras, consumidores e a Aneel avaliam a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico. Nesta seção, são estabelecidos os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica quanto à duração e frequência de interrupção. Os indicadores devem ser calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais, com exceção do indicador DICRI (duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão), que deverá ser apurado por interrupção ocorrida em dia crítico (ANEEL, 2018b).

Conforme a Aneel (2018b), dia crítico é o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, supera a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados

serão os relativos aos 24 meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados.

Os indicadores de continuidade são apurados para cada conjunto de unidades consumidoras, os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

a) duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (2.5.1)$$

b) frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (2.5.2)$$

em que:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

DIC(i) = duração de interrupção individual por unidade consumidora, excluindo-se as centrais geradoras;

FIC(i) = frequência de interrupção individual por unidade consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.

No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá calcular a

compensação ao consumidor 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 e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o mês de ocorrência da interrupção.

Além das compensações aos consumidores, a Aneel estabeleceu uma regra que restringe a distribuição de proventos aos acionistas (dividendos e juros sobre o capital próprio) em caso de violação dos limites estabelecidos para DEC e FEC globais por dois anos consecutivos, ou por três vezes em cinco anos. Essas empresas permanecem na condição estabelecida para a restrição, estando proibidas, ao longo do ano de 2021, de distribuir proventos em valor superior ao mínimo legal definido pela Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (ANEEL, 2021c).

Todos esses indicadores são validados pelos consumidores através de pesquisa de satisfação; a pesquisa Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC), por meio da avaliação de 5 variáveis:

- qualidade percebida;
- valor percebido (relação custo-benefício);
- satisfação global;
- confiança no fornecedor;
- fidelidade.

Segundo os resultados da pesquisa Iasc – (2020) feita na área de concessão estudada (ANEEL, 2021a), a principal origem da insatisfação dos consumidores está relacionada à descontinuidade do fornecimento de energia. Os motivos das faltas mais relevantes estão relacionados às causas climáticas, externas, degradação da rede e ocorrências causadas por terceiros. A pesquisa demonstra que o consumidor está cada vez mais exigente. Continuidade e rapidez do restabelecimento do fornecimento de energia são enfoques críticos de sucesso para as distribuidoras. Para obter sucesso nessa empreitada, deve-se passar por melhorias constantes na gestão dos ativos da distribuição.

O Proret (ANEEL, 2021c) é outro procedimento importante que trata da normatização das tarifas de energia. Para fins deste trabalho, foi feita uma breve abordagem dos aspectos que regem a sistemática de revisões tarifárias do setor de distribuição de energia brasileiro.

A metodologia aplicada ao cálculo das RTP corresponde ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no contrato de concessão da distribuidora e na legislação setorial vigente.

Na RTP, as tarifas são reposicionadas, levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo e as alterações na estrutura de custos. No momento da RTP, também são definidas as regras de aplicação do fator X nos reajustes tarifários.

O fator X tem como objetivo repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária e os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos que foram estabelecidos pela Aneel nos processos tarifários.

O percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a receita requerida e a receita verificada, ambas calculadas tendo como referência o mercado dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao mês de aniversário da revisão tarifária.

A receita requerida reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. O cálculo da receita requerida também compreende a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais.

A receita verificada corresponde à receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento da revisão tarifária. O resultado da razão entre essas duas receitas corresponde o quanto que as tarifas devem variar em média.

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (2,.5.3)$$

em que:

RT: reposicionamento tarifário médio (%);

RR: receita requerida; e

RV: receita verificada.

A receita requerida é dividida em duas parcelas: a primeira, denominada parcela A, envolve custos relacionados à aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, uso dos sistemas de transmissão, encargos setoriais e as receitas irre recuperáveis. Em geral, a distribuidora não tem gestão completa sobre esses itens de custos, e em razão disso, esses valores são repassados para os clientes da empresa.

A segunda parcela, denominada parcela B, compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia. São custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios. As minúcias referentes às formas de cálculos dessas parcelas estão dispostas no submódulo 2.1 do Proret (ANEEL, 2016). O fator

X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, mantenha-se ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário nos reajustes anuais quando o valor da parcela B é corrigido pelo IGP-M menos o fator X. Dessa forma, quanto maior o fator X, menor é o reajuste tarifário anual.

A abordagem adotada pela Aneel para o cálculo do fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

Para atingir essa finalidade, o fator X é composto por três componentes, conforme a formulação a seguir:

$$\textbf{Fator X} = \textbf{Pd} + \textbf{Q} + \textbf{T} \quad (2.5.6)$$

em que:

Pd = ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = qualidade do serviço;

T= trajetória de custos operacionais.

O componente T é definido *ex-ante*, ou seja, no momento da revisão tarifária. Os componentes Pd e Q serão especificados *ex-post*, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à atual revisão tarifária, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

O componente Pd do fator X consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, sendo estimado a partir da produtividade média do setor de distribuição, do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre o atual processo tarifário e o anterior, conforme equação a seguir:

$$\textbf{Pd}(i) := \textbf{PTF} + 0,14 \times (\Delta \textbf{MWh}(i) - \overline{\Delta \textbf{MWh}}) - 0,04 \times (\Delta \textbf{UC}(i) - \overline{\Delta \textbf{UC}}) \quad (2.5.7)$$

em que:

PTF: produtividade média do segmento de distribuição de 1,53% a.a.;

$\Delta \textbf{MWh}(i)$: variação anual média de mercado da concessionária i entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior;

$\Delta \textbf{MWh}$: variação anual média de mercado das distribuidoras de 4,65% a.a.;

$\Delta UC(i)$: variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária i entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior;

ΔUC : variação anual média do número de unidades consumidoras de 3,39% a.a.

O componente T do fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios.

O componente Q do fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade.

Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, são considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora. Seu cálculo considera a variação de sete indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela Aneel.

As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, conforme equação abaixo:

$$Q = 0,70. Q_{\text{Técnico}} + 0,30. Q_{\text{Comercial}} \quad (2.5.8)$$

A parcela técnica do componente Q é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, todos apresentados na figura a seguir:

Figura 11 - Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no mecanismo de incentivos

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Técnicos					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

Fonte: Davi *et al.* (2019).

Considera-se, por simplicidade de apresentação, que o Iasc é um componente de qualidade comercial, mesmo se sabendo que a satisfação mensurada por esse índice compreende todas as dimensões de qualidade.

O Anexo II do Submódulo 2.5 do Proret mostra os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade (ANEEL, 2020).

3 REVISÃO DE LITERATURA

Para a elaboração deste estudo, foram pesquisados artigos, livros, teses, dissertações e periódicos que versam sobre adoção de práticas de *data mining*, técnicas de modelagem, otimização de processos e gestão de ativos utilizadas nas empresas de energia no Brasil e no mundo. Percebe-se que redes aéreas são afetadas por interrupções causadas pelos mesmos fatores, independentemente do país de origem.

Nesses tipos de rede, as interrupções do fornecimento de energia elétrica para os consumidores finais, conectados às redes de distribuição em média e baixa tensão, são causadas por problemas internos ou externos. As causas internas podem ser dos seguintes tipos:

- falha ou deterioração de equipamentos (transformadores, disjuntores, religadoras, reguladores de tensão, capacitores, medidores, etc.), dispositivos (chaves seccionadoras, chaves fusíveis, para-raios, etc.) ou materiais (cabos, isoladores, conectores, cruzetas, postes, hastes de aterramento, etc.); EDM→equipamentos, dispositivos e materiais;
- erro humano nas atividades de manutenção, operação, montagem ou projeto;
- falta de suprimento de energia pelos sistemas a montante em alta-tensão;
- desligamentos programados para atividades de manutenção ou obras;
- desligamentos emergenciais para evitar ameaças à vida e patrimônio de terceiros, ou à própria rede, como nos casos de incêndios florestais ou em edificações, inundações, deslizamentos e muitas outras situações de risco.

As causas externas decorrem das ações dos seguintes elementos:

- flora (vegetação em geral);
- fauna (pássaros, insetos e animais silvestres);
- clima (descarga atmosférica, vento, chuva, tempestade, temperatura);
- ações de terceiros (acidentais ou deliberadas).

Muitas vezes, não se consegue determinar as razões da interrupção. Nesses casos, as causas acabam sendo classificadas como indeterminadas. À parte das ocorrências “normais” de interrupção, existem aquelas consideradas “massivas”, por consequência de desastres naturais (furacões, nevascas, tornados, terremotos, etc.). Nada disso existe no Brasil, ainda assim, aqui há o conceito de “dias críticos” por consequência de condições climáticas adversas, para os quais existem registros próprios para essas ocorrências.

Em regra, empresas concessionárias de distribuição possuem sistemas de gestão das interrupções do fornecimento. No Brasil, isso é uma exigência do agente regulador com o

objetivo de garantir a confiabilidade dos dados gerados. Ainda assim, nem sempre as bases de dados são semelhantes entre as empresas. Essa base de dados de interrupções dos sistemas de distribuição aéreos em média e baixa tensão podem ser consideradas robustas, e suficientemente precisas para os casos de falhas internas. O mesmo não vale para as causas externas, uma vez que o registro depende do treinamento e da perspicácia dos membros da equipe de manutenção que atenderam a ocorrência. E, de fato, esse atendimento é feito um tempo (vários minutos a até horas) após a ocorrência, perdendo-se o quadro fiel da situação.

Além disso, muitas vezes, a falha se deveu a uma cadeia de eventos, e a opção de registro é única para o atendente da ocorrência. As interrupções causadas por ações externas são, de longe, mais predominantes que as internas. Por isso, é preciso cuidado nas análises desenvolvidas a partir de tais bancos de dados. Não adianta muita sofisticação analítica sobre uma base de dados que apresenta limitações naturais de precisão.

É pressuposto que o conhecimento das causas de interrupções das redes contribui para a melhoria do desempenho da qualidade do serviço. Isso em razão da otimização na alocação dos recursos para investimento e custeio. Em síntese, a melhoria dos indicadores de qualidade pode ser obtida ao EVITAR a ocorrência, MINIMIZAR o número de clientes atingidos e REDUZIR o tempo para restauração dos sistemas.

Entre muitas ações, pode-se destacar as seguintes:

- EVITAR: aumentar a robustez da rede → introdução de redes compactas com cabos encapados ou isolados, aumento do nível de isolamento (NBI), aumento do n.º de para-raios, redução da resistência de aterramento, manutenção adequada, campanhas publicitárias para evitar acidentes, dentre outras.
 - MINIMIZAR: introdução de recursos de manobras da rede, mediante religadoras automáticas telecomandadas, indicadores de falta, etc.
 - REDUZIR TEMPO: gestão de pessoal e recursos de manutenção, programação das ações, otimização do atendimento em múltiplas ocorrências, acesso a informações, etc.
- Todas essas ações demandam Capex e Opex.

Muitas pesquisas também se preocupam com a predição das ocorrências a partir do conhecimento dos dados.

Ocorre que, para a obtenção desse conhecimento, existem sérios problemas a serem superados. A fonte desse conhecimento é a base de dados de registros dessas ocorrências. Como visto acima, os problemas começam pela falta de padronização entre as concessionárias, apesar dos esforços nacionais e internacionais, para diminuir a imprecisão de coleta. Outro problema

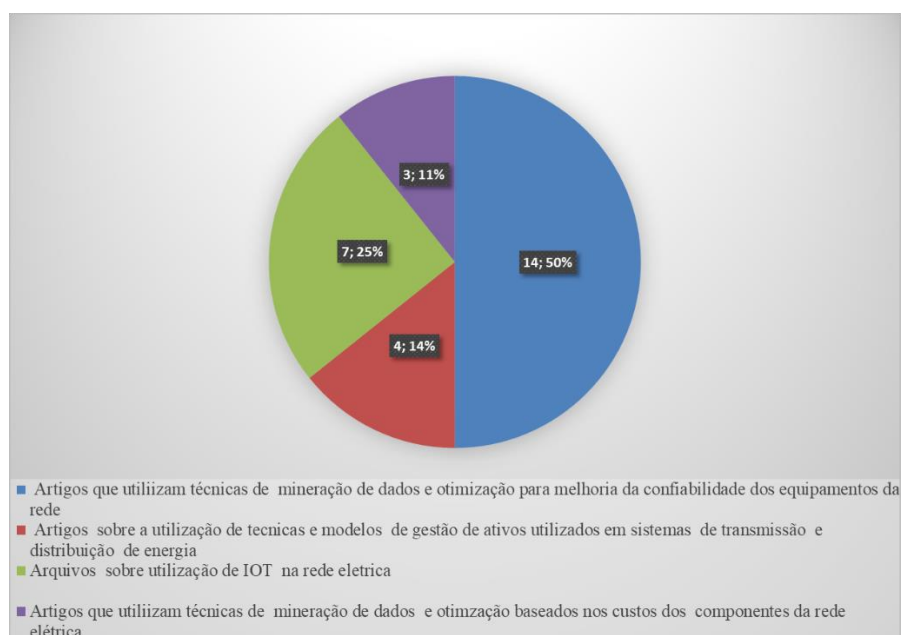
enorme é a diversidade da proporcionalidade das causas entre regiões, empresas, época do ano, configuração e tipo de rede. Essa diversidade ocorre até mesmo dentro das fronteiras de uma concessão. Em resumo, o universo desses dados é muito desbalanceado.

Existem várias técnicas para obtenção desse conhecimento, entre elas: regressão linear múltipla, redes neurais artificiais, mineração de dados, *machine learning*, inteligência artificial, etc. Entretanto, por consequência dos problemas apontados, muitas vezes essas técnicas precisam ser combinadas para conseguir o objetivo desejado.

A seguir, serão apresentados os principais conceitos sobre o tema, obtidos por pesquisa bibliográfica nas principais bases acadêmicas, que nortearam a pesquisa e as conclusões.

Na Figura 11, tem-se o gráfico com a estatística dos artigos relevantes à pesquisa com a descrição das abordagens utilizadas. Nota-se que 31% dos artigos estudados se utilizaram de modelos matemáticos e métodos para prever “falhas” nas redes elétricas, melhorar a confiabilidade dos equipamentos e direcionar inspeções; 23% versam sobre técnicas de gerenciamento de ativos utilizados em empresas de distribuição e transmissão de energia; 18% abordam o emprego de sensoriamento nas redes elétricas utilizando os conceitos de modelagem; 8% dos artigos abordam sobre a utilização de técnicas de mineração de dados com o objetivo de reduzir os custos de manutenção e operação dos equipamentos da rede elétrica; 20% versam sobre a utilização de técnicas de mineração de dados para estudar as causas das faltas de fornecimento nas distribuidoras de energia elétrica.

Figura 11 - Representação gráfica dos temas pesquisados



Fonte: o autor.

As bases utilizadas para a elaboração do gráfico da Figura 12 foram obtidas das fontes de Periódicos da Capes, *Web of Science*, *Scopus* e Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (IEEE), através de suas publicações *Transacciones on Power Delivery* (TPD), *Transacciones on Smart Grid*. (TSG) e CIGRÉ.

3.1 ABORDAGEM DO MATERIAL PESQUISADO

A seguir, serão apresentados os materiais mais relevantes para a pesquisa de acordo com as temáticas analisadas.

Dehghanian *et al.* (2013) propõem em seus artigos uma estrutura abrangente de manutenção centrada na confiabilidade de sistemas de distribuição de energia. O primeiro artigo discute as bases e conceitos, apresenta o algoritmo desenvolvido e introduz as formulações matemáticas necessárias. Em um segundo artigo, é explicada a aplicação da metodologia proposta de maneira real no sistema de distribuição.

Esses artigos apresentam um algoritmo simples para implementação da *Reliability Centered Maintenance* (RCM) em um sistema de distribuição de energia. O esquema proposto usa um algoritmo abrangente de três estágios para apresentar os pré-requisitos essenciais, as etapas de implementação e a análise posterior do procedimento RCM. Isso mostra que os índices de confiabilidade e suas variações contribuem, efetivamente, para as críticas dos componentes. A modelagem da taxa de falha baseada em condições é considerada uma abordagem prática para rastrear as taxas de falha do componente a qualquer momento da inspeção.

Um novo índice *Cost/Benefic Analysis and Ranking* (BCR) é proposto para priorizar muitas tarefas de manutenção disponíveis. Concluem que o índice BCR consegue lidar tanto com os custos associados aos planos de manutenção preventiva quanto os benefícios resultantes do adiamento da manutenção corretiva. O esquema desenvolvido ajudará, principalmente, os gerentes de ativos de distribuição de energia a tirarem o máximo proveito do RCM. Esse processo é simulado numericamente em um sistema de distribuição real Dehghanian *et al.* (2013).

Arif *et al.* (2018) apresentam um método de duas etapas para o gerenciamento de interrupções nos sistemas de distribuição de energia. O primeiro estágio é agrupar tarefas de reparo de componentes danificados de geração e entrega de energia com base nas distâncias das bases operativas e na disponibilidade de recursos, para melhorar a eficiência computacional na

solução de problemas de gerenciamento de interrupções em grandes sistemas de distribuição. O segundo estágio é otimizar o reparo, a reconfiguração da geração distribuída (GD) para maximizar as cargas coletadas e minimizar o tempo de reparo. O problema de reparo e restauração do sistema de distribuição é formulado como um programa linear inteiro misto (PLIM), considerando as restrições de operação do sistema e roteamento das equipes de reparo. As equipes são despachadas considerando os recursos e equipamentos, o tempo de viagem e o tempo de reparo. Os resultados demonstram as vantagens de otimizar o reparo e restauração.

Para reduzir a complexidade computacional do modelo, foi proposto um novo programa inteiro para agrupar componentes danificados, considerando suas distâncias, as bases e os recursos de reparo necessários. O modelo de otimização proposto é comparado com os métodos existentes, nos quais o roteamento da equipe de reparo e a restauração de serviços são tratados como dois problemas independentes. Os resultados confirmam as vantagens da otimização do roteamento das equipes e despacho da GD.

Farajollahi, Fotuhi-Firuzabad e Safdarian (2019) trazem um estudo sobre alocação de indicador de falha (IF) com o objetivo de melhorar a confiabilidade do serviço em sistemas de distribuição. Esse dispositivo traz benefícios substanciais para o procedimento de gerenciamento de falhas, acelerando o procedimento de sua localização. O artigo desenvolve um novo modelo de otimização para implantar de maneira ideal o IF em sistemas de distribuição.

O modelo proposto visa considerar uma troca entre o custo total de interrupção do cliente e os custos relevantes de IFs, incluindo custos de investimento de capital, instalação e manutenção. O trabalho se baseia na programação inteira mista, o que garante a solução ótima global alcançada em um tempo de execução eficaz. A eficácia do método proposto é examinada através de vários estudos de caso e análises de sensibilidade de um sistema de teste. Além disso, a aplicabilidade do modelo, na prática, é avaliada aplicando-o em uma rede de distribuição da vida real. Os resultantes demonstram a integridade do modelo proposto.

Os resultados obtidos demonstraram o benefício significativo do emprego de IFs em redes de distribuição, de tal forma que o emprego de localizadores de falha causou uma economia de 30% e 38% nos custos do sistema no alimentador RBTS-Bus4 e na rede de distribuição urbana finlandesa, respectivamente. Conforme observado nas simulações, a eficácia dos IFs diminui em sistemas equipados com *switches* com controle remoto, com clientes menos sensíveis e velocidades mais altas de atendimento emergencial. Além disso, a configuração dos IFs alocados em um alimentador depende muito das informações de contexto da distribuição de

probabilidade de falhas no alimentador. Os impactos da aplicação de outras técnicas de localização de falhas relacionadas ao monitoramento de áreas amplas e *big data* sobre a localização ideal de IFs são uma área potencial de pesquisa futura.

Yumbre *et al.* (2017) propõem um método de otimização, previsão e priorização de inspeções nas instalações de distribuição de energia. A demonstração foi realizada utilizando dados de manutenção acumulados por uma empresa japonesa de serviços públicos de energia. O método de previsão de prioridade de inspeção proposto consiste em duas abordagens: uma análise de correlação e uma previsão de defeitos. Na análise, foram pesquisadas as correlações entre o defeito da instalação e outros dados de manutenção. Um método de análise de correlação múltipla com base no teste do qui-quadrado foi proposto como o método de análise de relação. Após a conclusão da análise de relação, o defeito da instalação é previsto usando os itens de dados que se correlacionam com o defeito da instalação obtido na análise da relação.

Um método de quantificação, com probabilidade posterior tendenciosa, foi proposto como o método de previsão. O método proposto reduziu o custo da inspeção em 36% a 58% a cada dois anos, mantendo a confiabilidade em comparação com a inspeção convencional. Nesse artigo, é proposto um método mais prático, usando não apenas o histórico de inspeção, mas, também, os atributos da instalação para a etapa (1) (previsão de prioridade de inspeção).

Foi demonstrado, além disso, que se utilizando dados reais acumulados, pode-se obter um uso prático da tecnologia. O principal objetivo demonstrou o efeito quantitativo da redução de custos de mão de obra para trabalhos de inspeção de instalações com base apenas no resultado da previsão de prioridade de inspeção.

Bashkari, Sami e Rastegar (2020) analisaram os dados de falta de fornecimento da rede de distribuição de energia para encontrar fatores dominantes nas faltas de fornecimento ocasionadas por vegetação, animais e equipamentos. Os dados reais foram integrados em busca de padrões associados ao tempo de reposição do fornecimento de energia e a carga interrompida. As técnicas de visualização foram utilizadas para mostrar o impacto das características na ocorrência de falta de energia, em seguida, a mineração de regras de associação é usada para encontrar fatores correlacionados com cada tipo de paralisação, bem como entre si. As regras da associação são extraídas utilizando a técnica *a priori*, considerando o índice qui-quadrado e de elevação como medidas de interessante. As análises de paralisação também são realizadas para cada equipamento separadamente para encontrar as regras associadas. Os resultados mostram a eficácia e validade do método proposto para identificar

fatores ligados a ocorrências de falta de energia que podem ser utilizados para o planejamento futuro e na formulação do cronograma de operação das redes de distribuição de energia.

Larsen *et al.* (2014) estudaram dados de confiabilidade (continuidade do serviço) de 212 concessionárias de distribuição dos EUA, coletados por 12 anos, entre 2000 e 2012. O objetivo principal era estabelecer equação de regressão linear múltipla para índices de continuidade (SAIDI e SAIFI) a partir de variáveis independentes, como velocidade média do vento, n.º de descargas atmosféricas, temperatura (graus-dia), nível de precipitação pluviométrica, extensão das redes, cargas e clientes, investimentos em redes e outras.

Os autores relatam a enorme dificuldade para uniformização dos dados de sete grandes “*utilities*” atuantes em oito estados de diferentes regiões dos EUA. A Tabela 1 mostra as causas que mais afetam a frequência e a duração das interrupções ao longo dos anos.

Tabela 1 - Causas que afetam a frequência e duração das interrupções

Causas	Frequência (%)	Duração (%)
Vegetação	24	21
Fauna	11	4
Clima	15	15
Equip. T&D	25	25
Programado	4	10
Erro humano	3	5
Outros/Indeterminados	8	20

Fonte: Larsen *et al.* (2014).

Os autores procuraram estimar as consequências do aumento das descargas atmosféricas e da velocidade do vento nas ocorrências de interrupções em dias normais e em dias de contingências com muitas ocorrências massivas. A Tabela 2 mostra os resultados sem as ocorrências massivas:

Tabela 2 - Resultados sem ocorrências massivas

Observação	Frequência (%)	Duração (%)
+ 10% Descargas atmosféricas/ano	+ 0,7	+0,7
+ 5% Velocidade média anual vento	+3	+10
+10% Velocidade média anual vento	-2	-2
+10% clientes/milha rede	x	-7

Fonte: Larsen *et al.* (2014).

A Tabela 3 mostra os resultados com as ocorrências massivas:

Tabela 3 - Resultados com as ocorrências massivas

Observação	Frequência (%)	Duração (%)
+ 10% Descargas atmosféricas/ano	X	17
+ 5% Velocidade média anual vento	15	49
+10% Velocidade média anual vento	18	69
+10% clientes/milha rede	1	x

Fonte: Larsen *et al.* (2014.).

A frequência e duração das interrupções, considerando os eventos massivos, tem aumentado 2% e 8% ao ano, respectivamente, de 2000 a 2012. Se os eventos massivos são desconsiderados, não existe alterações estatisticamente significativas. Os eventos massivos de origem climática estão aumentando ano após ano. Surpreendentemente, o aumento dos investimentos nas redes não tem apresentado melhorias significativas nos indicadores de continuidade.

Wang (2017) cita diversas pesquisas de terceiros sobre causas de interrupção de redes aéreas de distribuição nos EUA, Finlândia e China. Destaca que as estatísticas são bem diferentes entre as regiões. De qualquer forma, dá destaque para as seguintes causas: fauna, flora, descargas atmosféricas e abalroamentos. O artigo se propõe a identificar as formas de

onda da corrente elétrica de falta durante esses eventos para relacioná-las com prováveis causas. Destacam-se as pesquisas abaixo:

- em 2004, o *Electric Power Research Institute* (EPRI) utilizou os dados dos anos 1980 para monitorar 50 alimentadores de 13 concessionárias, os resultados indicaram que e 40% das ocorrências ocorreram em eventos massivos sob condições climáticas adversas (tempestades, nevascas e gelo). Descargas atmosféricas, vegetação e falha de EDM se destacam como principais causas. Em verdade, como “vegetação” ele destaca o contato de árvores com a rede.
- Os dados referentes aos anos de 1987 a 1990 da companhia americana *Duke Energy* (EUA) foram analisados, tendo como causas principais: vegetação (19%), fauna (18%), falhas de EDM (14%), descargas atmosféricas (9%), acidentes por terceiros (10%), outros (13%) e indeterminados/desconhecidos (17%).
- A pesquisa feita na Finlândia teve como causas principais: nevasca (35%), queda de árvores (27%), galhos em transformadores de postes (9%), escavações (6%), descargas atmosféricas (6%) e outros (17%). Entre “outros”, deve haver predominância de fauna (pássaros e esquilos). As faltas não sustentadas devido à ação de religadores são desconhecidas. Cerca de 1/3 das faltas temporárias ocorre durante tempestades e ventanias.
- Em relação à China, o autor apresenta apenas as opções para registro das ocorrências. O artigo lista as principais razões para as diferenças da participação das causas, a saber:
 - aterramento da rede: solidamente aterrado (EUA) ou sem aterramento (China e Finlândia);
 - tipos de cabos: cabos nus, rede compacta protegida, redes isoladas;
 - ambiente geográfico (florestas, planícies, região urbana, litoral, etc.);
 - clima e estação: raios são mais comuns no verão e as interrupções por vegetação são mais intensas com ventos mais fortes.
 - outros fatores: destaca o caso da China, com muitos acidentes devido ao excesso de obras civis por conta do rápido desenvolvimento.

O autor ainda destaca pesquisas de terceiros que procuram detalhar melhor as ocorrências relacionadas à “vegetação”, separando em: queda de árvore sobre os elementos da rede (postes, equipamentos, cabos, etc.), galhos quebrados sobre os cabos e contato de galhos com cabos devido ao crescimento da vegetação. Também cita a importância de identificar melhor a fauna, como exemplo: pássaros (espécies), ninhos, insetos, roedores, esquilos, etc. A literatura também

destaca as diferenças entre descargas atmosféricas diretas e induzidas.

O autor mostra estudo relacionando a predominância do tipo de falta em relação às principais causas de interrupção (EUA), conforme Tabela 5 abaixo (F – fase, N – Neutro, T – terra, MF – múltiplas fases).

Tabela 4 -Tipo de curtos-circuitos (1F = uma fase, MF = múltiplas fases) e suas causas

Causa da interrupção	1F (%)	MF (%)
Fauna	87	13
Vegetação	73	27
Descarga atmosférica	42	58

Fonte: Wang (2017).

Outro estudo citado (EUA) indica o n.º de fases envolvidas nas faltas. Observa-se que muitas são monofásicas em razão da grande extensão de redes monofásicas nos EUA.

Tabela 5 - Número de fases envolvidas nos curtos-circuitos

Tipo de falta	(%)
1F- N	63
F-F	11
2F-N	2
3F	2
1F-T	15
2F-T	2
3F-T	1
Outros	4

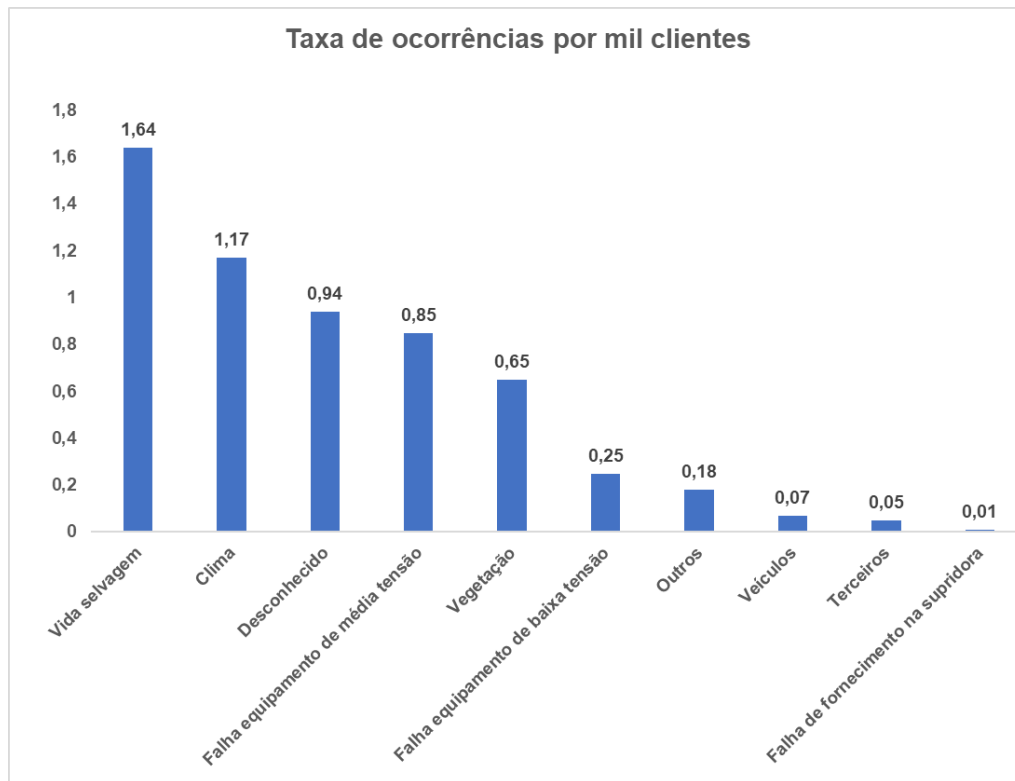
Fonte: Wang (2017).

Legenda : 1F-N (uma fase e neutro), F-F (duas fases), 2F-N (duas fases e neutro), 3F (três fases), 1F-T(uma fase e terra), 2F-T (duas fases e terra), 3F-T (três fases e terra).

Em Pesquisa feita com 161 concessionárias públicas de pequeno porte de todas as regiões dos EUA, em 2018, a *American Public Power Association* (APPA) analisou as faltas de energia em 400.000 clientes. A pesquisa procura seguir a IEEE 1366 - 2012, *Std: IEEE Guide for*

electric power distribution reliability indices. Traz muitas informações de interesse. Especificamente com relação à causa de interrupção, tem-se a indicação de “Taxa média de ocorrências por 1000 UCs (unidades consumidoras)”, para as faltas sustentadas, a saber (Figura 13):

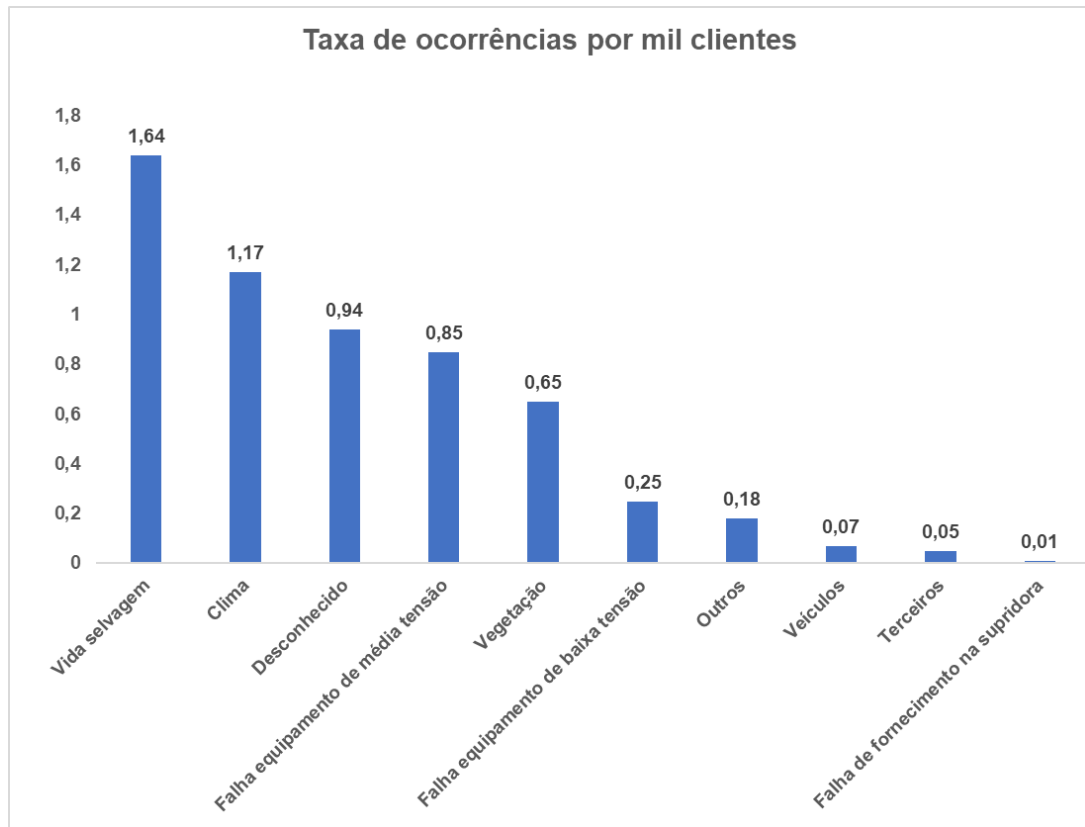
Figura 12 - Taxa média de ocorrências a cada 1000 UCS



Fonte: Hyland *et al.* (2019).

A Figura 14 traz as causas prováveis para as interrupções momentâneas (não sustentadas) restabelecidas pelas religadoras.

Figura 13 - Taxa de ocorrências a cada 1000UCs (momentâneas)



Fonte: Hyland *et al.* (2019).

XU *et al.* (2007) argumentam que conhecer com rapidez e precisão as causas de interrupção do fornecimento de energia reduz em muito o tempo de restauração. Porém, essa tarefa não é fácil em razão “de balanceamentos” das bases de dados dos sistemas reais de gestão de confiabilidade das empresas. Os autores propõem um algoritmo de reconhecimento artificial imune a essa deficiência. Trata-se de um trabalho teórico. Ele testa a teoria com as três principais causas de interrupção das regiões atendidas pela *Duke Energy* (EUA), a saber: fauna, flora e descargas atmosféricas.

4 MATERIAL E MÉTODOS

Em sistemas convencionais de distribuição de energia, quando ocorre uma queda de energia, a equipe de manutenção procura descobrir a causa da queda de energia e mitigá-la. Depois disso, algumas informações são documentadas em um conjunto de dados denominado conjunto de dados de interrupção. Se a equipe puder estimar a causa da interrupção antes de procurá-la, o tempo de restauração será reduzido. Para tanto, utilizam-se modelos de análise de dados.

Com o advento de técnicas de mineração, as bases de dados das distribuidoras de energia elétrica têm sido utilizadas para extrair padrões de falta de fornecimento de energia. Este trabalho analisa os dados de interrupções da rede de distribuição para encontrar fatores dominantes nas ocorrências relacionadas às mais diversas causas. Após o surgimento da interrupção real, os dados de entrada são usados para extrair fatores associados ao clima, extensão da rede, região geográfica (zona rural, urbana, litoral e região serrana), fenômenos naturais, terceiros, animais, sazonalidade, etc.

Neste trabalho, as técnicas de visualização foram utilizadas para agrupar e organizar os dados com base em categorias e temas para mostrar os impactos das ocorrências em gráficos e tabelas. Em seguida, foi aplicada a estatística descritiva e prescritiva mediante análise de regressões e de séries temporais.

As operações de manutenção das redes de distribuição geram milhares de dados que, por muitas vezes, são negligenciados e tratados de forma incorreta pelas distribuidoras, levando a alocações ineficientes dos recursos e consequente aumento dos custos de manutenção. A base de dados dos ativos deve permitir análises estatísticas e de confiabilidade para que, ao longo do tempo, as curvas probabilísticas de confiabilidade e risco de falha dos principais componentes de um conjunto de ativos críticos possam ser traçadas e analisadas quanto à expectativa de vida e custos ao longo da vida útil dos ativos (FELIPE; MAGALHÃES, 2017). A aplicação das técnicas de mineração de dados pode auxiliar nessa análise e promover tomadas de decisões rápidas e precisas. Para tanto, o trabalho propõe uma análise exploratória descritiva e prescritiva dos dados gerados nos anos de 2017, 2018, 2019 e dos nove primeiros meses de 2020 de uma concessionária de energia da Região Nordeste.

Entender a complexidade dos dados e as relações existentes entre os recursos investidos na rede de distribuição e a falta de fornecimento podem levar a melhorias significativas da confiabilidade do sistema elétrico (BASHKARI; SAMI; RASTEGAR, 2020).

4.1 GERAÇÃO DE DADOS

Para manter o sistema funcionando adequadamente, é preciso monitorá-lo continuamente a fim de identificar qualquer tipo de falha ou erro. Para isso, os parâmetros do ativo precisam ser registrados. Esse controle é efetuado por registros nos sistemas das distribuidoras e seguem o procedimento de apuração registro e envio ao órgão regulador consoante o módulo 8 do Prodist:

- dados relativos às ocorrências emergenciais deverão ser apurados por meio de procedimentos os auditáveis, contemplando desde a coleta dos dados das ocorrências até a transformação dos mesmos em indicadores.
- A distribuidora deverá registrar para todas as ocorrências emergenciais, no mínimo, as seguintes informações:
 - a) número de ordem da ocorrência;
 - b) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do conhecimento da ocorrência;
 - c) identificação da forma do conhecimento da ocorrência (por meio de registro automático do sistema de supervisão da distribuidora ou por meio de informação, ou reclamação do acessante, ou de terceiros);
 - d) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) da autorização para o deslocamento da equipe de atendimento de emergência;
 - e) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) da chegada da equipe de atendimento de emergência no local da ocorrência;
 - f) descrição da ocorrência: fato gerador, de acordo com a tabela 1;
 - g) coordenada geográfica do poste ou estrutura mais próxima do local da ocorrência, ou, quando não identificado o local, do dispositivo de proteção que operou;
 - h) data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do restabelecimento do atendimento.
- Para efeito de registro do instante do conhecimento da ocorrência emergencial prevalecerá a primeira informação independentemente da origem da percepção.
- As informações relativas de cada ocorrência emergencial deverão ser armazenadas, em formulários próprios, por um período mínimo de 5 (cinco) anos, para uso da ANEEL e dos acessantes, e estar disponibilizadas em meio magnético ou digital (ENEEL, 2021c, p. 49).

Quadro 1 - Lista de fatos geradores

Origem	Tipo	Causa	Detalhe
Interna	Programada	Alteração	Para melhoria
			Para ampliação
		Manutenção	Corretiva
			Preventiva
	Não programada	Meio ambiente	Poluição
			Corrosão
			Queima ou Incêndio
			Inundação
			Erosão
			Árvore ou Vegetação
			Descarga Atmosférica
			Animais
			Vento
		Terceiros	Vandalismo
			Abaloamento
			Roubo
			Acidente
			Objeto na Rede
			Defeito cliente afetando outros
			Ligação clandestina
			Empresas de serviços públicos ou suas contratadas
			Defeito interno não afetando outras unidades consumidoras
			Interferência de terceiros
		Falha operacional	Erro de operação
			Serviço mal executado
			Acidente
		Próprias do sistema	Subtensão
			Sobretensão
			Sobrecarga
			Desligamento para manutenção emergencial

Fonte: ANEEL (2021c).

O Quadro 1 é uma referência para controle de fatos geradores, podendo a distribuidora incluir mais itens na lista de fatos geradores de acordo com sua necessidade.

Dados relacionados aos tempos de reposição, causas das ocorrências são inseridos pela equipe de atendimento de emergência no local da ocorrência. Muitas das vezes, por variadas razões, existem imprecisões no apontamento das causas, podendo inserir erros na captação da causa do fato gerador. Tais equipes devem ser bem treinadas para que o histórico de manutenção emergencial seja confiável a ponto de não prejudicar a geração dos indicadores e a tomada de decisão.

Para resolver esse problema, a distribuidora pesquisada classificou as ocorrências em quatro tipos (avaria, proteções intermediárias, anomalia e disparo de cabeceira) e oitenta causas diferentes, conforme mostrado abaixo na Quadro 2:

- avaria: ocorrências geradas a partir da existência de alguma avaria na rede elétrica, seja na rede de MT ou de BT. Entende-se por avaria qualquer estrago, dano ou prejuízo ocorrido nos equipamentos e/ou rede elétrica.
- Proteções intermediárias: quando a ocorrência foi gerada por atuação das proteções instaladas ao longo da rede elétrica, seja em BT ou em MT, e não houve avaria na rede elétrica
- Anomalia: ocorrências geradas nas instalações de derivação do ramal de ligação dos clientes com a rede de baixa tensão.
- Disparo de cabeceira: quando a ocorrência foi gerada pela atuação das proteções dos disjuntores das subestações.

Quadro 2 - Tipos de causas de ocorrências

CAUSAS	
Defeito em ramal de ligação	Condutor solto do isolador
Terceiros acidental	Pipa
Descargas atmosféricas	Árvore tombada
Defeito em conexão	Padrão quebrado
Defeito temporário não identificado	Chuva
Pássaro	Defeito no disjuntor do trafo
Vegetação	Verificação nível de tensão
Defeito em chave fusível	Defeito em conexão ramal convencional
Defeito em conexão de medidor	Reclamação nível de tensão
Instantânea	UC fechada
Defeito em medidor	Defeito ramal de ligação cabo AL
Defeito no disjuntor no trafo	Elo inadequado
Condutor trançado	Deslg./religamento por solicitação do cliente
<i>Jump</i> partido	Erro na montagem ou instalação
Defeito em transformador	Defeito em religador
Animais	Estai quebrado
Grande cliente, defeito interno	Ramal bambo
Condutor partido	<i>Borne</i> fundido
Ramal de ligação substituído	Falha equipamento proteção
Ninho de pássaro	Manutenção entorno
Sobrecarga	Defeito em regulador tensão
Defeito em conexão ramal concêntrico	Defeito em chave seccionadora
Degradação material	Endereço não localizado
Poste abalroado	Defeito em concentrador - rede dat.

Defeito em ramal concêntrico	Falha de manobra
Grande cliente regularizado	Registro indevido da reclamação
Defeito interno cliente	Difícil acesso
Estava normal	Casa fechada
Falha de ajuste da proteção	Def. em conexão med. ramal concêntrico
Vandalismo	Defeito em medidor ramal concêntrico
Defeito em para-raios	Defeito em barramento
Defeito em isolador	Luz cortada
Corpo estranho	Oscilação provocada por terceiros
Condutor bambo	Teste remoto
Defeito em conexão	Carga transferida afetada
Maresia	Defeito em banco de capacitor
Roubo	Defeito em conexão ramal subterrâneo
Def. int. com correção	Defeito em medição selada
Suspeita de fraude	Desligamento emergencial
Transferência e retransferência de cargas	Inundação

Fonte: o autor.

A precisão das análises de falhas em um sistema depende da relevância, suficiência e confiabilidade dos dados utilizados. As fontes de dados relevantes para a manutenção incluem: histórico de manutenção, dados operacionais e metadados dos ativos monitorados. O histórico de manutenção de um equipamento contém detalhes sobre as atividades de reparo executadas, os componentes substituídos e as falhas ocorridas, número de unidades consumidoras afetadas.

Esses eventos registram padrões de degradação, ou seja, configuram-se como informações cruciais para a determinação de um modelo preditivo/prescritivo assertivo. A ausência desses históricos leva a resultados incorretos das análises. Já os metadados, são dados sobre outros dados. São exemplos: a marca do equipamento, modelo, data de fabricação, data de instalação e início do serviço, geolocalização e outras especificações técnicas do ativo.

4.2 COLETA DOS DADOS

Para a elaboração da pesquisa, foram selecionadas 159.071 afetações computáveis na composição dos indicadores DEC/FEC, conforme módulo-8 do Prodist (Qualidade da Energia Elétrica). A região pesquisada é composta por três agrupamentos de municípios denominados regionais, que, por sua vez, subdividem-se em 54 conjuntos de unidades consumidoras para apuração oficial do DEC/FEC, segundo descrito no módulo-8 do Prodist. As áreas seguem com características geoespaciais distintas, segundo descrito abaixo.

Regional DC – compreende as áreas dominadas pelo clima tropical semiárido (quente e seco), apresentando temperaturas médias elevadas, entre 25 °C e 30 °C, chegando a cair, algumas vezes, para 13 °C à noite em alguns locais mais elevados. Predomínio de cargas rurais e mistas.

Regional DL – apresenta clima semiárido com média pluviométrica de 651,2 mm, com predominância da vegetação do bioma Caatinga, em outra parte da regional se encontra uma área litorânea com forte agressividade salina. Predomínio de cargas rurais, litorâneas e mistas.

Regional DS – caracteriza-se pelo clima tropical úmido. Essa região está submetida a condições climáticas subúmidas e com regime de chuvas bastante irregular. Variações térmicas anuais são muito baixas, sendo que as temperaturas médias se situam geralmente entre 23 °C e 27 °C. Predomínio de cargas urbanas e mistas.

Esses regionais foram escolhidos devido à sua diversidade geoespacial, atendendo a cargas com tipicidades urbanas, rurais, litorâneas e mistas. Na Figura 15 e Quadro 3 estão descritas características técnicas de cada regional, bem como a quantidade de equipamentos instalados por regional. Os dados foram gerados em janeiro de 2021.

Figura 15 - Características técnicas dos regionais

Regional	Conjuntos	Municípios	Alimentadores	Km de rede(BT)	Km de rede(MT)	Total(BT +MT)	Clientes
DC	13	18	49	6985	15103,44	22088,44	324483
DL	14	19	58	6101	11749,98	17850,98	284375
DS	27	25	57	8275	12011,44	20286,44	435199
Total Geral	54	62	164	21361	38864,86	60225,86	1044057
Regional	Conjuntos (%)	Municípios(s%)	Alimentadores (%)	Km de rede BT (%)	Km de rede BT (%)	Total(BT +MT)	Clientes
DC	24,07%	29,03%	29,88%	32,70%	38,86%	36,68%	31,08%
DL	25,93%	30,65%	35,37%	28,56%	30,23%	29,64%	27,24%
DS	50,00%	40,32%	34,76%	38,74%	30,91%	33,68%	41,68%
Total Geral	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Fonte: o autor.

Quadro 3 - Equipamentos por regional

Regional	DC	DL	DS
Tipo de equipamento			
Chave Seccionadora	1963	3167	3100
Chave Seccionadora Automática	44	60	225
Chave fusível	12631	10792	12461
Banco Capacitor (Linha)	49	81	37
Regulador de tensão	155	105	97
Transformadores	23950	17596	21067
Seccionalizador	10	25	13
Religador de Linha	180	195	207
Religador de SED	46	55	56

Fonte: o autor.

Os dados pesquisados foram gerados pelo atendimento emergencial nos 54 conjuntos da área pesquisada. Seguem os procedimentos de apuração, registro, armazenamento e envio dos dados conforme módulo-8 do Prodist (Qualidade da Energia Elétrica).

4.3 TRATAMENTO DOS DADOS

Os dados foram segmentados e tratados de modo a garantir maior confiabilidade seguindo as características abaixo:

- a) abordagem por conjunto de clientes (CJ): as análises foram feitas de acordo com o desempenho dos conjuntos em relação às ocorrências computáveis para os indicadores DEC/ FEC em MT/BT.
- b) Classificação das interrupções de fornecimento de energia segundo o tipo de equipamento atuado: religador de subestação de distribuição (SED), religador de linha, chave de operação em carga, chave de ramal, transformador MT/BT.

- c) Análise das ocorrências massivas em média e baixa tensão, conforme os tipos de circuitos por meio de abordagem geoespacial.
- d) Enfoque por características geoespaciais dos alimentadores, conforme mostrado na Tabela 4. Os circuitos têm em média 230 km de extensão, já os que envolvem o litoral são menores, porém, não podem ser negligenciados devido ao alto custo dos materiais utilizados na manutenção desses alimentadores.
- e) Os equipamentos foram mapeados por regionais.
- f) Influência das variações climáticas, de acordo com as estações do ano, nas causas das ocorrências de falta de energia.
- g) Extensões e quantidade de clientes dos alimentadores foram utilizadas como atributos, conforme dispostos nos anexos A, B, C e D deste trabalho, regulados dos anos de 2017, 2018, 2019 e 2020, respectivamente.

As variações climáticas exercem forte influência na continuidade do fornecimento de energia, uma vez que as redes de distribuição, em sua maioria, são aéreas não isoladas. Devido à proximidade das áreas pesquisadas com a linha do Equador, as estações do ano não são bem definidas. O mês de dezembro marca o início da Pré-Estação. O período, que vai até janeiro tem média pluviométrica de 130,3 milímetros, sendo 31,6 mm no primeiro mês e 98,7 mm no segundo (LUCENA, 2019).

Geralmente, as primeiras precipitações da Pré-Estação chegam ao sul do estado, na regional 3. Já em janeiro, elas tendem a ser mais generalizadas e significativas, no território como um todo, nos meses de fevereiro a maio acontece o período da quadra invernososa. Já nos meses de junho a novembro, tem-se o período seco (FUNCEME, 2019).

Tabela 6 - Divisão geoespacial dos circuitos pesquisados

Tipo de alimentador	Áreas de atendimento	Quantidade de Alimentadores	Percentual da Amostra	Extensão km/MT)
Litoral	100% litorâneo, atende áreas sujeitas a alta agressividade salina	2	1,22%	184,60
Misto Litoral/Urbano - Predominante Litoral	70% de cargas litorâneas, 30% de cargas urbanas	3	1,83%	382,22
Misto Litoral/Urbano - Predominante Urbano	70% de cargas urbanas, 30% de cargas litorâneas	1	0,61%	24,57
Misto Urbano/Rural - Predominante Urbano	70% de cargas urbanas 30% de cargas rurais	31	18,29%	10819,03
Misto Urbano/Rural - Predominante Rural	70% de cargas rurais, 30% de cargas urbanas	40	24.39%	13521,77
Rural	100% rural, atende áreas com baixa concentração de cargas e baixa densidade demográfica	46	28,66%	11276,74
Urbano	100% urbana, atende áreas com alta concentração de cargas e alta densidade demográfica	41	25,61%	2655,88
Total		164	100,00%	38864,80

Fonte: o autor.

A denominação “tipos de alimentadores” se refere à distribuição espacial dos clientes ao longo dos alimentadores, uma vez que se tem clientes instalados em zonas rurais, urbanas litorâneas e mistas. Esse conceito é comumente utilizado pelas distribuidoras de energia devido à necessidade de classificar os alimentadores de acordo com a dificuldade da prestação de serviços.

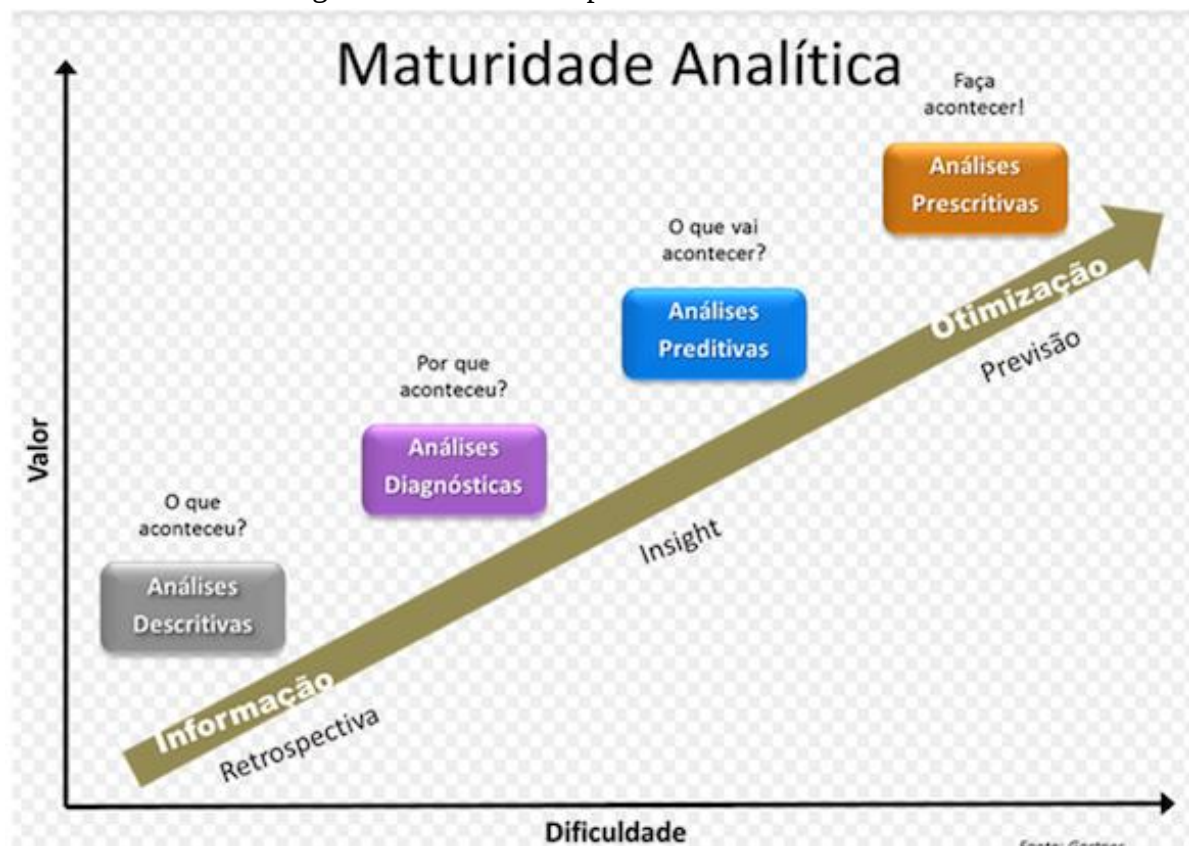
Alimentadores rurais geralmente têm grandes extensões e concentração de consumidores no fim de sua extensão. Já os alimentadores urbanos, têm características contrárias aos dos alimentadores rurais; extensões reduzidas e concentração de clientes no início. Alimentadores litorâneos atendem a clientes situados em zonas com alta agressividade salina. Essas particularidades demandam recursos de mão de obra e material diferentes para execução da manutenção na rede elétrica, sejam eles preventivos ou corretivos.

Nem sempre é fácil definir a extensão do alimentador de acordo com seu tipo, pois os circuitos podem iniciar em áreas urbanas e terminarem em áreas rurais/litorâneas ou vice-versa. Para facilitar o entendimento, inseriu-se o conceito de circuitos mistos. Os valores relacionados às divisões percentuais contidas nas “áreas de atendimento” foram obtidos a partir dos dados extraídos da rede e confirmados com os inspetores de cada alimentador.

4.4 ANÁLISE DE DADOS

A análise dos dados é etapa que possui uma ampla gama de metodologias e técnicas para explorar os dados disponíveis. Foram empregados os conceitos de mineração de dados vistos anteriormente no capítulo 2. Análises de exploração, limpeza, pré-processamento e organização dos dados foram aplicados com o objetivo de detectar possíveis problemas nos dados, além de ajudar a escolher qual abordagem será aplicável para obter o melhor resultado. Por exemplo, se o cenário contiver muitas amostras bem-estruturadas e com vários recursos relevantes, as técnicas de aprendizado de máquina podem ser utilizadas. A Figura 16 mostra os tipos de análises de dados, bem como uma escala de valor referente à utilização de cada aplicação.

Figura 14 - Valor dos tipos de análises dos dados



Fonte: Cromer, Goldstein e Koenemann (2018).

A análise descritiva foi realizada no estágio inicial da acumulação de dados. Essa análise trouxe uma visão razoável da natureza e padrão dos dados, aumentando e melhorando ideias gerais sobre quais e como os parâmetros de análise influenciam na composição dos indicadores.

A análise diagnóstica buscou relações de causa e efeito para descobrir por que determinada situação segue aquele ou esse tipo de comportamento. Por exemplo: qual o motivo das ocorrências de falta de fornecimento aumentarem durante o período invernososo? Precisa-se aumentar o número de equipes para atendimento? Onde essas equipes devem ser alocadas?

A análise preditiva usa algoritmos de *machine learning* e técnicas de análises estatísticas para estudar dados atuais, históricos e fazer previsões sobre tendências, comportamentos e atividades futuras. Séries temporais e análise de regressão foram utilizadas com essa finalidade. Pode-se utilizar a base de dados para prever a quantidade de equipes necessárias para atender a demanda de ocorrências relacionadas à falta de fornecimento de energia em uma determinada área, subestação, alimentador, etc.

Métodos simples de análises de séries temporais foram usados para auxiliar no planejamento dessa demanda, são eles: média móvel, alisamento exponencial, regressão simples e múltipla, dentre outros. Esses modelos foram preteridos pela sua simplicidade de interpretação e de implementação, uma vez que não necessitam de grandes recursos computacionais para a sua execução e podem ser facilmente implementados.

No entanto, planejar demanda de atendimentos referentes à falta de energia é uma tarefa difícil de ser executada, pois existe necessidade de os dados apresentarem padrões para que modelos de séries temporais possam ser utilizados de forma confiável. São eles: tendência, ciclos, sazonalidade e a existência ou não de irregularidades. A regressão linear múltipla (RLM) complementou o estudo preditivo deste trabalho.

Fávero e Belfiore (2017) definem a RLM como:

[...] é a possibilidade de que seja estudada a relação entre uma ou mais variáveis explicativas, que se apresentam na forma linear, e uma variável dependente quantitativa. A estimação deve ser elaborada respeitando-se as características dos dados e distribuição da variável que representa o fenômeno que se deseja estudar (FÁVERO; BELFIORE, 2017, p. 512).

A análise de regressão consiste na aplicação de métodos estatísticos para estimar os parâmetros do modelo de RLM. Assim, a equação da regressão, que representa o modelo, pode ser usada para a predição de observações não realizadas com alguns conjuntos específicos de entradas e saída ($x_1, x_2, \dots, x_j$) ou para estimar a resposta média em valores específicos para as entradas (MONTGOMERY; RUNGER, 2021).

Buscou-se a existência de correlação entre os atributos estudados a fim de aplicar modelos que levem à melhoria do planejamento estratégico da manutenção. Atualmente, na empresa estudada, o quesito “extensão de rede” tem um peso significativo para definir o direcionamento dos recursos disponíveis. A importância dada a esse quesito está correta? Existe alguma

correlação entre extensão de rede e n.º de clientes conectados com n.º de interrupções em base anual ou bianual? No capítulo seguinte foram feitas uma série de análises que levam às respostas dessas questões.

A análise preditiva ajuda a evitar riscos sobre perspectivas futuras. No entanto, essa abordagem é altamente dependente de uma quantidade razoável de dados históricos estruturados e da previsibilidade da série temporal.

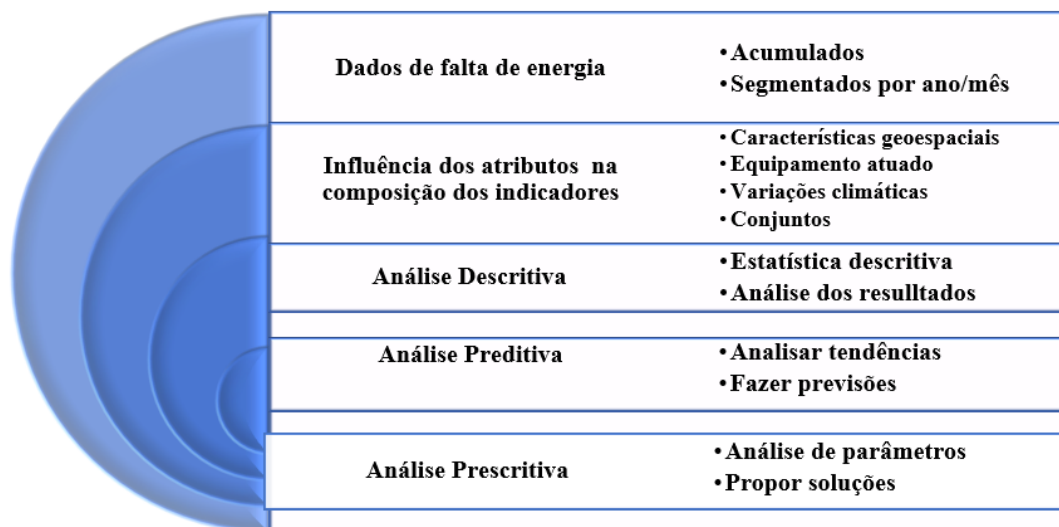
Além de obter uma visão sobre padrões comportamentais e previsão de tendências futuristas, é necessário agir de forma eficaz para atingir os objetivos do negócio. A análise prescritiva ajudará na escolha da melhor solução entre várias opções, dado os parâmetros conhecidos, fornecendo valiosas ideias e acelerando a tomada de decisões (SLAUGHTER; DELWICHE, 2017).

Vale salientar que a concessionária pesquisada possui uma metodologia própria para tomada de decisões estratégicas. A metodologia utiliza indicadores não regulados para medir o desempenho das redes aéreas, são eles: Taxa média de clientes afetados por interrupção (TMCAI), quantidade média de clientes afetados a partir da operação de um equipamento rede de média ou baixa tensão (QMEO), quantidade de clientes interrompidos por cada 100 km de rede (FCIE) e comprimento médio dos alimentadores por cliente instalado ((CMC). Faz-se uma análise de dispersão tomando-se por base as médias móveis e medianas desses indicadores.

Todavia, a utilização desse modelo pode trazer resultados não satisfatórios. Por esse motivo, foram feitas as análises de regressão e correlação para evidenciar possíveis desvios na metodologia utilizada.

As análises descritivas e preditivas foram feitas no *software SAS Enterprise Guide*. O processo de análise estatística pode ser constatado na Figura 17, a lista de variáveis e atributos dos dados gerados estão descritas no Anexo E (Tabela em ordem alfabética de variáveis e atributos).

Figura 17 - Análise estatística dos dados



Fonte: o autor.

Os comandos dos *softwares* SAS são chamados de “tarefas”, os quais foram utilizados para gerar relatórios que permitam análises descritivas, preditivas e prescritivas.

A tarefa “estatísticas resumidas” foi utilizada para fornecer estatísticas descritivas para variáveis em todas as observações e dentro de grupos de observações.

A tarefa “frequências unidirecionais” foi utilizada para gerar tabelas de frequências a partir dos dados utilizados.

Os dados foram descritos e sumarizados por meio da geração de gráficos e tabelas contendo a distribuição de frequência, a média, moda, mediana, desvio padrão, dispersão e variância. Esses cálculos permitiram a visualização do comportamento dos dados.

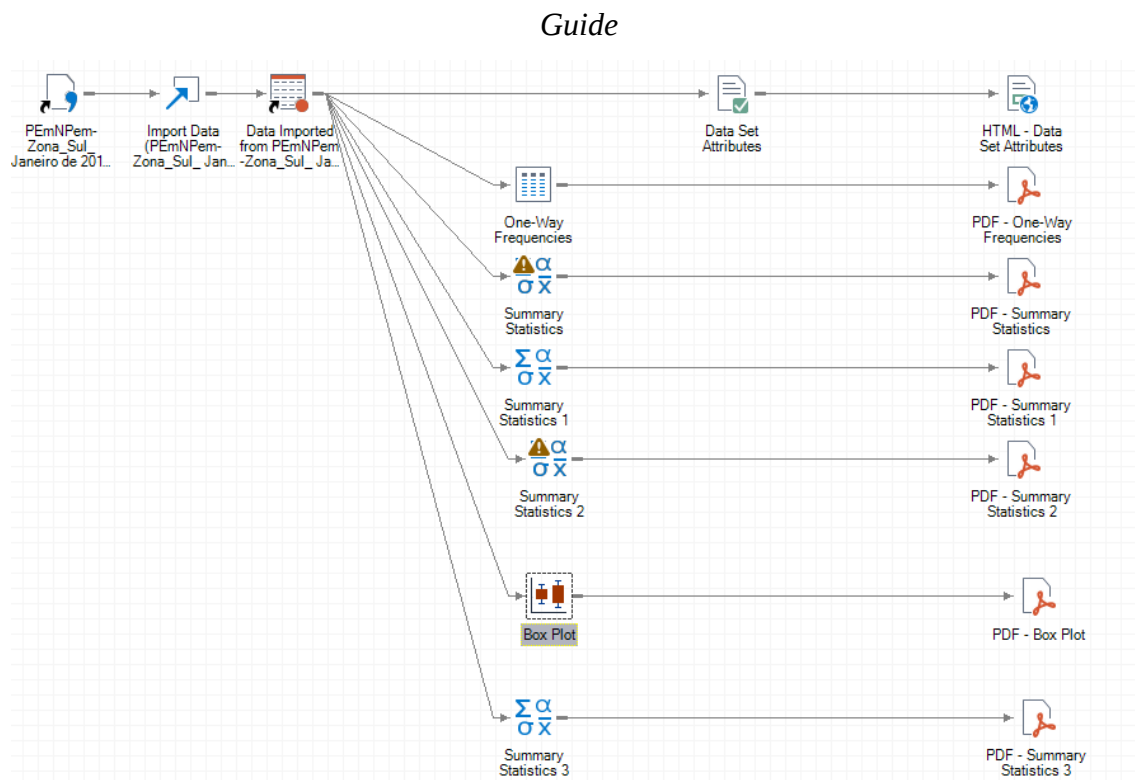
Para saber o comportamento conjunto de duas ou mais variáveis (influência de determinada causa na composição do indicador FEC, por exemplo) utilizou-se a análise bivariada, que tem como objetivo estudar as relações entre duas variáveis (associações para variáveis qualitativas e correlações para variáveis quantitativas) e saber o grau de dependência entre elas, caso exista. Essas foram estudadas por meio da distribuição conjunta de frequências, representações gráficas. O grau de dependência entre duas variáveis foi quantificado pelos coeficientes de associação ou correlação.

As correlações e associações foram validadas através de testes de hipóteses. Uma hipótese estatística é uma suposição sobre determinado parâmetro da população, como média, desvio-padrão, coeficiente de correlação, etc. Um teste de hipótese é um procedimento para decisão sobre a veracidade ou falsidade de determinada hipótese. Para que uma hipótese estatística seja validada ou rejeitada com certeza, seria necessário examinar toda a população, o que, na prática,

é inviável. Como alternativa, extrai-se uma amostra aleatória da população de interesse. A decisão é tomada com base na amostra (FÁVERO; BELFIORE, 2017).

A base de dados também foi utilizada para prever a quantidade de “faltas de fornecimento” em anos posteriores. Com esse objetivo, fez-se uso de técnicas preditivas a fim de desenvolver modelos de previsão de demandas.

Figura 15 - *Process flow* das atividades de análise estatística executadas no SAS Enterprise



Fonte: O autor.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O estudo estatístico deste trabalho se refere à análise das ocorrências relacionadas à falta de fornecimento na composição dos indicadores DEC/FEC, sendo que se aprofunda no FEC para fins de previsibilidade do desempenho dos alimentadores, de modo a utilizar essas informações para tomada de decisão. Os resultados mostrados se referem aos dados coletados conforme descrito no item 4.2 deste trabalho. Dessa forma, este capítulo está dividido da seguinte maneira:

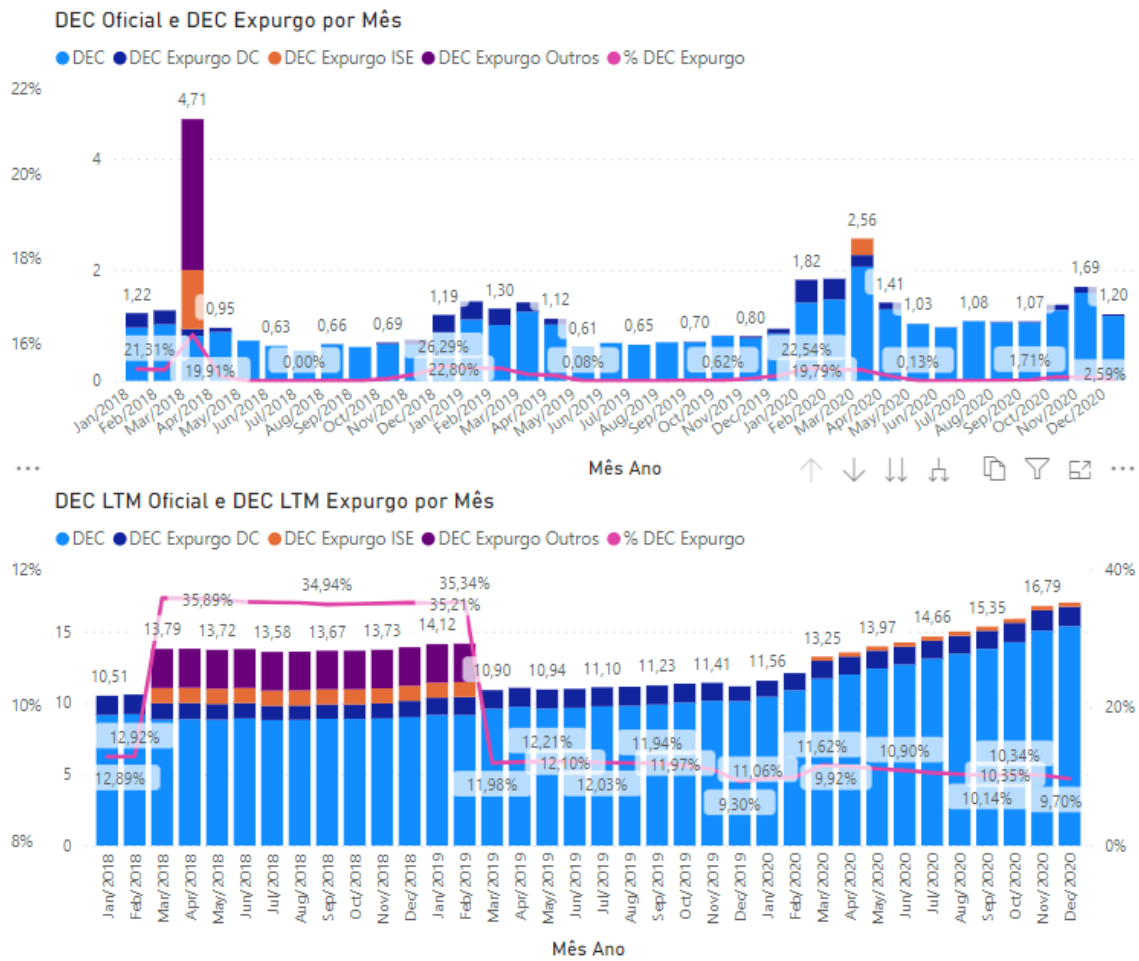
1. Panorama do desempenho geral do sistema de distribuição MT/BT dos regionais pesquisados.
2. Interrupções por atuação das proteções.
3. Interrupções por zonas geoespaciais.
4. Causas das interrupções.
5. Sazonalidade das interrupções.
6. Previsibilidade de demandas de interrupções.

Buscou-se estudar os padrões de falhas nos elementos de proteção em relação à quantidade de clientes afetados, visto que esse é o componente principal para o cálculo dos índices de continuidade. As interrupções de fornecimento sustentadas ao longo de cada conjunto foram segmentadas por religadores das subestações, religadores de linha, chaves de ramal até a atuação da proteção dos transformadores de distribuição em média MT /BT. Os desligamentos de energia que foram expurgados da contabilidade dos indicadores devido aos dias críticos não foram considerados neste estudo. O módulo 1 do Prodist define dia crítico como sendo:

Dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados (ANEEL, 2018b).

A título de exemplo, a Figura 19 mostra o impacto dos dias críticos no cálculo dos indicadores dos três últimos anos pesquisados.

Figura 16 – Valores e percentuais de expurgo do indicador DEC



Fonte: o autor.

5.1 PANORAMA DO DESEMPENHO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

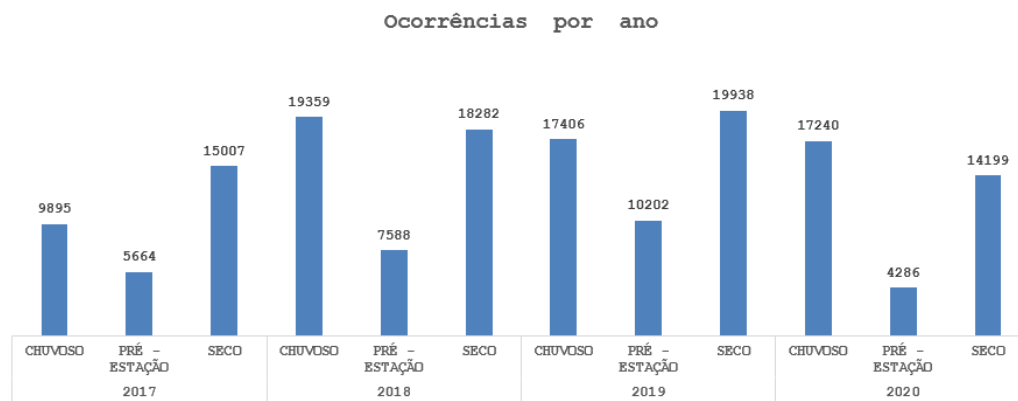
As Figuras 18,19 e 20 mostram os resultados dos dados acumulados nos anos de 2017 a 2020 em relação ao nível de tensão, estação do ano e regionais. Os detalhes dos valores estão dispostos no Anexo B, Dados acumulados das interrupções de fornecimento de energia.

Figura 20 - Dados acumulados por ano e nível de tensão



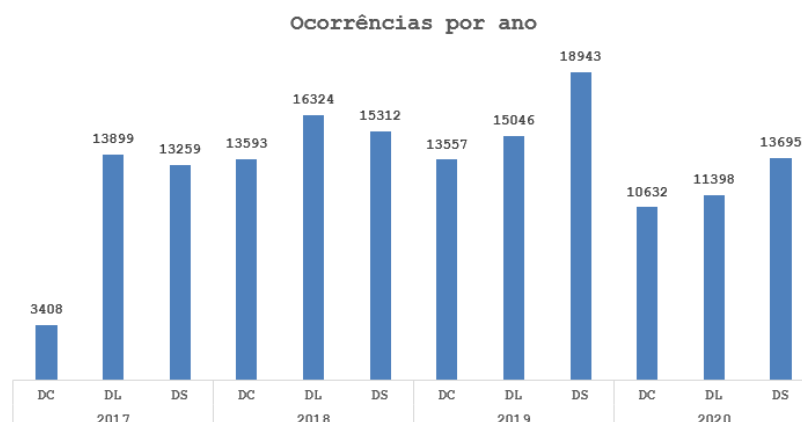
Fonte: o autor.

Figura 21 - Dados acumulados por ano e período



Fonte: O autor.

Figura 22 - Dados acumulados por regional e ano



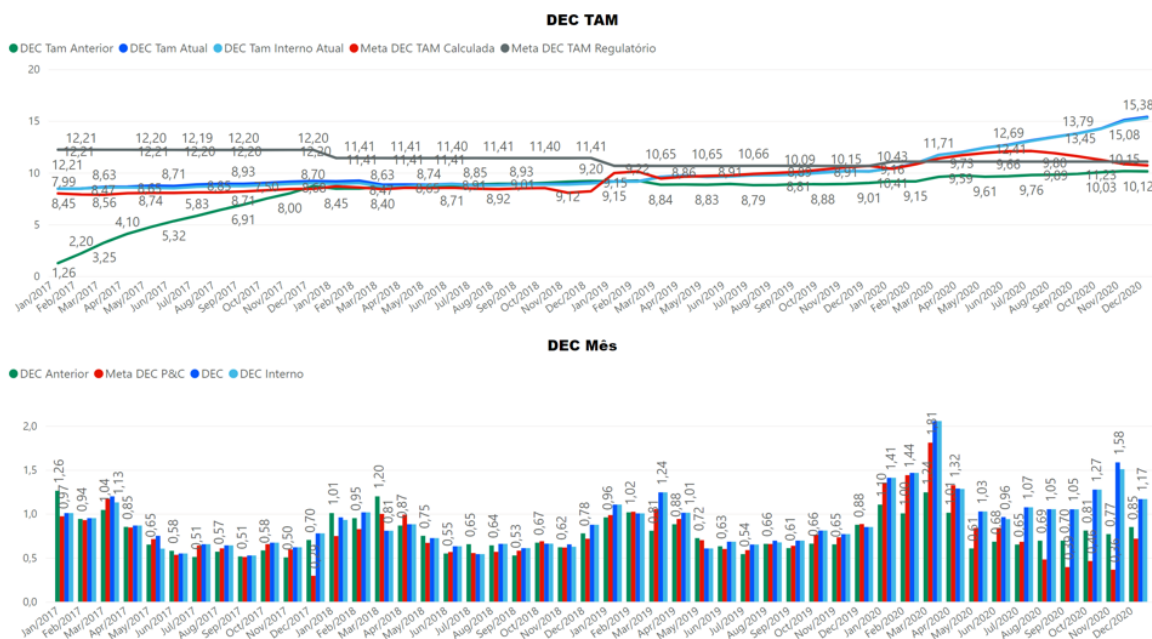
Fonte: o autor.

- Total acumulado das interrupções: 159066.
- Total acumulado das interrupções em MT: 57197.
- Total acumulado das interrupções em BT: 101869.
- Total acumulado na estação seca: 67427.
- Total acumulado no período chuvoso: 63901.
- Total acumulado na pré-estação: 2774.

A pré-estação contribui com 17% do total do número de ocorrências, 40% acontecem no período chuvoso e 43% no período invernos; 19,22% das ocorrências acontecerem em 2017, enquanto 28,43% em 2018. Houve uma queda de 29,89 para 22,46% entre os anos de 2019 e 2020. Com relação ao nível de tensão, 64% das ocorrências são em BT e 36% em MT. O regional DS responde por 38,48% das ocorrências, seguido por DL, com 35,62%, e DC, com 25,89%.

Nas Figuras 23 e 24 estão descritos os valores acumulados de DEC e FEC, respectivamente, na base Total Acumulado nos Últimos Doze Meses (TAM), comparados com a evolução mês a mês dos indicadores. Abaixo, estão mostrados os indicadores em relação à gerência Sul, que engloba o somatório dos clientes dos regionais DS/DC/D.

Figura 23 - DEC acumulado TAM e DEC mês a mês a cada ano pesquisado



Fonte: o autor.

Legenda:

DEC Tam Anterior – resultado do indicador em relação ao mesmo período do ano anterior.

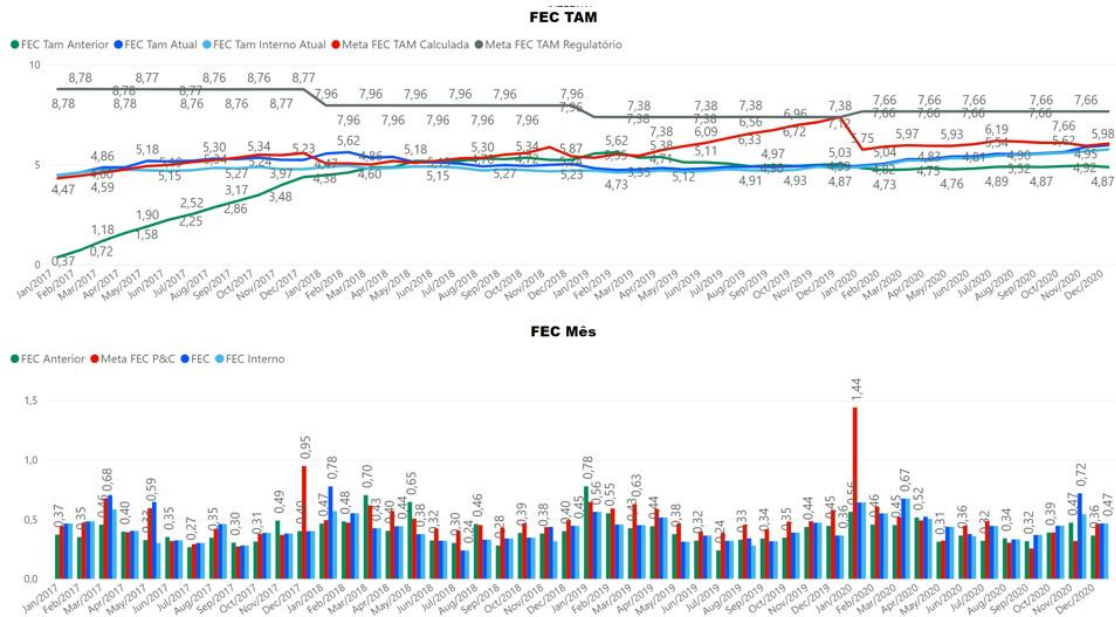
DEC TAM Atual – resultado do indicador em relação ao ano/mês vigente.

DEC TAM Interno Atual – resultado do indicador em relação a meta interna adotada pela distribuidora.

Meta DEC TAM calculada – Meta interna adotada pela distribuidora.
Meta DEC TAM regulatório – Meta estabelecida pelo órgão regulador.

O DEC se apresentou bem abaixo das metas regulatórias entre os anos de 2017, 2018 e 2019, com 74%, 78% e 95%, respectivamente. Já em 2020, houve um aumento significativo de 39% em relação à meta regulatória, muito provavelmente devido aos efeitos da pandemia.

Figura 24 – FEC acumulado TAM e DEC mês a mês a cada ano pesquisado



Fonte: o autor.

Legenda:

FEC Tam Anterior – resultado do indicador em relação ao mesmo período do ano anterior.

FEC TAM Atual – resultado do indicador em relação ao ano/mês vigente.

FEC TAM Interno Atual – resultado do indicador em relação à meta interna adotada pela distribuidora.

Meta FEC TAM calculada – Meta interna adotada pela distribuidora.

Meta FEC TAM regulatório – Meta estabelecida pelo órgão regulador.

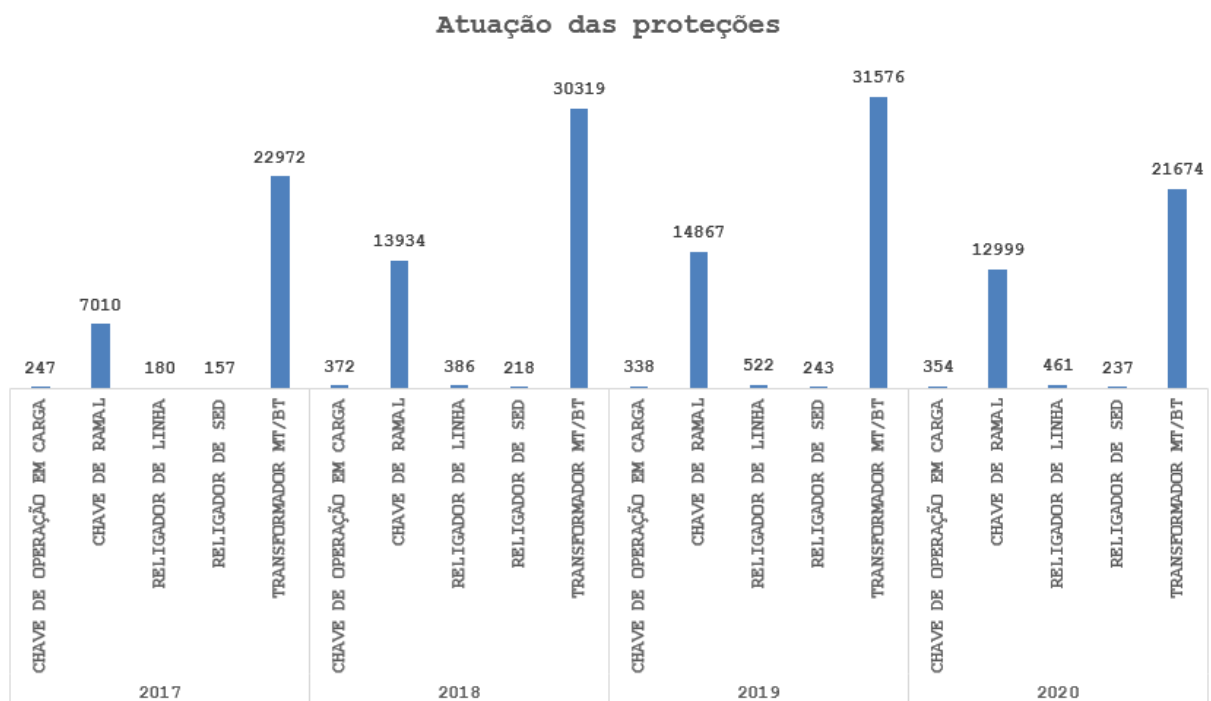
O FEC se apresentou bem abaixo das metas regulatórias em todos os anos pesquisados, com 64%, 79%, 63% e 77% de consumo em cada ano.

O somatório de clientes afetados em BT totalizou 3.015.917 e 11.671.725 em MT, ou 20,5% em BT e 79,5% em MT. Grosso modo, essas relações traduzem as participações do nível de tensão das redes na composição do FEC.

5.2 INTERRUPTÕES POR ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO

Percebe-se que, em relação aos elementos de proteção, existe uma relação inversa entre o número de ocorrências e o número de clientes afetados. Tal fato ocorre devido às características dos sistemas de distribuição de energia elétrica, conforme explicado no item 2.4, na Figura 9, deste trabalho. Nos Anexos C, D, E e F estão descritos os quantitativos de ocorrências mês a mês em cada ano. A Figura 23 mostra os resultados dos dados acumulados por atuação das proteções em cada ano.

Figura 25 - Interrupções por atuação da proteção



Fonte: o autor.

Atuações em chaves de operação em carga representam o menor quantitativo do total das ocorrências, com 0,8% em 2017 e 2018, 0,7% em 2019 e 1% em 2020.

Atuações em chave de ramal representam o segundo maior número do total das ocorrências, com 23% em 2017, 30,8% em 2018, 31,3% em 2019 e 36,4% em 2020.

Atuações em religadores de linha têm baixas quantidades em relação ao total das ocorrências, com 0,6% em 2017, 0,9% em 2018, 0,7% em 2019 e 1,3% em 2020.

Atuações em religadores de SED, assim como os religadores de linha, têm baixos valores em relação ao total das ocorrências, com 0,5% em 2017, 2018 e 2019 e 0,7% em 2020.

Atuações em transformadores MT/BT representam o maior número do total das ocorrências, com 75% em 2017, 67% em 2018, 66,4% em 2019 e 60,7% em 2020. Atuações em MT afetam, em média, 7 vezes mais consumidores que uma em BT.

A Figura 26 mostra a contribuição da atuação das proteções dos três regionais (DS, DC, DL) no indicador FEC por meio da média dos valores anuais.

Figura 26 - Média de FEC anual por atuação das proteções

Tipo de Equipamento	Ano	N Obs.	Média	Desvio padrão
CHAVE DE OPERAÇÃO EM CARGA	2017	247	0,0174622	0,0436548
	2018	372	0,0140198	0,0322092
	2019	338	0,0124428	0,0362694
	2020	354	0,0217833	0,0545208
CHAVE DE RAMAL	2017	7010	0,0036798	0,0093812
	2018	13934	0,0029646	0,0071107
	2019	14867	0,0028817	0,0078522
	2020	12999	0,0040246	0,0164251
RELIGADOR DE LINHA	2017	180	0,0940369	0,0851698
	2018	386	0,0886780	0,0804796
	2019	522	0,0713050	0,0747559
	2020	461	0,0687908	0,0751634
RELIGADOR DE SED	2017	157	0,1763646	0,1321734
	2018	218	0,2039064	0,1586136
	2019	243	0,1602630	0,1320498
	2020	237	0,1456057	0,1258299
TRANSFORMADOR MT/BT	2017	22973	0,0010259	0,0025249
	2018	30321	0,0011143	0,0025759
	2019	31576	0,0011470	0,0041869
	2020	21675	0,0011977	0,0055792

Fonte: o autor.

Atuações em chaves de operação em carga apresentam médias de FEC em torno de 0,01, com exceção do ano de 2020, que permeou em 0,02. Atuações em chaves de ramal atingiram médias em torno de 0,03 em 2017, em 2018 e 2019, médias de 0,02. Já em 2020, houve um aumento de 50% em relação aos dois anos anteriores.

Atuações em religadores de linha trazem uma redução de 0,01 na média dos valores anuais. Atuações em religadores de SED expõem médias de 0,17 em 2017, reduzindo 30% na média ao longo dos anos subsequentes. Atuações em transformadores MT/BT não apresentaram grandes variações nas médias, atingindo valores por volta de 0,001 durante os anos pesquisados.

5.3 INTERRUPÇÕES POR ZONAS GEOESPACIAIS

As características geoespaciais das áreas atendidas por cada alimentador exercem grande influência nos resultados de continuidade do fornecimento. Quanto maior for a extensão dos

alimentadores, maiores serão as dificuldades de mantê-los, o que incide na aplicação de elevados recursos financeiros. Muitas vezes, os valores investidos localmente não pagam os custos operacionais, principalmente devido à densidade de carga/km/alimentador. Os atributos foram divididos por nível de tensão, uma vez que as tratativas para se evitar as falhas diferem na média e baixa tensão.

As Tabelas 7 e 8 mostram a distribuição dos dados analisados. Percebe-se que a maior frequência, tanto em MT quanto em BT, está nos alimentadores mistos urbanos/rurais. Os alimentadores de características litorâneas apresentam baixa frequência, representado menos de 5% do total analisado.

Tabela 7 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas pelos alimentadores (MT)

Zona geoespacial de Carga (Alimentador)	Frequência	Porcentagem	Frequência Acumulada	Porcentagem Acumulada
Misto Urbano/Rural - Predominante Rural	21847	38,20	21847	38,20
Rural	15129	26,45	36976	64,65
Misto Urbano/Rural - Predominante Urbano	13450	23,52	50426	88,16
Urbano	4449	7,78	54875	95,94
Misto Litoral/Urbano - Predominante Litoral	1701	2,97	56576	98,92
Litoral	509	0,89	57085	99,81
Misto Litoral/Urbano - Predominante Urbano	111	0,19	57196	100,00

Fonte: o autor.

O termo “carga” foi utilizado para designar o tipo de consumo de energia suprido pelos alimentadores: urbanos, rurais, litorâneos e mistos.

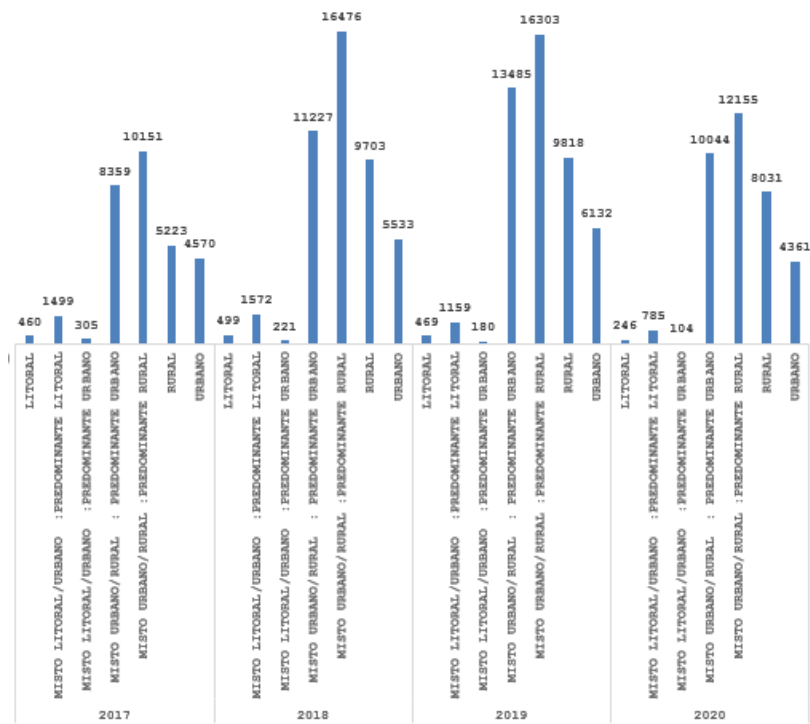
Tabela 8 – Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas pelos alimentadores (BT)

Tipicidade de Carga (Alimentador)	Frequência	Porcentagem	Frequência Acumulada	Porcentagem Acumulada
Misto urbano/rural - predominante rural	33238	32,63	33238	32,63
Misto urbano/rural - predominante urbano	29665	29,12	62903	61,75
Rural	17646	17,32	80549	79,07
Urbano	16147	15,85	96696	94,92
Misto litoral/urbano - predominante litoral	3314	3,25	100010	98,17
Litoral	1165	1,14	101175	99,31
Misto litoral/urbano - predominante urbano	699	0,69	101874	100,00

Fonte: o autor.

A Figura 27 mostra a distribuição geoespacial em base anual.

Figura 27 - Distribuição geoespacial anual



Fonte: o autor.

As atuações em alimentadores nas zonas litorâneas atingiram 1,5% das ocorrências em 2017 e valores abaixo de 1% nos anos subsequentes.

Alimentadores mistos litorâneos/urbanos, predominantemente litorâneos, obtiveram 4,9% das ocorrências em 2017, apresentaram uma redução de 3,48% para 0,29% entre os anos de 2018 a 2020.

Alimentadores mistos urbanos/rurais, predominantemente urbanos, obtiveram 27,35% das ocorrências em 2017 e 24,82% em 2018, permeando 28% nos anos de 2019 e 2020.

Alimentadores mistos urbanos/rurais, predominantemente rurais, apresentaram o maior percentual de ocorrências em todos os anos pesquisados, com 33,21% em 2017 e 36,43% em 2018, permeando 34% nos anos de 2019 e 2020.

Alimentadores rurais alcançaram 17,09% das ocorrências em 2017 e 21,45% em 2018, permeando 20,65% em 2019 e 22,48% em 2020.

Alimentadores urbanos atingiram 14,95% das ocorrências em 2017, performando por volta de 12% nos anos subsequentes.

Nos Anexos G, H, I e J estão descritos os quantitativos de afetações anualmente, tomando-se por base a geolocalização dos alimentadores.

5.4 CAUSAS DAS INTERRUPÇÕES

Compreender as causas relacionadas às faltas de energia permitem que as áreas de planejamento e gestão da manutenção definam e apliquem os recursos para a prevenção de falhas de forma assertiva. São milhares de quilômetros e equipamentos a serem mantidos com recursos limitados, o que torna obrigatória a alocação eficiente dos recursos disponíveis, caso contrário, as metas de DEC/FEC ficarão comprometidas.

Nesta seção, será analisada a distribuição de frequências das faltas de energia de acordo com os tipos de cargas (rurais, urbanas, litorâneas e mistas.). As 57 causas analisadas são explicadas pelas 15 causas mais recorrentes, ou seja, mais de 90% das ocorrências são explicadas por 26,31% das causas.

Ocorrências BT e MT – causas internas e externas:

1. para a rede de MT, o n.º de registros devido a causas externas é de 47.630, ou 83,3% do total para a rede MT.

2. As ocorrências devido a causas internas somam 9.567, ou 16,7%. Entretanto, com relação ao n.º de clientes afetados, as participações são de 67,4% para causas externas e 32,6% para internas.
3. Para a rede de BT, o n.º de registros devido a causas externas é de 59.025, ou 58% do total para a rede BT. As ocorrências devido a causas internas somam 42.844, ou 42%. Entretanto, com relação ao n.º de clientes afetados, as participações são de 70% para causas externas e 30% para internas.
4. Para os itens 5 e 6, são consideradas as condições do Capítulo 5, item 5.3, (tabelas dos alimentadores classificados de forma geoespacial). Foram descartados os que envolvem os do litoral. Para cada tipo de alimentador, foram tomadas as 15 causas mais recorrentes (26% das 57 existentes para registro) totalizando mais de 90% das ocorrências. Essas 15 causas não são necessariamente as mesmas para todos os tipos de alimentadores.
5. As quatro causas externas mais relevantes para as redes MT são: descarga atmosférica (34,3% dos registros MT); pássaros (19,3%); defeito temporário não identificado (17,7%) e vegetação (5,8%). Defeito em chave de ramal (3,9%) e defeito em transformador (2,0%) são as causas internas mais significativas.
6. Total desta amostra: 83% dos registros, com apenas 11% das opções de causas (Pareto).
7. Na baixa tensão das causas externas mais comuns foram: terceiros acidentais (20,1% do total BT), vegetação (12,6%), descarga atmosférica (8,1%), pássaros (7%) e defeito temporário não identificado (6,9%). Como causas internas, predominam defeito em conexão (18,6%) e defeito em chave fusível (5,6%). Total desta amostra: 78,9% dos registros, com 12% das opções de causas (Pareto).
8. Somando as interrupções por causas externas em BT e MT, tem-se 106.655 (itens 1 e 3). Ainda para BT e MT, somam-se: 27.888 descargas atmosféricas, 14.807 vegetação, 16.399 pássaros e 15.862 defeitos não identificados, totalizando 74.956 registros de ocorrência no período, ou 70,3% do total.
9. O total de clientes afetados por interrupções causadas por ações externas à rede é 67,4% de 11.671.725, ou 7.866.742, para MT. E, para BT, 70% de 3.015.917, ou 2.111.141 (item 2). Portanto, o total de clientes (UCs) afetados por causas externas é de 9.977.883, que representa 68% do total. Os clientes afetados por descargas atmosféricas somam 2.406.057 (24% do total), vegetação 893.029 (9%), pássaros

871.930 (9%) e defeitos temporários não identificados 2.452.813 (25%). Apenas essas 4 causas representam 67% do universo de clientes afetados por causas externas.

As Tabelas 9 e 10 apresentam causas que compõem as cargas de características mistas em média e baixa tensão, respectivamente.

Observa-se que descargas atmosféricas, defeito temporário não identificado e pássaros correspondem a 69,03% das causas em média tensão, enquanto na baixa tensão as ocorrências causadas por terceiros, defeito em conexão e vegetação correspondem a 46,82%.

Tabela 9 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (urbanos/rurais, predominantemente rurais/MT)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Descargas atmosféricas	7052	32,28	7052	32,28
Defeito temporário não identificado	4049	18,53	11101	50,81
Pássaro	3980	18,22	15081	69,03
Vegetação	1159	5,31	16240	74,34
Terceiros – acidental	779	3,57	17019	77,90
Defeito em chave de ramal	680	3,11	17699	81,01
Desligamento emergencial	486	2,22	18185	83,24
Defeito em transformador	378	1,73	18563	84,97
Animais	303	1,39	18866	86,36
Ninho de pássaro	291	1,33	19157	87,69
Defeito em para-raios	239	1,09	19396	88,78
Grande cliente regularizado	215	0,98	19611	89,77
<i>Jump</i> partido	213	0,97	19824	90,74
Defeito em conexão	212	0,97	20036	91,71
Defeito em isolador	202	0,92	20238	92,64

Fonte: o autor.

Tabela 10 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (urbanos/rurais, predominantemente rurais/BT)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Terceiros – acidental	6461	19,44	6461	19,44
Defeito em conexão	5131	15,44	11592	34,88
Vegetação	3969	11,94	15561	46,82
Descargas atmosféricas	2920	8,79	18481	55,60
Pássaro	2603	7,83	21084	63,43
Defeito temporário não identificado	2451	7,37	23535	70,81
Defeito em chave fusível	1813	5,45	25348	76,26
Defeito no disjuntor no trafo	1471	4,43	26819	80,69
Condutor trançado	1203	3,62	28022	84,31
Desligamento emergencial	812	2,44	28834	86,75
<i>Jump</i> partido	745	2,24	29579	88,99
Falha de ajuste da proteção	641	1,93	30220	90,92
Defeito em transformador	569	1,71	30789	92,63
Condutor partido	498	1,50	31287	94,13
Ramal de ligação substituído	459	1,38	31746	95,51

Fonte: o autor.

As Tabelas 11 e 12 mostram as causas que compõem as cargas de características mistas em média e baixa tensão, respectivamente.

Observa-se que descargas atmosféricas, pássaros e defeito temporário não identificado correspondem a 66,57% das causas em média tensão, enquanto na baixa tensão as ocorrências causadas por defeito em conexão, terceiros e vegetação correspondem a 49,1%.

Tabela 11 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (urbanos/rurais, predominantemente urbanos/MT)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Descargas atmosféricas	4764	35,42	4764	35,42
Pássaro	2420	17,99	7184	53,41
Defeito temporário não identificado	1769	13,15	8953	66,57
Vegetação	762	5,67	9715	72,23
Defeito em chave de ramal	604	4,49	10319	76,72
Desligamento emergencial	478	3,55	10797	80,28
Terceiros acidental	439	3,26	11236	83,54
Defeito em transformador	340	2,53	11576	86,07
Defeito em para-raios	216	1,61	11792	87,67
Animais	172	1,28	11964	88,95
Defeito em isolador	138	1,03	12102	89,98
Grande cliente regularizado	134	1,00	12236	90,97
<i>Jump</i> partido	124	0,92	12360	91,90
Defeito em chave fusível	108	0,80	12468	92,70
Defeito em conexão	102	0,76	12570	93,46

Fonte: o autor.

Tabela 12 – Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (urbanos/rurais, predominantemente urbanos/BT)

(continua)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência Acumulada	Percentual Acumulado
Defeito em conexao	5328	17,96	5328	17,96
Terceiros acidental	5106	17,21	10434	35,18
Vegetação	4131	13,93	14565	49,10
Descargas atmosféricas	2367	7,98	16932	57,08
Pássaro	1924	6,49	18856	63,57
Defeito em chave fusível	1795	6,05	20651	69,62
Defeito temporário não identificado	1679	5,66	22330	75,28
Condutor trançado	1287	4,34	23617	79,62
Defeito no disjuntor no trafo	1265	4,26	24882	83,89

Tabela 12 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (urbanos/rurais, predominantemente urbanos/BT)

(conclusão)

<i>Jump</i> partido	1193	4,02	26075	87,91
Ramal de ligação substituído	716	2,41	26791	90,32
Desligamento emergencial	702	2,37	27493	92,69
Animais	462	1,56	27955	94,25
Sobrecarga	300	1,01	28255	95,26
Condutor partido	232	0,78	28487	96,04

Fonte: o autor.

As Tabelas 13 e 14 apresentam as causas que compõem as cargas de características rurais em média e baixa tensão, respectivamente.

Observa-se que descargas atmosféricas, pássaros e defeito temporário não identificado correspondem a 64,97% das causas em média tensão, enquanto baixa tensão as ocorrências causadas por terceiros, defeito em conexão e vegetação correspondem a 45,79%.

Tabela 13 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores rurais (MT)

(continua)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Descargas atmosféricas	4541	30,02	4541	30,02
Pássaro	2778	18,36	7319	48,38
Defeito temporário não identificado	2510	16,59	9829	64,97
Terceiros acidental	712	4,71	10541	69,67
Vegetação	637	4,21	11178	73,88
Defeito em chave de ramal	503	3,32	11681	77,21
Desligamento emergencial	343	2,27	12024	79,48
Grande cliente regularizado	304	2,01	12328	81,49
Ninho de pássaro	280	1,85	12608	83,34
Animais	219	1,45	12827	84,78
Condutor partido	210	1,39	13037	86,17
Defeito em isolador	205	1,36	13242	87,53
Defeito em transformador	205	1,36	13447	88,88

Tabela 13 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores rurais (MT)

				(conclusão)
<i>Jump</i> partido	203	1,34	13650	90,22
Degradação material	196	1,30	13846	91,52

Fonte: o autor.

Tabela 14 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores rurais (BT)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Terceiros – acidental	3825	21,68	3825	21,68
Defeito em conexão	2698	15,29	6523	36,97
Vegetação	1557	8,82	8080	45,79
Pássaro	1498	8,49	9578	54,28
Descargas atmosféricas	1451	8,22	11029	62,50
Defeito temporário não identificado	1082	6,13	12111	68,64
Defeito em chave fusível	1048	5,94	13159	74,58
Defeito no disjuntor no trafo	800	4,53	13959	79,11
Condutor trançado	547	3,10	14506	82,21
Desligamento emergencial	545	3,09	15051	85,30
Condutor partido	501	2,84	15552	88,14
Falha de ajuste da proteção	374	2,12	15926	90,26
Defeito em transformador	347	1,97	16273	92,22
<i>Jump</i> partido	255	1,45	16528	93,67
Animais	225	1,28	16753	94,94

Fonte: o autor.

As Tabelas 15 e 16 mostram as causas que compõem as cargas de características urbanas em média e baixa tensão, respectivamente.

Observa-se que descargas atmosféricas, defeito temporário não identificado e pássaros correspondem a 52,15% das causas em média tensão, na baixa tensão as ocorrências causadas, defeito em conexão por terceiros e vegetação correspondem a 57,13%.

Tabela 15 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores urbanos (MT)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Descargas atmosféricas	1037	23,31	1037	23,31
Defeito temporário não identificado	648	14,57	1685	37,87
Pássaro	635	14,27	2320	52,15
Vegetação	387	8,70	2707	60,85
Terceiros – acidental	293	6,59	3000	67,43
Desligamento emergencial	218	4,90	3218	72,33
Defeito em chave de ramal	167	3,75	3385	76,08
Grande cliente regularizado	143	3,21	3528	79,30
Defeito em conexão	86	1,93	3614	81,23
<i>Jump</i> partido	84	1,89	3698	83,12
Animais	81	1,82	3779	84,94
Defeito em transformador	72	1,62	3851	86,56
Condutor trançado	60	1,35	3911	87,91
Poste abalroado	58	1,30	3969	89,21
Condutor partido	50	1,12	4019	90,33

Fonte: o autor.

Tabela 16 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores urbanos (BT)

(continua)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Defeito em conexao	4057	25,13	4057	25,13
Terceiros – acidental	3209	19,87	7266	45,00
Vegetação	1959	12,13	9225	57,13
Defeito temporário não identificado	1191	7,38	10416	64,51
Descargas atmosféricas	723	4,48	11139	68,98
<i>Jump</i> partido	678	4,20	11817	73,18
Condutor trançado	580	3,59	12397	76,78
Ramal de ligação substituído	577	3,57	12974	80,35

Tabela 16 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores urbanos (BT)

				(conclusão)
Defeito em chave fusível	518	3,21	13492	83,56
Desligamento emergencial	463	2,87	13955	86,42
Pássaro	442	2,74	14397	89,16
Defeito no disjuntor no trafo	412	2,55	14809	91,71
Sobrecarga	302	1,87	15111	93,58
Condutor partido	228	1,41	15339	95,00
Pipa	131	0,81	15470	95,81

Fonte: o autor.

As Tabelas 17 e 18 mostram as causas que compõem as cargas de características mistas em média e baixa tensão, respectivamente.

Observa-se que descargas atmosféricas, defeito temporário não identificado e desligamento emergencial, maresia e degradação de material correspondem a 52,15% das causas em média tensão, na baixa tensão as ocorrências causadas por defeito em conexão, terceiros e defeito temporário não identificado correspondem a 58,51%.

Tabela 17 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (litoral/urbanos, predominantemente litoral/MT)

				(continua)
Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Descargas atmosféricas	260	15,29	260	15,29
Defeito temporário não identificado	210	12,35	470	27,63
Desligamento emergencial	193	11,35	663	38,98
Maresia	125	7,35	788	46,33
Degradação material	99	5,82	887	52,15
Defeito em chave de ramal	93	5,47	980	57,61
Terceiros – acidental	90	5,29	1070	62,90
Pássaro	85	5,00	1155	67,90
Grande cliente regularizado	81	4,76	1236	72,66
Defeito em conexão	64	3,76	1300	76,43
Falha de ajuste da proteção	62	3,64	1362	80,07

Tabela 17 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (litoral/urbanos, predominantemente litoral/MT)

(conclusão)

<i>Jump</i> partido	41	2,41	1403	82,48
Vegetação	41	2,41	1444	84,89
Defeito em isolador	39	2,29	1483	87,18
Defeito em transformador	39	2,29	1522	89,48

Fonte: o autor.

Tabela 18 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (litoral/urbanos, predominantemente litoral/BT)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Defeito em conexao	1289	38,90	1289	38,90
Terceiros – acidental	374	11,29	1663	50,18
Defeito temporário não identificado	276	8,33	1939	58,51
Desligamento emergencial	187	5,64	2126	64,15
Vegetação	186	5,61	2312	69,76
Descargas atmosféricas	136	4,10	2448	73,87
<i>Jump</i> partido	132	3,98	2580	77,85
Falha de ajuste da proteção	109	3,29	2689	81,14
Defeito no disjuntor no trafo	84	2,53	2773	83,68
Condutor partido	70	2,11	2843	85,79
Defeito em chave fusível	68	2,05	2911	87,84
Ramal de ligação substituído	64	1,93	2975	89,77
Defeito em transformador	60	1,81	3035	91,58
Maresia	60	1,81	3095	93,39
Sobrecarga	42	1,27	3137	94,66

Fonte: o autor.

As Tabelas 19 e 20 mostram as causas que compõem as cargas de características mistas em média e baixa tensão, respectivamente.

Observa-se que *jump* partido, defeito temporário não identificado, pássaro, ocorrências ocasionadas por terceiros e defeito em conexão correspondem a 50,45% das causas em média tensão, na baixa tensão as ocorrências causadas por defeito em conexão, terceiros e *jump* partido correspondem a 77,68%.

Tabela 19 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (litoral/urbanos, predominantemente urbano/MT)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
<i>Jump</i> partido	14	12,61	14	12,61
Defeito temporário não identificado	13	11,71	27	24,32
Pássaro	11	9,91	38	34,23
Terceiros – acidental	10	9,01	48	43,24
Defeito em conexão	8	7,21	56	50,45
Desligamento emergencial	6	5,41	62	55,86
Grande cliente regularizado	6	5,41	68	61,26
Condutor partido	5	4,50	73	65,77
Degradação material	5	4,50	78	70,27
Defeito em chave de ramal	4	3,60	82	73,87
Descargas atmosféricas	4	3,60	86	77,48
Pipa	4	3,60	90	81,08
Vandalismo	4	3,60	94	84,68
Defeito em chave fusível	3	2,70	97	87,39
Defeito em transformador	3	2,70	100	90,09

Fonte: o autor.

Tabela 20 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (litoral/urbanos, predominantemente urbano/BT)

(continua)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Defeito em conexão	473	67,67	473	67,67
Terceiros – acidental	39	5,58	512	73,25
<i>Jump</i> partido	31	4,43	543	77,68
Desligamento emergencial	30	4,29	573	81,97
Defeito temporário não identificado	26	3,72	599	85,69
Condutor partido	15	2,15	614	87,84
Descargas atmosféricas	12	1,72	626	89,56
Ramal de ligação substituído	10	1,43	636	90,99
Vegetação	10	1,43	646	92,42

Tabela 20 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores mistos (litoral/urbanos, predominantemente urbano/BT)

				(conclusão)
Falha de ajuste da proteção	9	1,29	655	93,71
Defeito no disjuntor no trafo	8	1,14	663	94,85
Degradação material	8	1,14	671	95,99
Sobrecarga	7	1,00	678	97,00
Condutor trançado	5	0,72	683	97,71
Pássaro	4	0,57	687	98,28

Fonte: o autor.

As Tabelas 21 e 22 mostram as causas que compõem as cargas de características litorâneas em média e baixa tensão, respectivamente.

Observa-se que maresia, ocorrências ocasionadas por grandes clientes, descargas atmosféricas, pássaro e defeito temporário não identificado correspondem a 53,05% das causas em média tensão, na baixa tensão as ocorrências causadas por defeito em conexão, terceiros e defeito temporário não identificado correspondem a 66,78%.

Tabela 21 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores litorâneos (MT)

				(continua)
Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Maresia	77	15,13	77	15,13
Grande cliente regularizado	57	11,20	134	26,33
Descargas atmosféricas	54	10,61	188	36,94
Pássaro	46	9,04	234	45,97
Defeito temporário não identificado	36	7,07	270	53,05
Degradação material	31	6,09	301	59,14
Desligamento emergencial	30	5,89	331	65,03
Defeito em chave de ramal	26	5,11	357	70,14
Terceiros – acidental	25	4,91	382	75,05
Falha de ajuste da proteção	23	4,52	405	79,57
Defeito em conexão	19	3,73	424	83,30
Vegetação	15	2,95	439	86,25

Tabela 21 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores litorâneos (MT)

				(conclusão)
<i>Jump</i> partido	12	2,36	451	88,61
Defeito em transformador	7	1,38	458	89,98
Condutor partido	6	1,18	464	91,16

Fonte: o autor.

Tabela 22 - Distribuição de frequências dos tipos de cargas atendidas por alimentadores litorâneos (BT)

Causa	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Defeito em conexao	589	50,56	589	50,56
Terceiros acidental	132	11,33	721	61,89
Defeito temporário não identificado	57	4,89	778	66,78
Desligamento emergencial	52	4,46	830	71,24
<i>Jump</i> partido	50	4,29	880	75,54
Descargas atmosféricas	38	3,26	918	78,80
Defeito em chave fusível	33	2,83	951	81,63
Vegetação	30	2,58	981	84,21
Falha de ajuste da proteção	29	2,49	1010	86,70
Defeito no disjuntor no trafo	25	2,15	1035	88,84
Ramal de ligação substituído	23	1,97	1058	90,82
Degradação material	17	1,46	1075	92,27
Maresia	17	1,46	1092	93,73
Sobrecarga	14	1,20	1106	94,94
Condutor trançado	12	1,03	1118	95,97

Fonte: o autor.

5.5 SAZONALIDADE DAS INTERRUPÇÕES

Neste item, apresenta-se a frequência de afetações de acordo com os quesitos pesquisados, a fim de detectar a existência de sazonalidade, principalmente devido às variações climáticas.

As redes distribuição aéreas sofrem severos impactos devido às intempéries climáticas, muito tempo sem chuva causa um depósito de poeira (película de particulados) na cerâmica/vidro/plástico de isoladores, para-raios, chaves, etc. Quando vem uma chuva muito leve (chuveiro) ou mesmo uma névoa, forma-se um eletrólito naquela película, causando uma falta de energia de difícil identificação. Por outro lado, no Ceará, é muito comum chuvas intensas com ventos fortes, o que ocasiona curtos-circuitos, queda de árvores sobre as redes e quebra de condutores. Entender o comportamento desses fenômenos é de grande importância para a aplicação dos recursos de manutenção.

A designação mensal dos meses foi feita por meio do seu número correspondente, um para o mês de janeiro, dois para o mês de fevereiro e assim sucessivamente.

A Tabela 23 mostra a distribuição dos dados analisados acumuladamente. Percebe-se que as maiores frequências ocorrem no período seco e chuvoso.

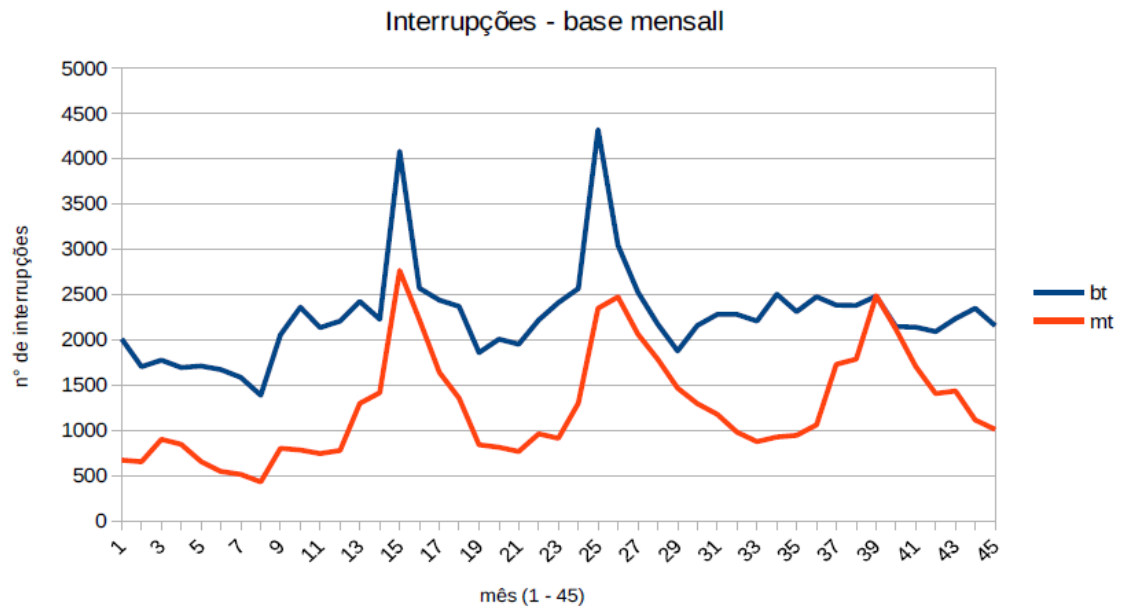
Tabela 23 - Distribuição de frequência acumulada das faltas e energia por estação do ano

Estação do Ano	Frequência	Percentual	Frequência acumulada	Percentual acumulado
Seco	67427	42,39	67427	42,39
Chuvoso	63901	40,17	131328	82,56
Pré-estação	27742	17,44	159070	100,00

Fonte: o autor.

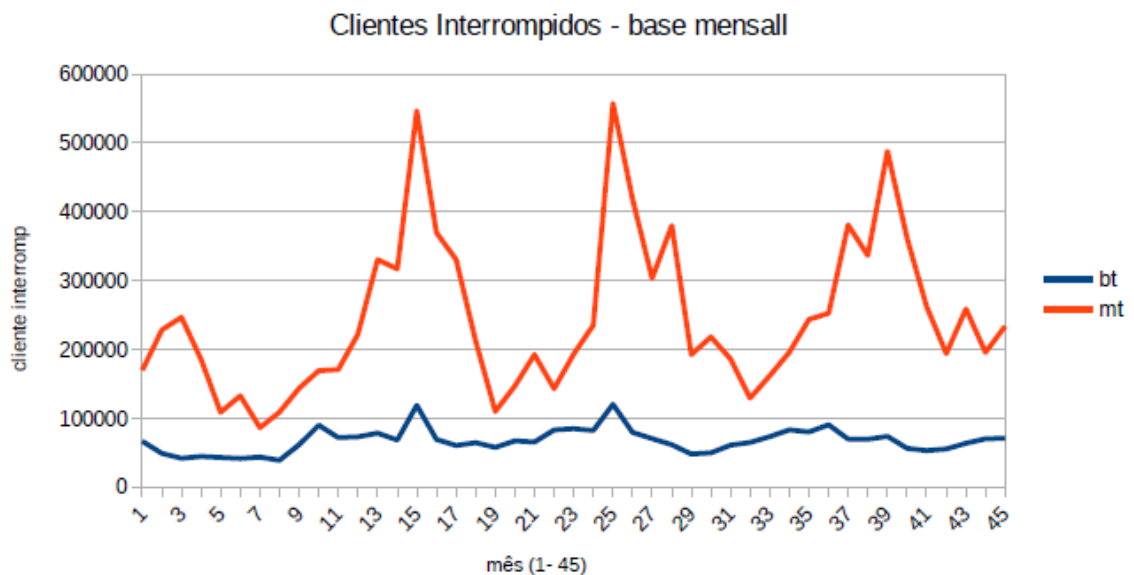
A Figura 28 mostra o total de ocorrências registradas em BT e MT ao longo de 45 meses, de janeiro de 2017 a setembro de 2020. Visualmente, observa-se com clareza um comportamento sazonal, especialmente em MT. Mais adiante, será visto que isso se deve às descargas atmosféricas.

Figura 28 - Interrupções em base mensal



Esse mesmo comportamento se observa para o somatório de clientes afetados/mês, conforme descrito na Figura 29.

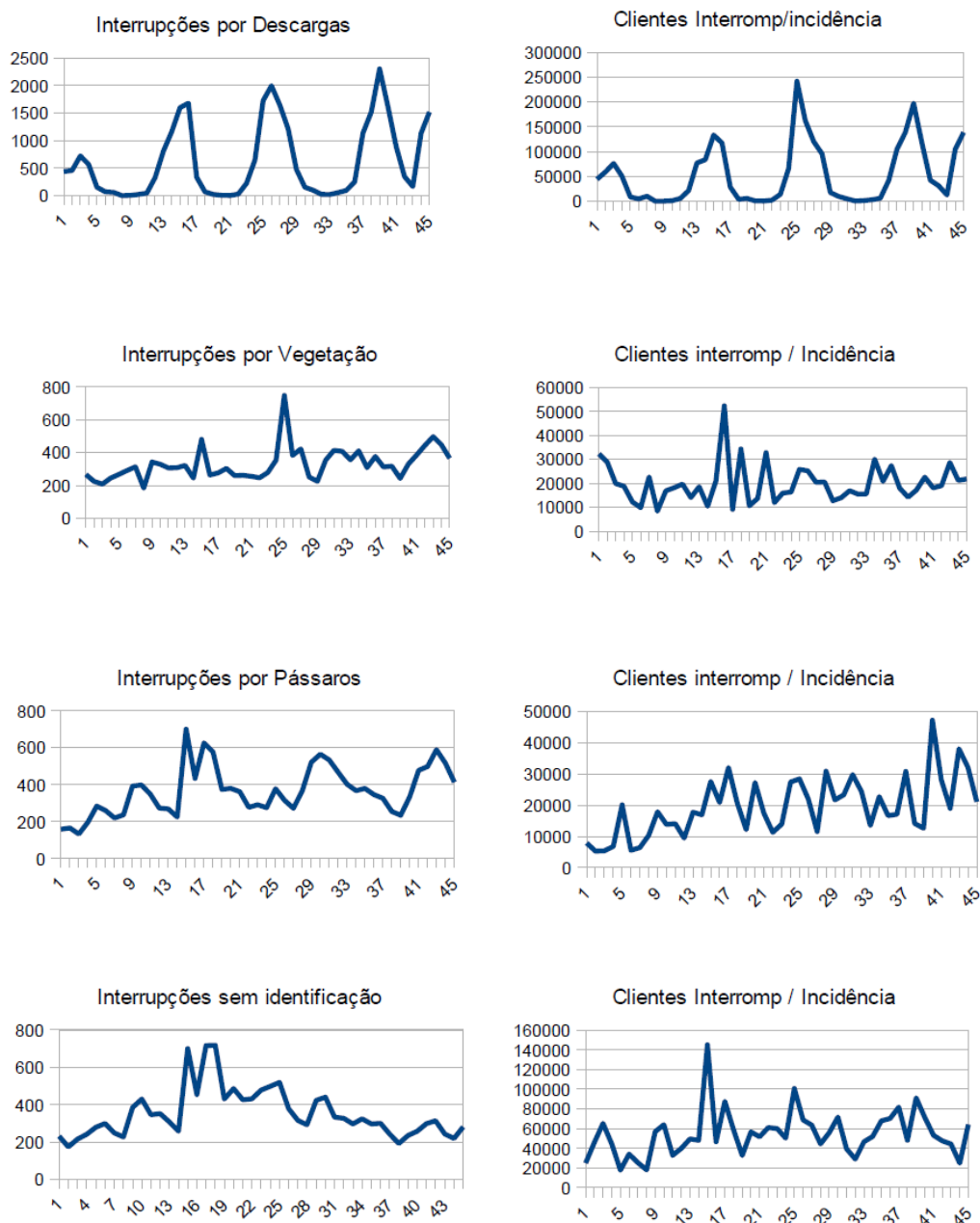
Figura 29 - Clientes interrompidos em base mensal



Foi verificado o comportamento temporal, em base mensal (45 meses), dessas 4 causas externas, que representam 70% e 67% das ocorrências e clientes afetados por causas externas,

conforme gráficos da Figura 30. Espera-se algum comportamento sazonal em virtude das naturezas dessas ações: clima, flora e fauna.

Figura 30 - Sazonalidade dos quesitos pesquisados



Fonte: o autor.

5.6 PREVISIBILIDADE DE DEMANDAS DE INTERRUPÇÕES

A previsão da demanda de interrupções foi feita através de dois métodos distintos, os quais serão apresentados a seguir: método clássico de séries temporais e análise de regressão linear múltipla.

5.6.1 Séries temporais

As séries permitem fazer previsão para um intervalo de tempo futuro em uma unidade básica de tempo. No estudo, a unidade básica de tempo foi o mês. Foram analisadas cerca de 160 mil ocorrências em média tensão (MT) de jan./17 (1701) a set./20 (2009).

Na tabela 30 é apresentado um estudo sobre séries temporais (modelo clássico multiplicativo) para as incidências nas redes de MT entre janeiro de 2017 (mês $i = 1$) até setembro de 2020 (mês $i = 45$).

A referência ao mês é AAMM, exemplo: 2004, indica mês de abril ano de 2020. Esses dados foram processados em planilhas e geraram o gráfico da Figura 29, linha vermelha. As incidências foram nominadas como Y_i , o mês “i” em numeração crescente.

Os resultados da “Tendência” e “Sazonalidade” estão descritos nas Tabelas 31 e 32. Na Figura 30 é apresentada uma regressão linear simples (T_i) para mostrar o leve crescimento das incidências (Y_i) ao longo dos meses (i).

A equação obtida é: $T_i = 18,923 + 826,98 \cdot i$. T_i representa o cálculo da componente da tendência para cada mês da série.

Em verdade, as séries temporais multiplicativas se apresentam como a equação abaixo:

- $Y_i = C_i \cdot T_i \cdot S_i \cdot E_i$

Em que: C_i – componente secular (de longo prazo). Ausente nesta série curta de menos de 4 anos. Sendo assim, a série se reduz a:

- $Y_i = T_i \cdot S_i \cdot E_i$

Em que: T_i – componente da tendência. Mostra o comportamento de crescimento, decrescimento ou estabilidade ao longo do tempo da série.

- S_i – componente sazonal.
- E_i – componente aleatória. Comportamento não explicado pela tendência e pela sazonalidade.

Na tabela 32 é mostrada a “Sazonalidade”, onde é feito o cálculo de S_i . Haverá um valor único de S_i para cada mês do calendário anual, isto é, de janeiro a dezembro, independentemente do ano.

A média móvel centrada é calculada para Y_i/T_i . Tomando o intervalo de um ano (jan. a dez.), o centro dele será na passagem de junho para julho. Ocorre que esta MMC deve estar indicada num mês, e não na passagem entre um e outro. Para contornar o problema, desloca-se o ano um mês adiante, isto é, de fev. a jan. seguinte. Agora, o centro estará na passagem de julho para agosto. Portanto, a média central no mês de julho será a média entre o seu início (0:00h de 01/07) e seu final (24:00h de 31/07), ou seja, as duas médias mencionadas acima. Isso se repete para todos os meses da série. Evidentemente que os primeiros e últimos 6 meses não poderão ser determinados.

O índice de sazonalidade prévio é obtido mediante a divisão da relação Y_i/T_i pela MMC_i , isto é, para cada mês da série.

O S_i final é calculado ao se multiplicar o S_i prévio pela média dos valores encontrados a cada mês do ano. Os valores e indicados nos anos 2017, 2018, 2019 e 2020 formam uma matriz (mês x ano).

Cada célula dessa matriz receberá o respectivo valor de S_i prévio, obtém-se a média dos S_i prévio para cada mês. Existem valores acima e abaixo de 1. A soma dos meses deveria ser 12. No caso, foi de 11,643. Portanto, os valores precisam ser corrigidos por um fator de 1,031 (12/11,643). Isso é feito na Tabela 33 e, finalmente, têm-se os valores de S_i corrigidos.

A relação $Y_i / (T_i \cdot S_i)$ é igual a E_i , ou seja, a componente aleatória não explicada, em última análise, traduz-se como a precisão do método. A relação $(T_i \cdot S_i)$ é denominada de Y_i ajustado:

- $Y_i(\text{ajustado}) = T_i \cdot S_i$

Esse valor é completamente previsível para um futuro próximo. Exemplo: na atual série i vai até 45. Previsões poderiam ser feitas com $i = 46, 47, 48, \dots$ e considerando o S_i final de cada mês.

Foi feita uma previsão para 12 meses em diante em relação à base de dados, isto é, desde outubro de 2020 ($i = 46$) até setembro de 2021 ($i = 57$) – células em amarelo, conforme descrito na Tabela 34.

O gráfico da Figura 29 mostra na linha azul o valor real de Y_i para os últimos 12 meses da série. A linha vermelha mostra o valor Y_i ajustado (calculado) para os mesmos últimos 12 meses e com a projeção de mais 12 meses à frente. O gráfico na Figura 30 mostra o E_i

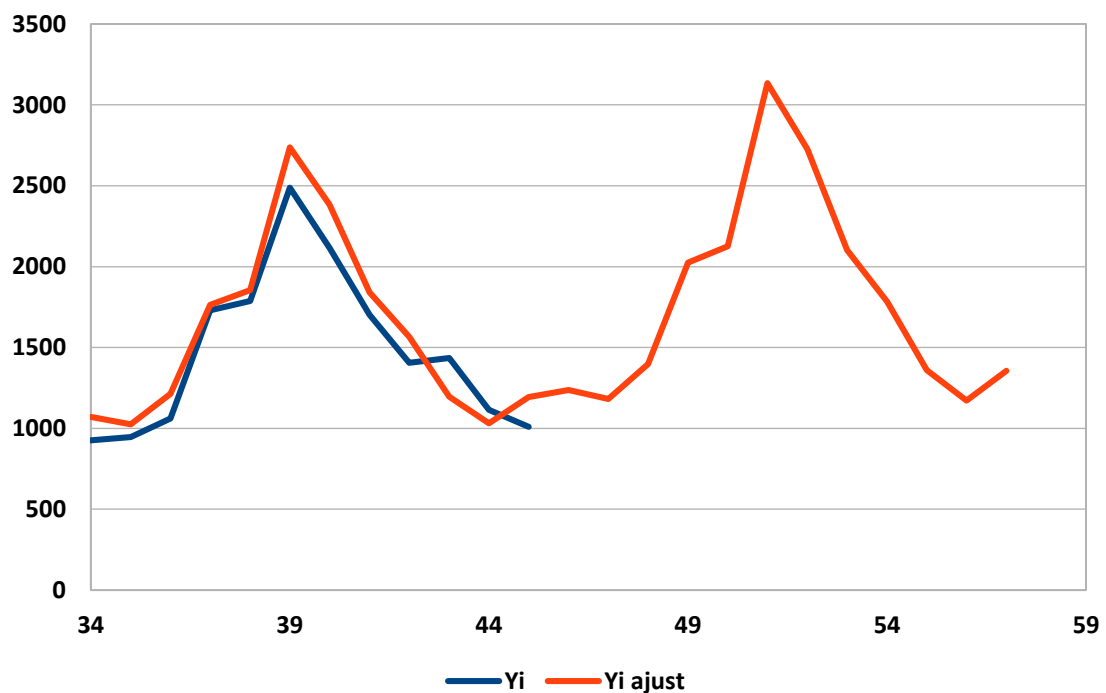
(componente aleatória) para os últimos 12 meses da série. A precisão ficou entre -7% e $+18\%$. O resultado só não é melhor porque os dados de 2017 parecem fora do padrão de 2018 a 2020. A aplicação de séries temporais na prática exige constante atualização, isto é, a cada mês ou 3 meses, eliminam-se os dados mais antigos que serão substituídos por dados recentes. Então, refaz-se todo o processo e atualizam-se as previsões.

Y_i é o valor real e $Y_i(\text{ajust})$ é o valor ajustado. Os valores de tendência (T_i) e de sazonalidade (S_i) calculados são mostrados no Quadros 6 e 7. A Figura 35 mostra o índice médio de sazonalidade.

A previsão foi feita para 12 meses seguintes (poderiam ser 3, 6 ou qualquer outro valor), ou seja, de out./2020 (2010) a set./21 (2109).

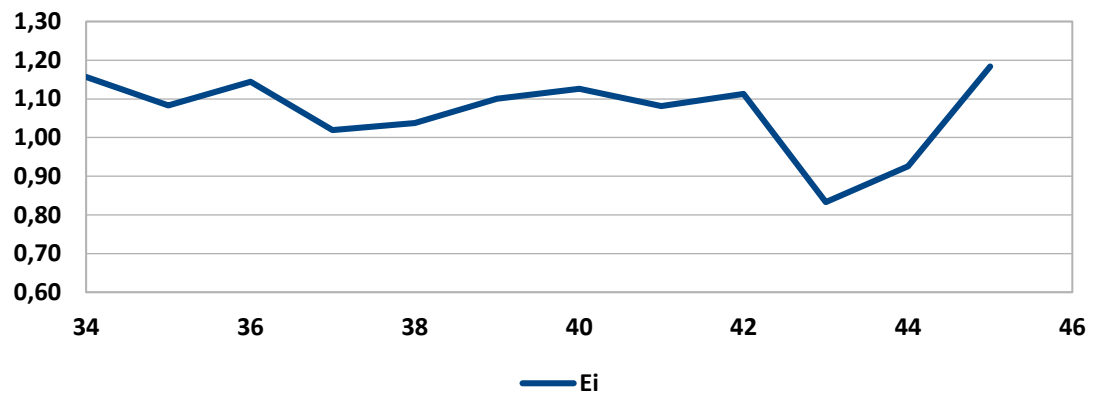
Foi feita uma comparação dos resultados obtidos com o “Método estrutural Wessa, P. (2022)” com o método estrutural (MS) para esses mesmos 12 meses. Trata-se de um outro método de cálculo de séries temporais, alternativo ao método clássico (MC). Aplicou-se os dados a um algoritmo e se fez a comparação, o gráfico da Figura 30 apresenta os valores reais de 12 meses anteriores e a projeção para 12 meses seguintes pelos dois métodos – MS e MC.

Figura 31 - Dados de análise das séries temporais



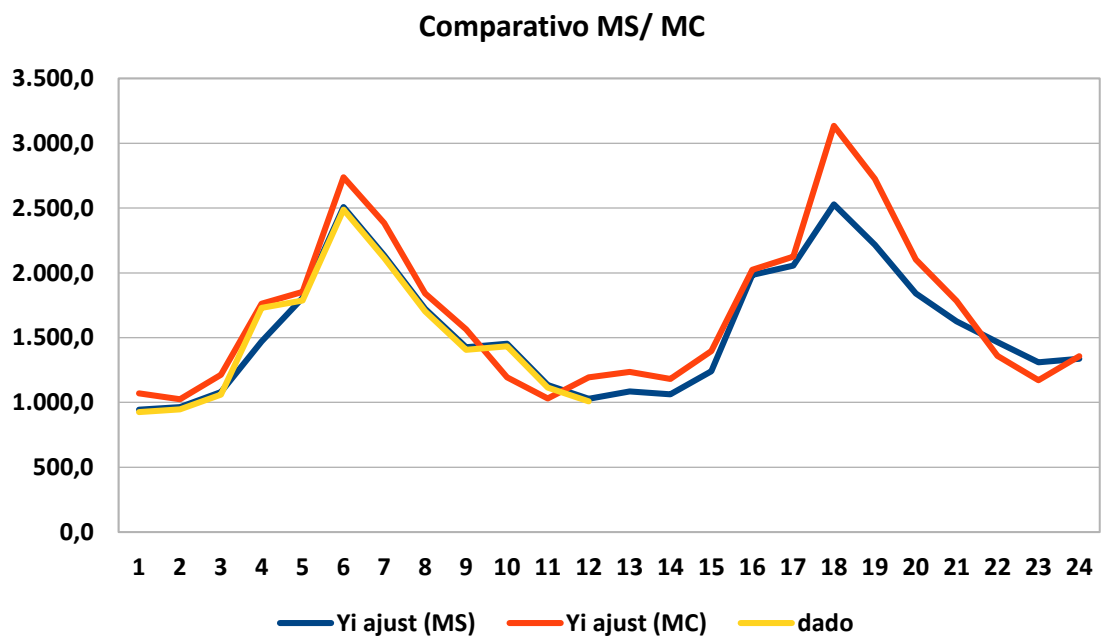
Fonte: o autor.

Figura 32 - Componente aleatória



Fonte: o autor.

Figura 33 - Comparação entre os métodos de cálculo



Fonte: o autor.

Quadro 4 - Dado de cálculo da série temporal clássica

Base de teste			Resultado			
ano/mês	i	Yi	Yi ajust	Ti	Si	Ei
1701	1	671	976	846	1,154	1,46
1702	2	654	1.037	865	1,199	1,59
1703	3	902	1.546	884	1,749	1,71
1704	4	846	1.358	903	1,505	1,61
1705	5	655	1.059	922	1,149	1,62
1706	6	547	907	941	0,965	1,66
1707	7	515	699	959	0,728	1,36
1708	8	432	608	978	0,621	1,41
1709	9	801	710	997	0,712	0,89
1710	10	783	741	1.016	0,729	0,95
1711	11	743	712	1.035	0,688	0,96
1712	12	779	849	1.054	0,805	1,09
1801	13	1297	1.238	1.073	1,154	0,95
1802	14	1416	1.309	1.092	1,199	0,92
1803	15	2764	1.943	1.111	1,749	0,70
1804	16	2222	1.700	1.130	1,505	0,77
1805	17	1640	1.319	1.149	1,149	0,80
1806	18	1355	1.127	1.168	0,965	0,83
1807	19	840	864	1.187	0,728	1,03
1808	20	813	749	1.205	0,621	0,92
1809	21	767	871	1.224	0,712	1,14
1810	22	961	906	1.243	0,729	0,94
1811	23	914	869	1.262	0,688	0,95
1812	24	1300	1.031	1.281	0,805	0,79
1901	25	2347	1.501	1.300	1,154	0,64
1902	26	2472	1.581	1.319	1,199	0,64
1903	27	2062	2.340	1.338	1,749	1,13
1904	28	1787	2.042	1.357	1,505	1,14
1905	29	1467	1.580	1.376	1,149	1,08
1906	30	1295	1.346	1.395	0,965	1,04
1907	31	1177	1.029	1.414	0,728	0,87
1908	32	981	890	1.433	0,621	0,91
1909	33	876	1.033	1.451	0,712	1,18
1910	34	926	1.071	1.470	0,729	1,16
1911	35	946	1.025	1.489	0,688	1,08
1912	36	1061	1.214	1.508	0,805	1,14
2001	37	1729	1.763	1.527	1,154	1,02
2002	38	1787	1.854	1.546	1,199	1,04
2003	39	2488	2.737	1.565	1,749	1,10
2004	40	2116	2.383	1.584	1,505	1,13
2005	41	1702	1.841	1.603	1,149	1,08
2006	42	1406	1.565	1.622	0,965	1,11
2007	43	1434	1.195	1.641	0,728	0,83

2008	44	1114	1.031	1.660	0,621	0,93
2009	45	1009	1.194	1.679	0,712	1,18

Fonte: o autor.

Quadro 5 - Valores de tendência

Tendência Ti			
i	Yi=Inc MT	Ti	Yi/Ti
1	671	845,9	0,793
2	654	864,8	0,756
3	902	883,7	1,021
4	846	902,7	0,937
5	655	921,6	0,711
6	547	940,5	0,582
7	515	959,4	0,537
8	432	978,4	0,442
9	801	997,3	0,803
10	783	1.016,2	0,771
11	743	1.035,1	0,718
12	779	1.054,1	0,739
13	1297	1.073,0	1,209
14	1416	1.091,9	1,297
15	2764	1.110,8	2,488
16	2222	1.129,7	1,967
17	1640	1.148,7	1,428
18	1355	1.167,6	1,161
19	840	1.186,5	0,708
20	813	1.205,4	0,674
21	767	1.224,4	0,626
22	961	1.243,3	0,773
23	914	1.262,2	0,724
24	1300	1.281,1	1,015
25	2347	1.300,1	1,805
26	2472	1.319,0	1,874
27	2062	1.337,9	1,541
28	1787	1.356,8	1,317
29	1467	1.375,7	1,066
30	1295	1.394,7	0,929
31	1177	1.413,6	0,833
32	981	1.432,5	0,685
33	876	1.451,4	0,604
34	926	1.470,4	0,630
35	946	1.489,3	0,635
36	1061	1.508,2	0,703
37	1729	1.527,1	1,132
38	1787	1.546,1	1,156

39	2488	1.565,0	1,590
40	2116	1.583,9	1,336
41	1702	1.602,8	1,062
42	1406	1.621,7	0,867
43	1434	1.640,7	0,874
44	1114	1.659,6	0,671
45	1009	1.678,5	0,601

Fonte: o autor.

Quadro 6 - Índices de sazonalidade

Sazonalidade i						
ano/mês	i	Yi/Ti	MMC	Si prévio	Si final	Yi/(Ti.Si)
1701	1	0,79			1,154	0,687
1702	2	0,76			1,199	0,631
1703	3	1,02			1,749	0,584
1704	4	0,94			1,505	0,623
1705	5	0,71			1,149	0,619
1706	6	0,58			0,965	0,603
1707	7	0,54	0,751	0,714	0,728	0,737
1708	8	0,44	0,791	0,558	0,621	0,711
1709	9	0,80	0,875	0,918	0,712	1,129
1710	10	0,77	0,979	0,787	0,729	1,057
1711	11	0,72	1,052	0,683	0,688	1,043
1712	12	0,74	1,106	0,668	0,805	0,918
1801	13	1,21	1,137	1,063	1,154	1,047
1802	14	1,30	1,154	1,124	1,199	1,082
1803	15	2,49	1,156	2,152	1,749	1,423
1804	16	1,97	1,149	1,712	1,505	1,307
1805	17	1,43	1,149	1,242	1,149	1,243
1806	18	1,16	1,161	1,000	0,965	1,203
1807	19	0,71	1,197	0,591	0,728	0,972
1808	20	0,67	1,246	0,541	0,621	1,085
1809	21	0,63	1,231	0,509	0,712	0,880
1810	22	0,77	1,164	0,664	0,729	1,061
1811	23	0,72	1,122	0,645	0,688	1,052
1812	24	1,01	1,097	0,925	0,805	1,260
1901	25	1,81	1,093	1,652	1,154	1,564
1902	26	1,87	1,099	1,706	1,199	1,563
1903	27	1,54	1,098	1,404	1,749	0,881
1904	28	1,32	1,091	1,207	1,505	0,875
1905	29	1,07	1,081	0,986	1,149	0,928
1906	30	0,93	1,065	0,872	0,965	0,962
1907	31	0,83	1,024	0,813	0,728	1,143
1908	32	0,68	0,966	0,709	0,621	1,102

1909	33	0,60	0,938	0,643	0,712	0,848
1910	34	0,63	0,941	0,669	0,729	0,864
1911	35	0,64	0,941	0,675	0,688	0,923
1912	36	0,70	0,939	0,750	0,805	0,874
2001	37	1,13	0,938	1,207	1,154	0,981
2002	38	1,16	0,939	1,231	1,199	0,964
2003	39	1,59	0,938	1,694	1,749	0,909
2004	40	1,34			1,505	0,888
2005	41	1,06			1,149	0,924
2006	42	0,87			0,965	0,899
2007	43	0,87			0,728	1,200
2008	44	0,67			0,621	1,080
2009	45	0,60			0,712	0,845

Fonte: o autor.

Quadro 7 - Índice de sazonalidade anual

Índice de sazonalidade						
Mês	Ano				Média	Si
	2017	2018	2019	2020		
jan		1,063	1,652	0,644	1,120	1,154
fev		1,124	1,706	0,659	1,163	1,199
mar		2,152	1,404	1,533	1,696	1,749
abr		1,712	1,207		1,459	1,505
mai		1,242	0,986		1,114	1,149
jun		1,000	0,872		0,936	0,965
jul	0,714	0,591	0,813		0,706	0,728
ago	0,558	0,541	0,709		0,603	0,621
set	0,918	0,509	0,643		0,690	0,712
Out4	0,787	0,664	0,669		0,707	0,729
nov	0,683	0,645	0,675		0,668	0,688
dez	0,668	0,925	0,750		0,781	0,805
				soma	11,643	12,00

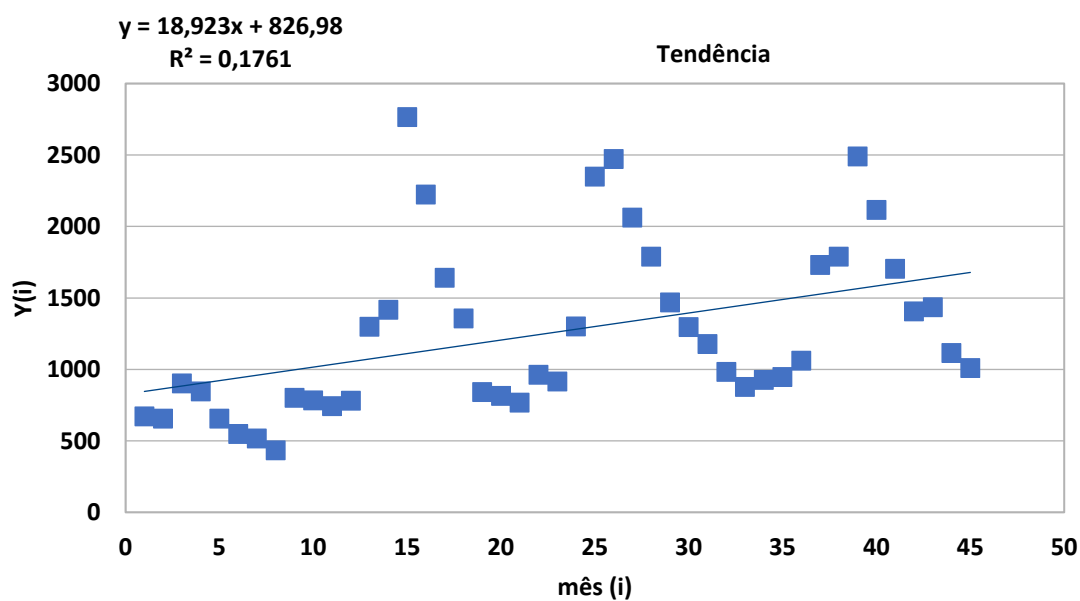
Fonte: o autor.

Quadro 8 - Previsão da demanda a para os doze meses seguintes

Base de teste		Resultado		
ano/mês	i	Yi ajust	Ti	Si
2010	46	1.237	1.697	0,729
2011	47	1.181	1.716	0,688
2012	48	1.397	1.735	0,805
2101	49	2.025	1.754	1,154
2102	50	2.126	1.773	1,199
2103	51	3.134	1.792	1,749
2104	52	2.725	1.811	1,505
2105	53	2.102	1.830	1,149
2106	54	1.784	1.849	0,965
2107	55	1.360	1.868	0,728
2108	56	1.172	1.887	0,621
2109	57	1.356	1.906	0,712

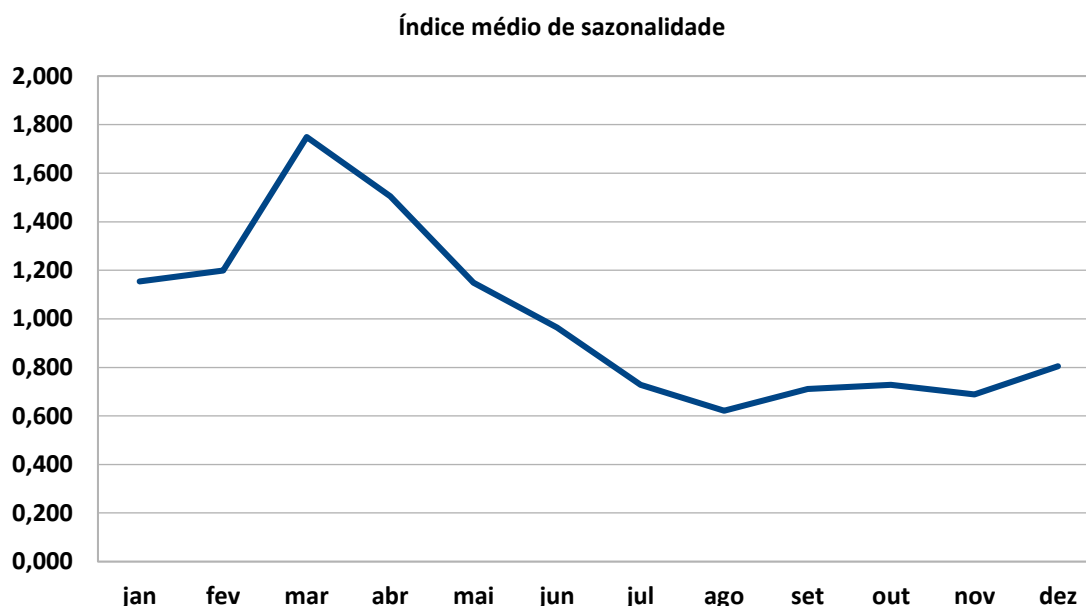
Fonte: o autor.

Figura 34 - Crescimento do número de incidências



Fonte: o autor.

Figura 35 - Índice de sazonalidade



Fonte: o autor.

5.6.2 Análise de regressão

A RLM é uma técnica estatística utilizada para análise da relação entre variáveis de um processo. Essa técnica procura examinar a influência de variáveis preditoras (entradas do modelo) sobre o valor esperado de uma variável de resposta (saída do modelo).

A RLM possui o objetivo de ampliar o conhecimento sobre a relação entre as variáveis preditoras e a variável de resposta, objetivando minimizar o erro na estimativa das propriedades de interesse. Utiliza-se, para isso, o critério dos mínimos quadrados no cálculo dos parâmetros do modelo.

Talvez, possa existir alguma correlação entre extensão de rede e n.º de clientes conectados com n.º de interrupções em base anual ou bianual. Poderia se esperar uma equação de regressão do tipo:

$$\text{INT} = a + b.\text{EXT} + c.\text{CLI}$$

Extensão de rede MT e n.º clientes são variáveis independentes, apurados para cada circuito alimentador. N.º de interrupções é variável dependente. Indicadores do tipo “clientes/km” são variáveis derivadas das independentes, pouco acrescentam ao estudo de regressão. A precisão de uma correlação é medida pelo coeficiente de determinação múltipla

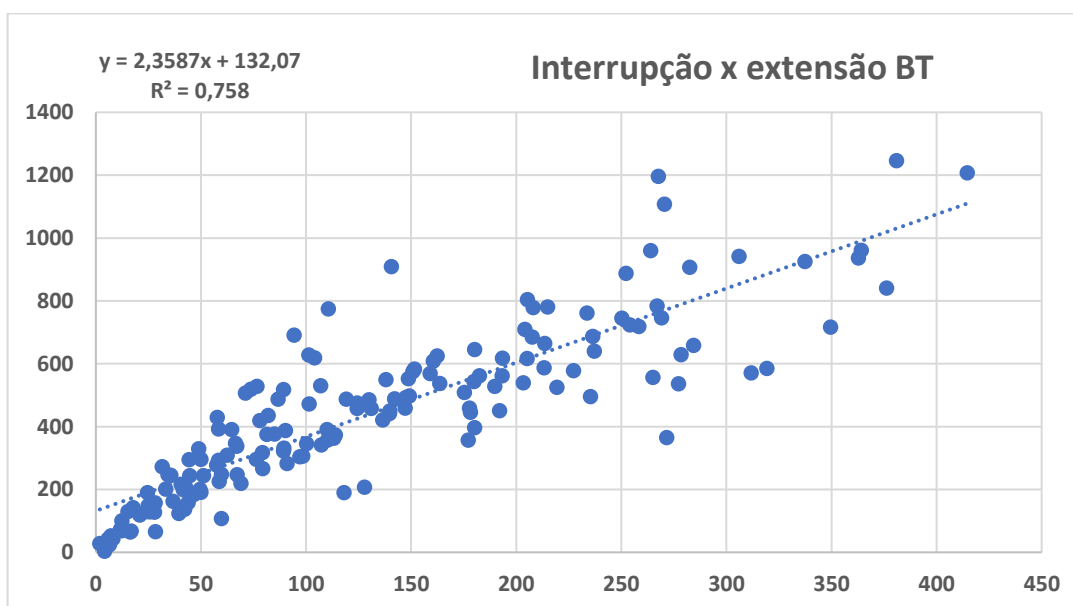
(R^2). Se esse valor for menor que 0,8, a equação da regressão não serve para qualquer que seja o propósito. Quanto mais próximo de 1,0, melhor.

Para uma boa análise de regressão, é preciso LÓGICA, EXPERIÊNCIA E INTUIÇÃO. O que devemos esperar? Circuitos MT mais longos estão mais sujeitos a interferências externas, sobretudo do clima, flora e fauna. Circuitos mais “densos”, isto é, com mais clientes/km, estão mais sujeitos a ações internas, sobretudo por defeitos (*jumpers*, conexões, ramais de ligação, etc.), sobrecargas, interferência de terceiros e outros. No caso anterior, deve predominar interrupções em MT e, neste último, em BT.

As equações de regressão foram baseadas nos dados dos indicadores de 2020, de 161 alimentadores (ANEXO K). Foram feitas várias abordagens, porém, apenas aquelas com $> 0,8$ são significativas. Os resultados estão descritos abaixo.

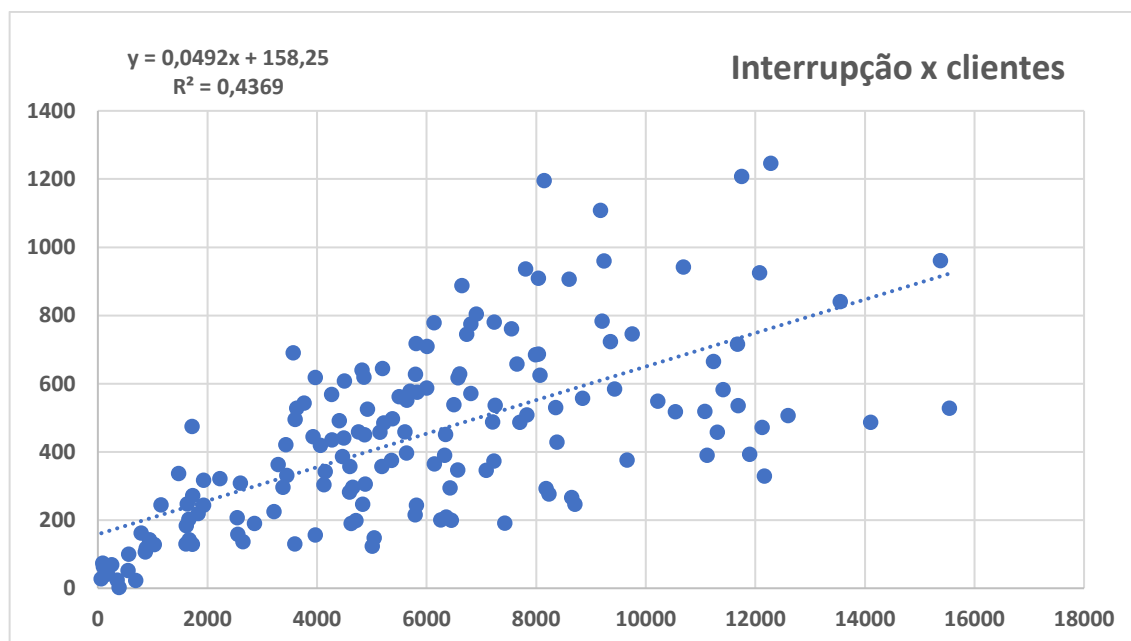
As figuras 36, 37 e 38 mostram os gráficos XY para visualização com as respectivas equações, sendo eles: (34) interrupções x extensão BT, (35) interrupções x n.º de clientes e (36) interrupções x extensão MT, com $R^2 = 0,91$; 0,82 e 0,74, respectivamente. Observa-se que não existe correlação (muito fraca) entre n.º de interrupções dos circuitos como função da extensão da rede MT ($R^2 < 0,8$). Isso mostra que a frequência de faltas de energia (FFER) por 100 km de rede de MT não traduz muita informação valiosa. Visualmente, observa-se uma maior dispersão com o aumento da extensão das redes BT e MT e do n.º de clientes.

Figura 36 - Regressão linear simples quantidade de interrupções x extensão da rede de BT



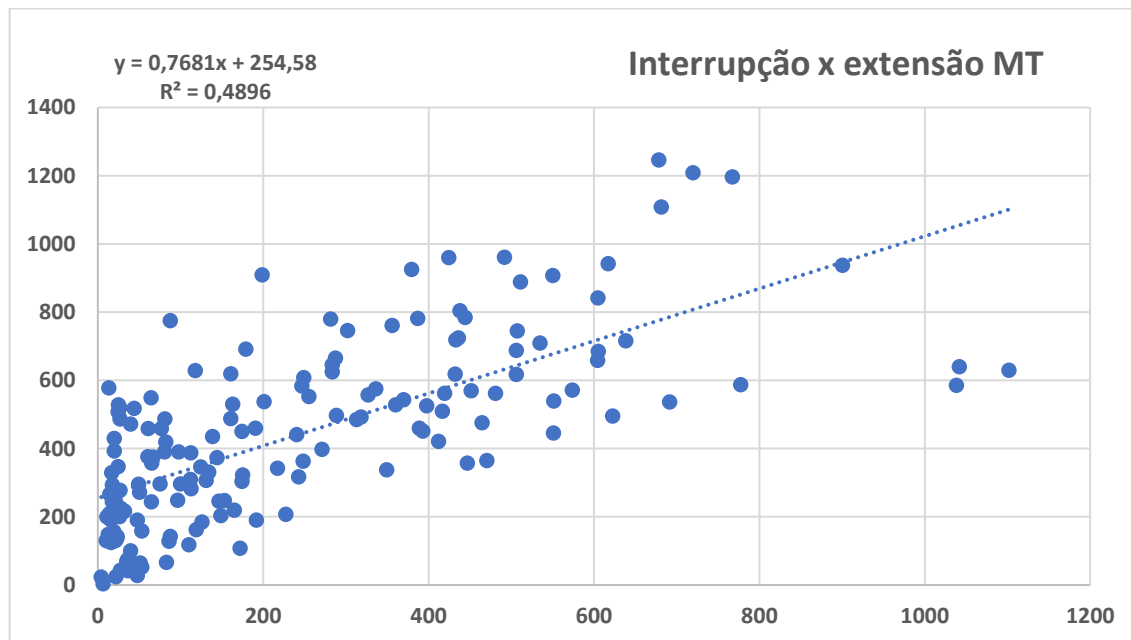
Fonte: o autor.

Figura 17 - Regressão linear simples quantidade de interrupções x número de clientes afetados



Fonte: o autor.

Figura 38 - Regressão linear simples quantidade de interrupções x extensão da rede de MT



Fonte: o autor.

Os resultados obtidos dos Quadros 10, 11 e 12 envolvem correlação linear de múltiplas variáveis. A tabela se refere a todos os alimentadores, independentemente de sua classificação geoespacial ($R^2 = 0,94$). Enquanto “urbano” e “rural”, envolvem, exclusivamente, os circuitos

classificados como urbanos (Tabela 36) ($R^2 = 0,97$) e rurais (Tabela 37) ($R^2 = 0,97$). Não foram feitos estudos para os circuitos mistos. Para o “geral”, tem-se $n.^o$ de ocorrências = f (extensão (BT), extensão (MT) e número de clientes (Cli)); para urbano, $n.^o$ ocorrências = f (Cli, ext BT); e para rural, $n.^o$ ocorrências = f (ext MT, ext BT, Cli). Todas as correlações foram feitas unicamente com dados do último ano da série, i é, 2020. Nos Anexos L, M e N estão dispostos os resultados da previsão da demanda de ocorrências feitos por meio de RLM: em que X_1 (ext BT), X_2 (ext MT), X_3 (número de clientes).

Quadro 9 - Regressão linear múltipla (Dados gerais 2020)

Estatísticas da regressão					
R²		0,940680069			
Erro padrão		126,1229262			
Contagem de variáveis X		3			
Observações		161			
R² ajustado		0,939929183			
Análise da variância (ANOVA)					
	df	SS	MS	F	Significância F
Regressão	3	39855335,18	13285111,73	835,174325	1,183216E-96
Residual	158	2513304,816	15906,9925		
Total	161	42368640	Nível de confiança	0.95	

Fonte: o autor.

Quadro 10 - Regressão linear múltipla (Alimentadores urbanos 2020)

Estatísticas da regressão					
R²	0,974284437				
Erro padrão	53,16650553				
Contagem de variáveis X	2				
Observações	35				
R² ajustado	0,973505177				
Análise da variância (ANOVA)					
	df	SS	MS	F	Significância F
Regressão	2	3534109	1767054	625,1348	5,86455E-27
Residual	33	93280,35	2826,677		
Total	35	3627389	Nível de confiança		0.95

Fonte: o autor.

Quadro 11 - Regressão linear múltipla (Alimentadores rurais 2020)

Estatísticas da regressão					
R²	0,971010685				
Erro padrão	75,24647341				
Contagem de variáveis X	3				
Observações	44				
R² ajustado	0,969596572				
Análise da variância (ANOVA)					
	df	SS	MS	F	Significância F
Regressão	3	7775749	2591916	457,7714	1,53441E-31
Residual	41	232143,3	5662,032		
Total	44	8007892	Nível de confiança		0.95

Fonte: o autor.

5.7 PRIORIZAÇÃO DE CIRCUITOS

Neste item é proposto um método de priorização para inspeção e manutenção preventiva/corretiva programadas de circuitos. Os cálculos levam em consideração os resultados dos indicadores utilizados pela distribuidora pesquisada, conforme descrito no item 4.4 deste trabalho.

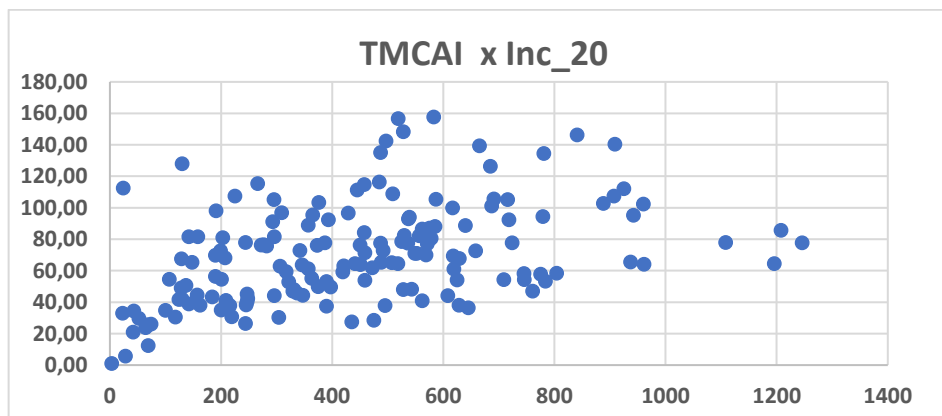
O anexo “O” reproduz os dados dos 161 circuitos com os diversos indicadores de 2020. É apresentado na figura um gráfico XY do TMCAI em função do n.º de interrupções por circuito. Não existe nenhuma correlação entre eles.

Foram analisados os dados dos circuitos exclusivamente rurais (44) e urbanos (35). Circuitos mistos não foram verificados. O método foi aplicado apenas para circuitos rurais como exemplo. Essa proposta leva em conta dois vetores:

- evolução do desempenho do circuito nos últimos 4 anos da série histórica em termos de número absoluto de ocorrências. Os dados são comparados ano a ano, isto é, 2018/2017, 2019/2018 e 2020/2019, pontuados como 1, 2 e 4, respectivamente, se o n.º de ocorrências do ano seguinte for maior que do ano anterior. Caso contrário, a pontuação é zerada. Os dados estão mostrados na Quadro 13.
- Classificação em quadrantes obtidos pela dispersão bidimensional dos parâmetros QMEO (eixo y) x Inc20 (eixo x), ou seja, n.º médio de clientes afetados por ocorrência versus n.º de ocorrências para o último ano da série (2020). Cada circuito é representado por um ponto que traduz esse par de indicadores. Os quadrantes são estabelecidos pelos

valores médios de QMEO e Inc20, conforme mostrado nas Figuras 39 e 40. São classificados como (1) vermelho, (2) amarelo, (3) laranja e (4) verde, estabelecendo os grupos de prioridades. A pontuação prioriza os circuitos dentro de cada grupo: 2 1 4 3.

Figura 39 - Desempenho geral dos alimentadores em relação ao indicador TMCAI em 2020



Fonte: o autor.

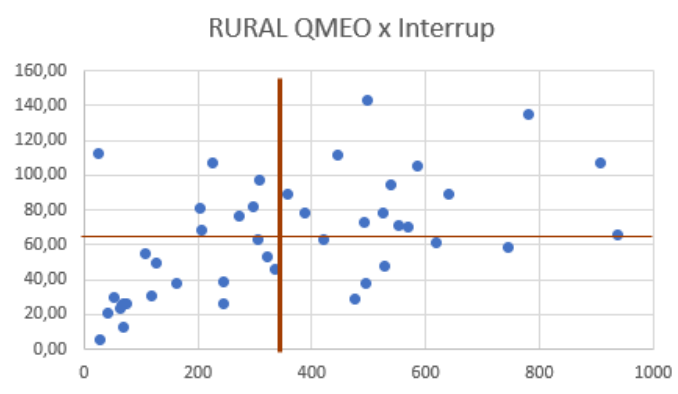
Quadro 12 - Pontuação dos alimentadores rurais em relação ao método utilizado

Alimentador	Classe Geoespacial	Inc_20	Inc_19	Inc_18	Inc_17	18/17	19/18	20/19	Pontuação
ACR01P1	R	525	516	495	575	0	2	4	6
ACR01P3	R	539	474	454	521	0	2	4	6
ACR01P4	R	445	350	362	359	1	0	4	5
ARP01M3	R	107	72	80	57	1	0	4	5
ART01N1	R	272	191	232	293	0	0	4	4
ART01N2	R	309	316	296	307	0	2	0	2
BFG01N3	R	495	515	525	416	1	0	0	1
CPS01L2	R	207	182	164	144	1	2	4	7
CRP01C1	R	24	43	40	33	1	2	0	3
ICP01N3	R	128	124	181	194	0	0	4	4
IGT01M1	R	387	365	364	395	0	2	4	6
IGT01M3	R	781	681	761	786	0	0	4	4
IGT01M4	R	907	851	845	861	0	2	4	6
IGT01M7	R	619	565	525	515	1	2	4	7
IGT01M8	R	497	449	428	452	0	2	4	6
ITC01I2	R	322	270	275	262	1	0	4	5
ITC01I3	R	569	551	508	515	0	2	4	6
ITC01I4	R	296	276	298	315	0	0	4	4
JCS01P1	R	492	350	429	363	1	0	4	5
JCS01P3	R	552	410	500	481	1	0	4	5
JCS01P4	R	306	270	274	257	1	0	4	5
JGA01N4	R	203	214	207	207	0	2	0	2

JGA01N5	R	244	373	481	529	0	0	0	0
JGB01M3	R	337	252	215	245	0	2	4	6
JGB01M6	R	475	431	364	360	1	2	4	7
MBC01P1	R	937	911	785	891	0	2	4	6
MNV01M1	R	528	554	514	520	0	2	0	2
PBU01P4	R	587	414	400	356	1	2	4	7
RSU01N1	R	225	228	260	297	0	0	0	0
RSU01N2	R	357	435	405	402	1	2	0	3
SNP01N2	R	745	762	695	700	0	2	0	2
SNP01N3	R	162	127	141	129	1	0	4	5
TAA01Y1	R	421	328	300	291	1	2	4	7
TAA01Y4	R	640	486	475	431	1	2	4	7
TBU01S1	R	66	86	87	94	0	0	0	0
TBU01S2	R	68	42	53	39	1	0	4	5
TBU01S3	R	64	58	52	58	0	2	4	6
TBU01S4	R	74	61	76	68	1	0	4	5
TME01P2	R	245	263	176	170	1	2	0	3
TME01P5	R	69	64	65	50	1	0	4	5
TME01P6	R	52	43	64	48	1	0	4	5
TME01P7	R	28	31	26	23	1	2	0	3
TME01P8	R	42	70	28	14	1	2	0	3
TME01P9	R	118	110	120	108	1	0	4	5

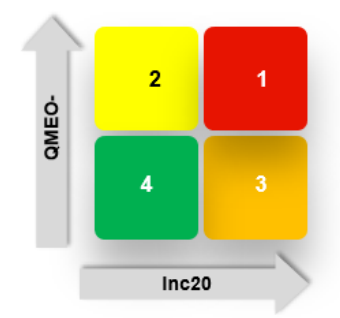
Fonte: o autor.

Figura 40 - Classificação dos quadrantes em relação ao indicador QMEO e a quantidade de interrupções



Fonte: o autor.

Figura 41 - Quadrantes de priorização



Fonte: o autor.

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho, uma nova abordagem para análise das faltas de energia, utilizando mineração de dados por meio da estatística descritiva e análises diagnósticas, preditivas e prescritivas dos dados foi proposta. Para essa finalidade, uma nova visão foi mostrada, trazendo quatro enfoques fundamentais: impactos no volume de ocorrências ocasionados por atuação das proteções dos equipamentos, perspectiva geoespacial dos alimentadores, tipos de causas das ocorrências e efeitos das variações climáticas.

As zonas geoespaciais afetam os indicadores DEC/FEC, zonas rurais, sejam elas mistas ou não, apresentam um maior número de ocorrências e consequente demora no atendimento devido as características construtivas dos alimentadores.

As variações climáticas exercem forte influência nas causas das ocorrências, sendo as “descargas atmosféricas” a causa mais impactante devido ao período chuvoso.

Ficou evidenciada que as técnicas utilizadas para mineração dos dados analisados auxiliam no planejamento da manutenção.

Existe uma forte correlação entre o número de interrupções e a extensão da rede de MT/BT.

Foi verificado comportamento sazonal em virtude das naturezas das ações climáticas da flora e fauna sobre os circuitos estudados.

A alocação dos recursos pode ser otimizada a partir da previsibilidade do número de ocorrências e parâmetros influenciadores analisados.

Foi possível perceber que as causas das interrupções externas à rede elétrica ocasionadas pela fauna, flora e descargas atmosféricas juntamente com as ocorrências causadas por terceiros predominam sobre as demais. Existe um elevado número de ocorrências com causas não identificadas que, em verdade, podem ter sua origem nas causas relatadas acima. Portanto, recomendam-se análises de correlação entre essas causas e esses defeitos não identificados.

O modelo de priorização dos circuitos para direcionamento das manutenções pode potencializar os efeitos do planejamento estratégico das concessionárias de energia, dentre eles: escolha do melhor período para fazer manutenções, aplicação de materiais adequados a cada tipo de região e clima, dimensionamento de turmas emergenciais, alocação eficiente de investimentos e gastos na gestão dos ativos da rede.

O estudo sugere que sejam feitas análises de correlação para aplicação dos indicadores de desempenho utilizados para tomada de decisão, assim como a criação de novos indicadores.

Como exemplo, tem-se o índice de interrupções por tipo de proteção atuada a cada 100 km de rede (IEXA).

O uso das técnicas de mineração de dados auxilia no alcance das metas regulatórias. A análise descritiva fornece uma compreensão geral das causas primárias das falhas, consegue descrever as condições diferenciadas que levam a uma falta de fornecimento. A análise preditiva (séries temporais, RLM) permite prever cenários futuros. A indicação da alocação eficiente dos recursos pode ser feita por meio da análise prescritiva. Os resultados demonstram que a aplicação desse modelo produz ideias reveladores sobre as estruturas causais e padrões frequentes de diferentes ocorrências comuns aos sistemas de distribuição de energia.

Outro aspecto que deve ser considerado na estratégia das empresas é a importância da tomada de decisões direcionadas por dados. Novos desafios oriundos do advento das “redes inteligentes” surgirão e só poderão ser vencidos através da análise eficiente dos milhares de dados gerados. A análise e proposição de modelos estatísticos multivariados que possam melhorar a predição do quantitativo de ocorrências e dos indicadores de desempenho é uma recomendação para trabalhos futuros, constatada a importância da gestão baseada em dados para as distribuidoras brasileiras.

Por fim, o presente trabalho proporcionou um direcionamento de variáveis que influenciam nos indicadores de continuidade DEC/FEC, servindo de subsídio para que, a partir dessas informações, gestores dos ativos das distribuidoras de energia possam direcionar seus esforços de trabalho.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET** - Procedimentos de Regulação Tarifária. Módulo 3 - Submódulo 3.1 - Procedimentos Gerais. Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição. Brasília, 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n. 806/2018, de 2018** - submódulo 2.2: custos operacionais e receitas irre recuperáveis. Brasília, 2018a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST** – Procedimento de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília, 2018b.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Módulo 2: Revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição. Submódulo 2.5: FATOR X.** Brasília, 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resultados da pesquisa IASC 2020.** Brasília, 2021a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regulação dos serviços de distribuição.** Brasília, 2021b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao/-/asset_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao/656827?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fregulacao-da-distribuicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_nHNpD. Acesso em: 24 ago. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Módulo 8 - Qualidade da energia elétrica revisão motivo da revisão instrumento de aprovação pela ANEEL data de vigência.** Brasília, 2021c.
- ARIF, A. *et al.* Power distribution system outage management with co-optimization of repairs, reconfiguration, and DG dispatch. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 5, p. 4109–4118, 2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 54462.** Confiabilidade e manutenibilidade. Rio de Janeiro, 1994. Disponível em: <https://1library.org/document/y93wkwdy-nbr-tb-confiabilidade-e-mantenibilidade.html#fulltext-content>. Acesso em: 30 mar. 2022.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 55000: Gestão de ativos — Visão geral, princípios e terminologia.** Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=310017#>. Acesso em: 21 jul. 2020.
- ALAN, K.; PINTO, N. J. **Manutenção função estratégica.** 5. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2019.
- BASHKARI, S.; SAMI, A.; RASTEGAR, M. Outage cause detection in power distribution systems based on data mining. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, [s. l.], v. 3203, p. 1-1, 2020.

CHIU, H-N.; HUANG, B. S. The economic design of $\bar{x}$ control charts under a preventive maintenance policy. **International Journal of Quality & Reliability Management**, v. 1, n. 13, p. 61-71, 1996.

CIGRE. Diretrizes genéricas para avaliação da condição de vida dos ativos de HV e regras de conhecimento relacionadas. **CIGRE WG**, v. 1, p. 17, 2010.

COSTA, S. C. **Aplicações estatísticas em mineração de dados e aprendizado de máquina**. Brasília: [s. n.], 2020.

CROMER, B.; GOLDSTEIN, N.; KOENEMANN, K. Como os fabricantes estão usando a análise prescritiva para otimizar os lucros. **TBM**, abr. 2018. Disponível em: <https://www.tbmcg.com/resources/blog/technology-prescriptive-analytics/>. Acesso em: 12 fev. 2022.

DAVI, P. *et al.* **Revisão tarifária periódica da Enel Ceará**. Ceará, v. 1, 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/regulacao-economica-de-distribuicao>. Acesso em: 10 jan. 2022.

DEHGHANIAN, P. *et al.* A comprehensive scheme for reliability centered maintenance in power distribution systems - Part i: Methodology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 2, p. 761–770, 2013.

DISTRIBUIÇÃO de Energia Elétrica. In: Wikipedia: a enciclopédia livre. [São Francisco, CA: Wikipedia Foundation, 2021]. Disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/Distribuição_de_energia_elétrica. Acesso em: 23 ago. 2021.

FARAJOLLAHI, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; SAFDARIAN, A. Simultaneous placement of fault indicator and sectionalizing switch in distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 10, n. 3, p. 2278-2287, 2019.

FÁVERO, L. P.; BELFIORE, P. P. **Manual de análise de dados estatística e modelagem multivariada com excel, spss e stata**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2019.

FUNCEME. **Pré-Estação** - entenda o período que antecede a quadra chuvosa do Ceará. [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: <http://www.funceme.br/?p=5963>. Acesso em: 7 fev. 2020.

HYLAND, M. A. *et al.* **Evaluation of data submitted in appa's 2018 distribution system reliability & operations survey**. American Public Power Association, 2019. Disponível em: https://www.publicpower.org/system/files/documents/2018%20DSRO%20Report_0.pdf. Acesso em: 25 mar. 2022.

KHUNTIA, S. R. *et al.* A literature survey on asset management in electrical power [transmission and distribution] system. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 26, n. 10, p. 2123-2133, 2016.

LARSEN, P. *et al.* Exploring the reliability of U.S. Electric utilities. **Electricity Markets & Policy**, mar. 2014. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/exploring-reliability-us-electric>. Acesso em: 28 mar. 2022.

LUCENA, E. M. P. Primavera em Fortaleza: veja como a estação muda a paisagem na Cidade – Ceará. Últimas Notícias do Ceará. **O POVO Online**. [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: <http://somos.funcap.ce.gov.br/professores/view/2378>. Acesso em: 19 jan. 2021.

MAGALHÃOES, E. F. A. **Modelagem e simulação de indicadores de continuidade: ferramenta auxiliar para a manutenção em redes de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial, Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica, 2017.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros**. 7. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

MURTY, A. S. R.; NAIKAN, V. N. A. Availability and maintenance cost optimization of a production plant. **International Journal of Quality & Reliability Management**, v. 1, n. 13, p. 28–35, 1995.

REDDY, S. S. Control and communication of renewable energy based smart grid: An overview. **International Journal of Engineering and Technology (UAE)**, v. 7, n. 3, p. 1276–1281, 2018.

SLAUGHTER, S. J.; DELWICHE, L. D. **The little sas book for enterprise guide 3.0**. v. 61. Cary: SAS, 2017.

WANG, L. The fault causes of overhead lines in distribution network; the fault causes of overhead lines in distribution network. **MATEC Web of Conferences**, v. 61, 2017. Disponível em: https://www.matec-conferences.org/articles/mateconf/abs/2016/24/mateconf_apop2016_02017/mateconf_apop2016_02017.html. Acesso em: 29 mar. 2022.

WESSA, P. **Free Statistics Software**. Office for research development and education, versão 1.2.1. 2022. Disponível em: <https://www.wessa.net/>. Acesso em: 10 maio 2022.

XU, L. *et al.* Power distribution outage cause identification with imbalanced data using Artificial Immune Recognition System (AIRS) algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 198-204, fev. 2007.

YUMBE, Y. *et al.* Evaluation of optimization method for inspection scheduling of power distribution facilities using maintenance data accumulated by power utility. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 2, p. 696-702, 2017.

ZAMPOLI, M. **Guia básico para implantação da gestão de ativos em empresas de energia**. International Copper Association, 2012. Disponível em: https://leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/2018/02/Doc-147-ga-Guia_basico_implantacao_gestao_ativos.pdf. Acesso em: 29 mar. 2022.

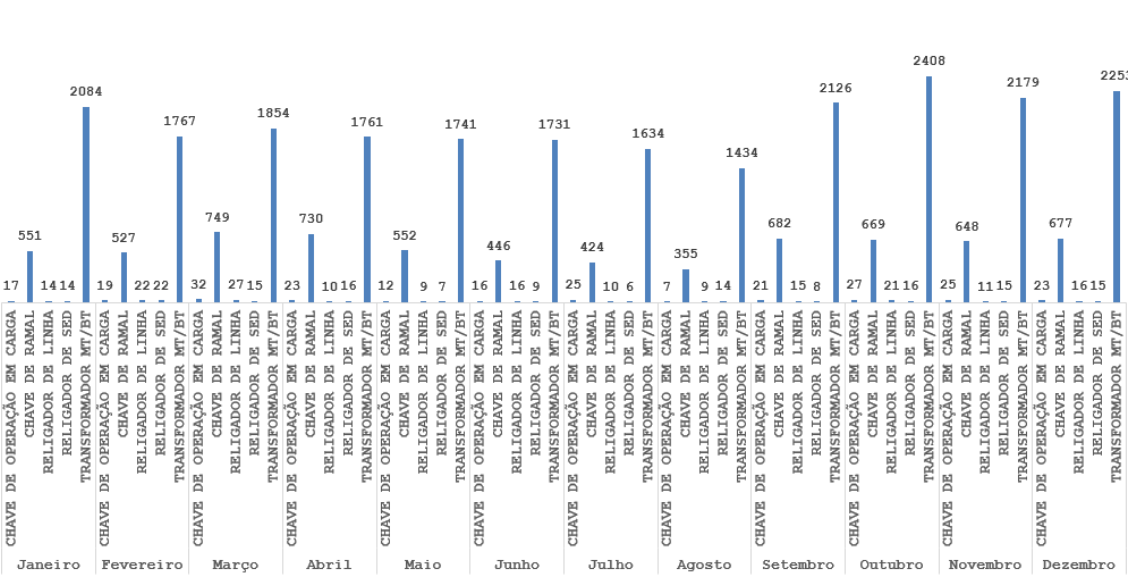
ANEXO A - Tabela em ordem alfabética de variáveis atributos

#	Variable	Type	Len	Format	Informat
6	Alimentador	Char	7	\$CHAR7.	\$CHAR7.
31	Ano	Num	8	BEST4.	BEST4.
24	CD Resp.	Char	7	\$CHAR7.	\$CHAR7.
26	CSI	Char	8	\$CHAR8.	\$CHAR8.
3	Causa	Char	44	\$CHAR44.	\$CHAR44.
10	Cli x Tmp	Num	8	BEST10.	BEST10.
11	Cli. Afe.	Num	8	BEST5.	BEST5.
9	Cli.Alim	Num	8	BEST5.	BEST5.
7	Cli.CJ	Num	8	BEST6.	BEST6.
8	Cli.SE	Num	8	BEST5.	BEST5.
5	Conjunto	Char	20	\$CHAR20.	\$CHAR20.
18	Dec AL	Num	8	BEST11.	BEST11.
14	Dec CJ	Num	8	BEST11.	BEST11.
20	Dec Coe	Num	8	BEST4.	BEST4.
16	Dec SE	Num	8	BEST11.	BEST11.
4	Depto	Char	2	\$CHAR2.	\$CHAR2.
13	Dt.Fim	Num	8	DDMMYY10.	DDMMYY10.
12	Dt.Inicio	Num	8	DDMMYY10.	DDMMYY10.
25	Elemento Resp.	Char	8	\$CHAR8.	\$CHAR8.
29	Estação do Ano	Char	12	\$CHAR12.	\$CHAR12.
19	Fec AL	Num	8	BEST11.	BEST11.
15	Fec CJ	Num	8	BEST11.	BEST11.
21	Fec	Num	8	BEST4.	BEST4.
17	Fec SE	Num	8	BEST11.	BEST11.
2	Grupo	Char	3	\$CHAR3.	\$CHAR3.
23	Grupo_1	Char	1	\$CHAR1.	\$CHAR1.
30	Mês	Num	8	BEST2.	BEST2.
22	NT	Char	2	\$CHAR2.	\$CHAR2.
1	Referência	Char	10	\$CHAR10.	\$CHAR10.
28	Tipicidade de Carga (ALIMENTADOR)	Char	43	\$CHAR43.	\$CHAR43.
27	Tipo de Equipamento	Char	26	\$CHAR26.	\$CHAR26.

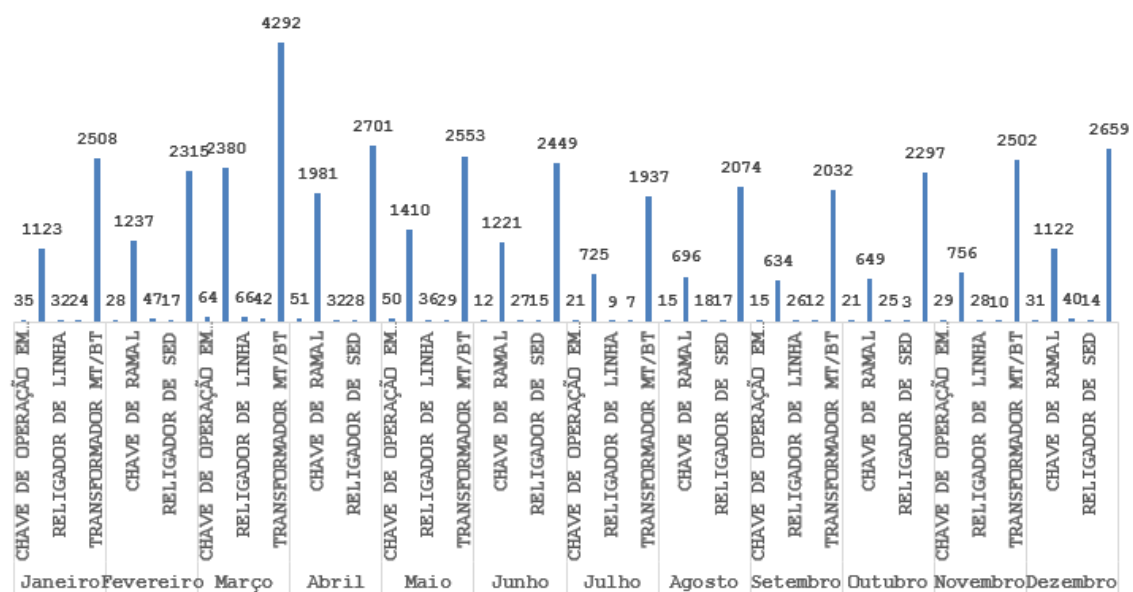
ANEXO B – Dados acumulados do quantitativo de interrupções de fornecimento de energia

Análise de variáveis por ano				
Ano	NT	Regional	Estação do Ano	N Obs
2017	BT	DL	SECO	4199
			CHUVOSO	3543
			PRÉ-ESTAÇÃO	1738
		DS	SECO	5215
			CHUVOSO	3295
			PRÉ-ESTAÇÃO	1963
		DC	SECO	1772
			CHUVOSO	1772
			PRÉ-ESTAÇÃO	513
	MT	DL	SECO	1920
			CHUVOSO	1895
			PRÉ-ESTAÇÃO	604
		DS	SECO	1063
			CHUVOSO	1162
			PRÉ-ESTAÇÃO	561
		DC	SECO	838
			CHUVOSO	838
			PRÉ-ESTAÇÃO	285
2019	BT	DL	SECO	3937
			CHUVOSO	3383
			PRÉ-ESTAÇÃO	1676
		DS	SECO	6094
			CHUVOSO	3804
			PRÉ-ESTAÇÃO	3749
		DC	SECO	3706
			CHUVOSO	2431
			PRÉ-ESTAÇÃO	1369
	MT	DL	SECO	2045
			CHUVOSO	3009
			PRÉ-ESTAÇÃO	996
		DS	SECO	1864
			CHUVOSO	1974
			PRÉ-ESTAÇÃO	1458
		DC	SECO	2292
			CHUVOSO	2805
			PRÉ-ESTAÇÃO	954
2018	BT	DL	SECO	4377
			CHUVOSO	4103
			PRÉ-ESTAÇÃO	1580
		DS	SECO	5310
			CHUVOSO	4041
			PRÉ-ESTAÇÃO	2099
		DC	SECO	3129
			CHUVOSO	3173
			PRÉ-ESTAÇÃO	1312
	MT	DL	SECO	2281
			CHUVOSO	3113
			PRÉ-ESTAÇÃO	870
		DS	SECO	1388
			CHUVOSO	1766
			PRÉ-ESTAÇÃO	708
		DC	SECO	1797
			CHUVOSO	3163
			PRÉ-ESTAÇÃO	1019
2020	BT	DL	SECO	2699
			CHUVOSO	2930
			PRÉ-ESTAÇÃO	717
		DS	SECO	3853
			CHUVOSO	3966
			PRÉ-ESTAÇÃO	1045
		DC	SECO	2277
			CHUVOSO	2251
			PRÉ-ESTAÇÃO	621
	MT	DL	SECO	1812
			CHUVOSO	2733
			PRÉ-ESTAÇÃO	507
		DS	SECO	1568
			CHUVOSO	2530
			PRÉ-ESTAÇÃO	733
		DC	SECO	1990
			CHUVOSO	2830
			PRÉ-ESTAÇÃO	663

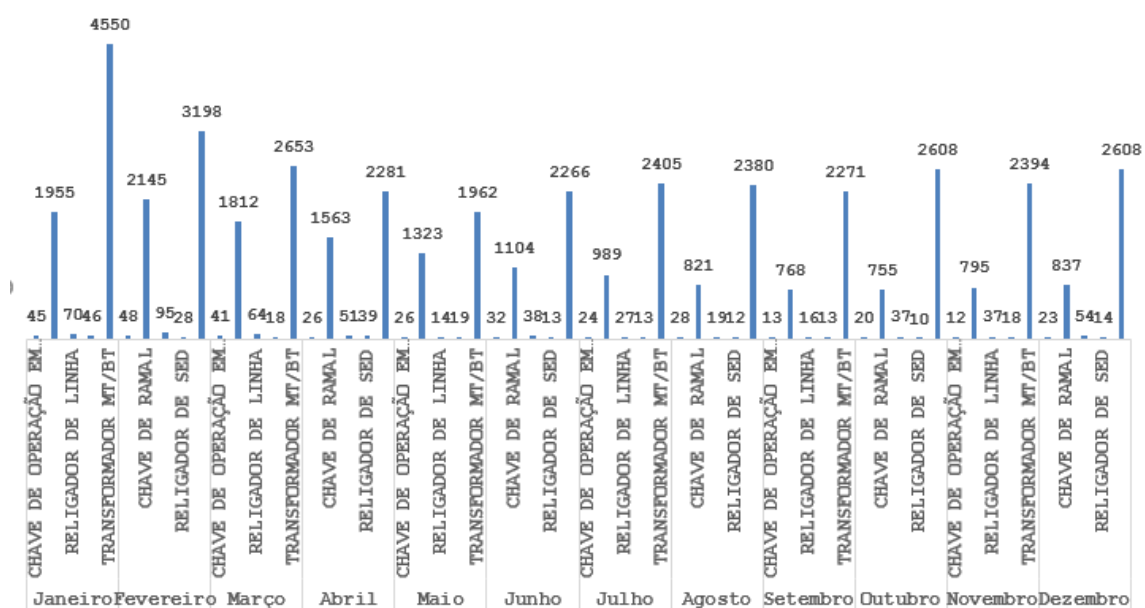
ANEXO C - Afetações por atuação das proteções 2017



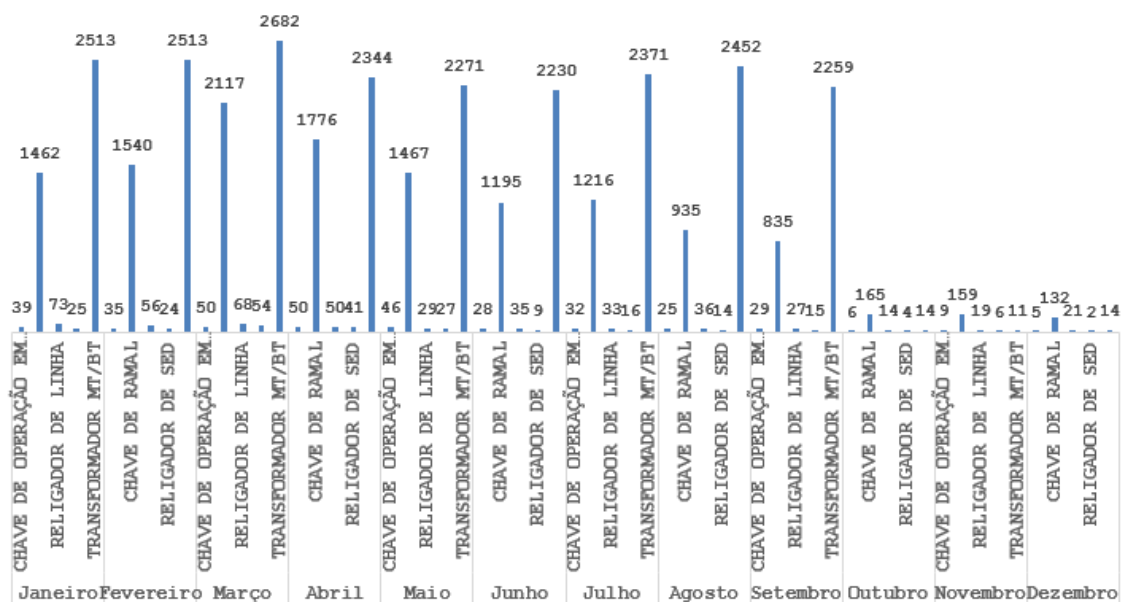
ANEXO D – Afetações por atuação das proteções 2018



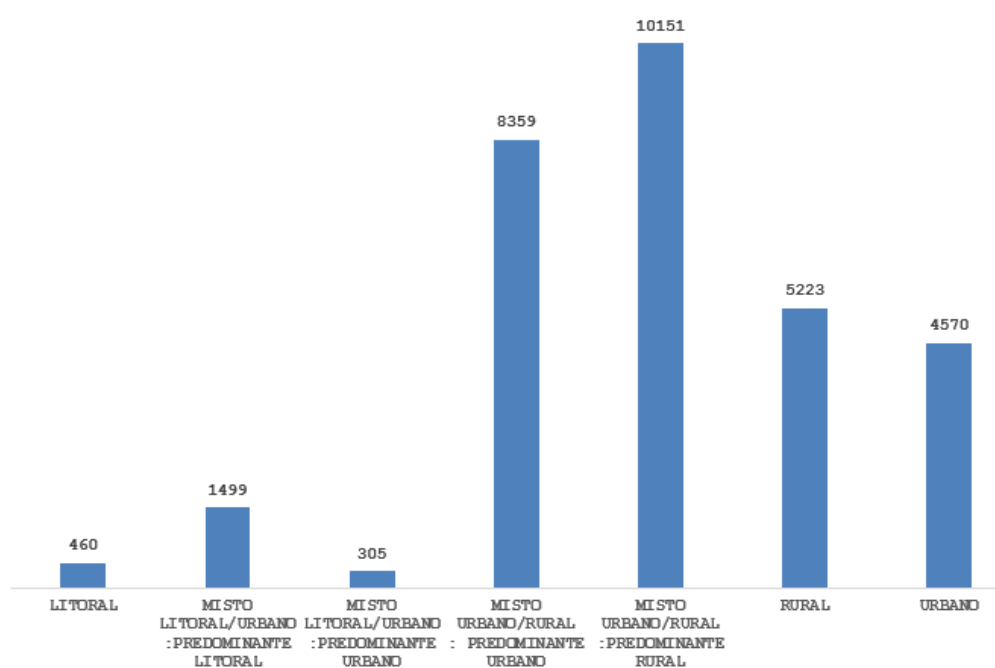
ANEXO E - Afetações por atuação das proteções 2019



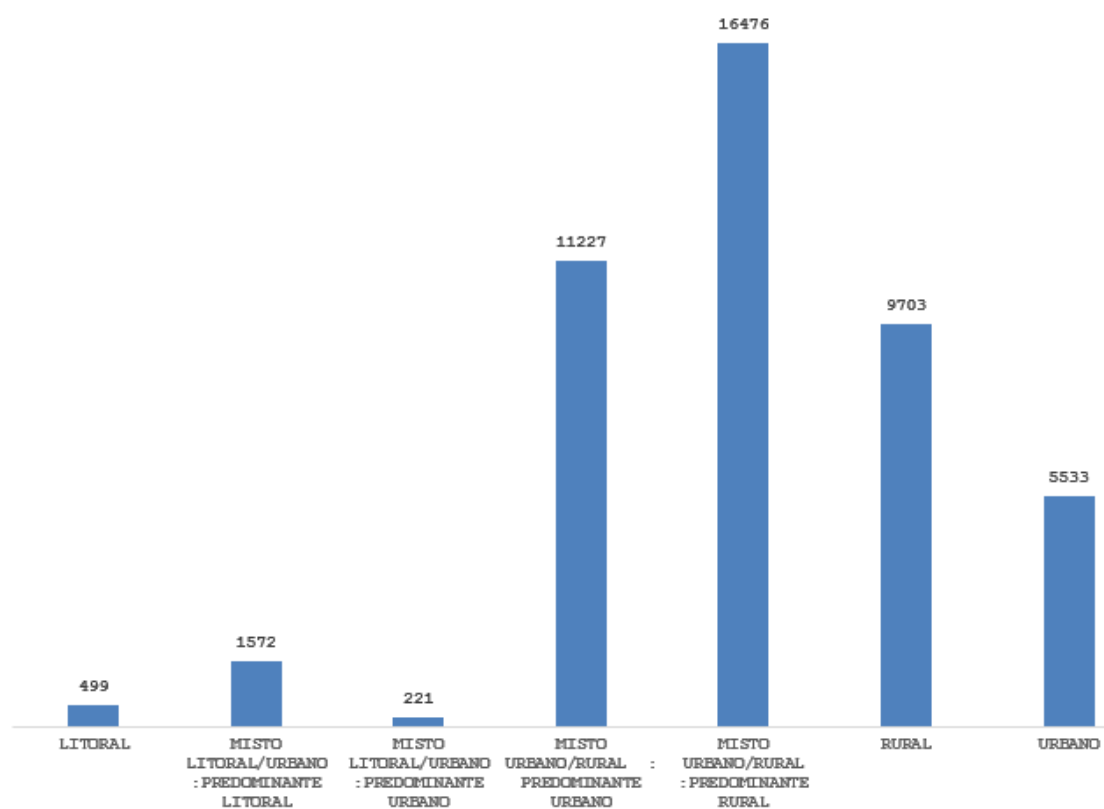
ANEXO F - Afetações por atuação das proteções 2020



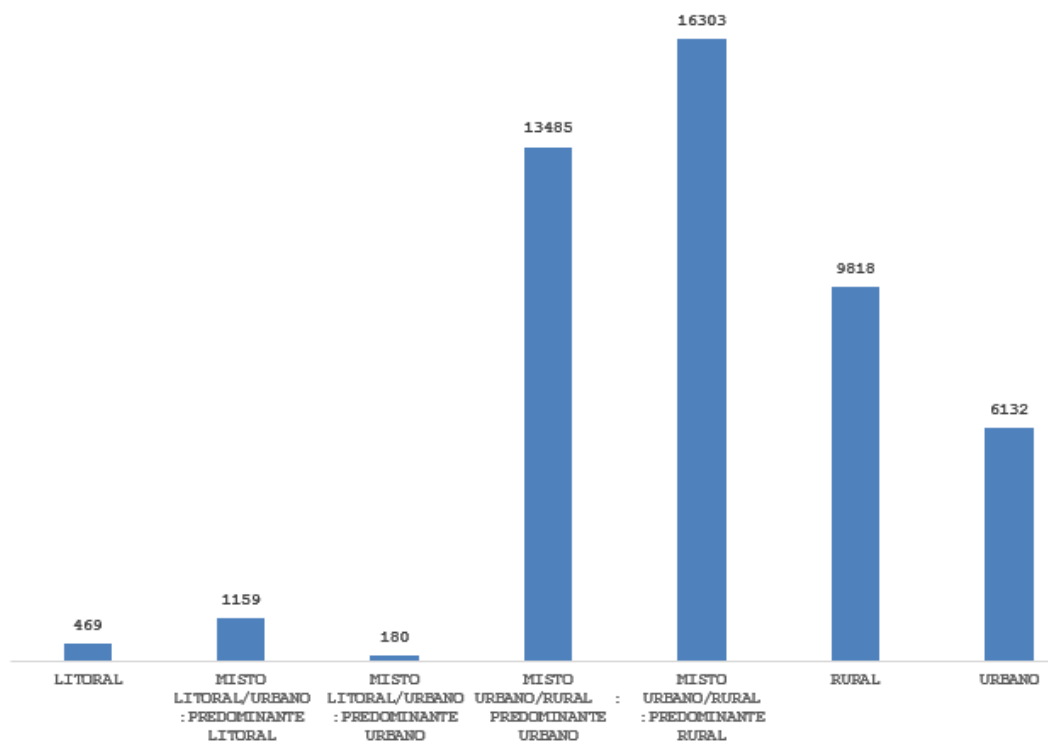
ANEXO G - Quantitativo de ocorrências por geolocalização dos alimentadores (2017)



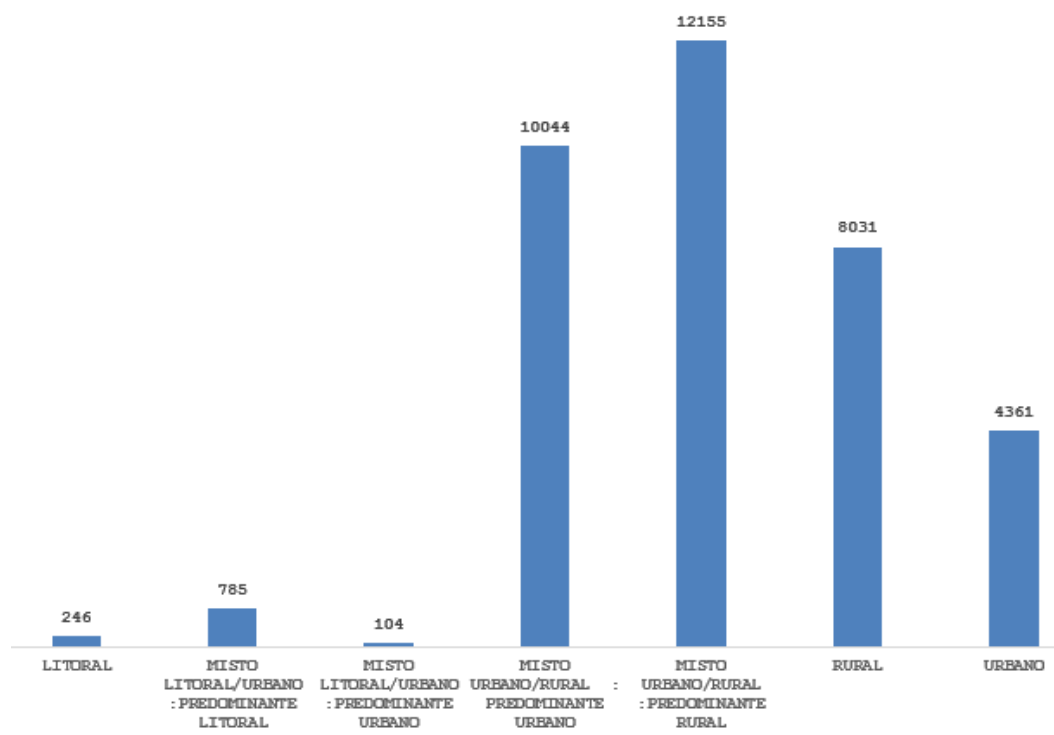
ANEXO H - Quantitativo de ocorrências por geolocalização dos alimentadores (2018)



ANEXO I - Quantitativo de ocorrências por geolocalização dos alimentadores (2019)



ANEXO J - Quantitativo de ocorrências por geolocalização dos alimentadores (2020)



ANEXO K - Dados gerais dos alimentadores (2020)

Alimentador	Rede BT (Km)	Rede MT (km)	Qtd Cli_20	Rede BT (Km)	Inc_20
ACR01P1	219,404	398,021	4924	219,404	525
ACR01P2	151,598	246,803	11412	151,598	583
ACR01P3	203,322	551,634	6504	203,322	539
ACR01P4	178,245	551,31	3930	178,245	445
ANN01P2	177,244	447,179	5187	177,244	357
ANN01P3	349,601	638,494	11675	349,601	716
ANN01P4	319,225	1038,398	9432	319,225	585
ARP01M1	118,055	191,815	4625	118,055	190
ARP01M2	192,047	393,346	6348	192,047	451
ARP01M3	59,794	172,296	867	59,794	107
ART01N1	31,643	50,442	1735	31,643	272
ART01N2	62,582	112,253	2603	62,582	309
ART01N3	110,597	87,856	6811	110,597	775
ART01N4	71,146	24,569	12602	71,146	507
ART01N5	15,26	21,437	1612	15,26	130
ART01N6	140,596	198,691	8044	140,596	909
ART01N7	12,379	39,873	567	12,379	100
ART01N8	17,672	23,509	1670	17,672	142
BBL01M2	265,067	326,959	8848	265,067	557
BBL01M3	142,198	160,769	7206	142,198	488
BBL01M4	81,422	66,678	5364	81,422	375
BBL01M5	42,595	14,263	6360	42,595	209
BBL01M6	89,417	134,24	3453	89,417	331
BFG01N3	235,354	622,908	3605	235,354	495
BFG01N4	147,221	190,797	4758	147,221	459
BFG01N5	97,072	174,371	4129	97,072	304
BFG01N6	207,608	605,315	7989	207,608	685
BLN01M2	267,087	444,233	9206	267,087	784
BLN01M4	414,677	720,098	11753	414,677	1208
BRJ01S1	381,04	678,527	12287	381,04	1246
BRJ01S2	337,333	379,599	12082	337,333	925
BRJ01S3	40,516	32,237	5794	40,516	216
BRJ01S4	269,169	302,25	9756	269,169	746
CDO01M1	179,966	370,148	3765	179,966	543
CDO01M2	69,021	165,023	1833	69,021	219
CDO01M4	39,494	16,202	5012	39,494	124
CPS01L2	127,79	227,529	2543	127,79	207
CPS01L3	277,273	691,69	11686	277,273	536
CPS01L4	271,548	470,625	6147	271,548	365
CRP01C1	6,429	22,12	356	6,429	24
CRT01M1	208,063	281,839	6138	208,063	779
CRT01M2	25,635	13,611	1730	25,635	129
CRT01M3	119,229	81,008	7702	119,229	487
CRT01M6	76,674	24,897	15547	76,674	528

CRT01M7	138,111	64,727	10224	138,111	549
ICH01I3	376,231	604,772	13553	376,231	841
ICH01I4	57,548	26,859	8238	57,548	277
ICH01I5	180,202	271,293	5638	180,202	397
ICP01N1	94,37	178,971	3571	94,37	691
ICP01N2	78,04	82,473	4062	78,04	419
ICP01N3	28,003	86,231	1032	28,003	128
IGT01M1	90,277	112,616	4468	90,277	387
IGT01M2	57,806	19,857	8380	57,806	429
IGT01M3	214,929	387,186	7237	214,929	781
IGT01M4	282,599	550,45	8603	282,599	907
IGT01M5	73,857	26,784	11081	73,857	519
IGT01M6	44,358	49,591	6430	44,358	295
IGT01M7	104,119	160,797	4857	104,119	619
IGT01M8	149,184	288,758	5382	149,184	497
ITC01I2	89,291	175,148	2229	89,291	322
ITC01I3	159,134	451,758	4271	159,134	569
ITC01I4	50,065	75,414	3380	50,065	296
JCS01P1	147,508	318,504	4411	147,508	492
JCS01P3	148,731	255,509	5641	148,731	552
JCS01P4	98,462	131,153	4884	98,462	306
JGA01N2	59,842	96,745	1632	59,842	248
JGA01N3	41,693	11,049	4713	41,693	199
JGA01N4	42,795	148,949	1661	42,795	203
JGA01N5	51,193	64,955	1930	51,193	244
JGB01M1	204,165	534,873	6010	204,165	709
JGB01M2	50,095	15,611	7428	50,095	191
JGB01M3	67,07	349,584	1475	67,07	337
JGB01M4	270,579	681,673	9178	270,579	1108
JGB01M5	254,079	436,148	9359	254,079	724
JGB01M6	124,323	464,732	1721	124,323	475
JND01L1	58,469	19,903	11900	58,469	393
JND01L2	42,278	23,013	2651	42,278	137
JND01L3	66,475	24,719	6572	66,475	347
JND01L4	131,118	61,01	11312	131,118	458
JZN01M1	49,531	26,543	6457	49,531	200
JZN01M2	101,466	39,7	12125	101,466	472
JZN01M3	4,805	4,043	692	4,805	23
JZN01M4	24,913	12,488	5048	24,913	148
JZN01M5	33,259	15,946	6260	33,259	201
JZN01M6	364,251	491,916	15383	364,251	961
JZN01M7	89,319	44,056	10547	89,319	518
JZN01M8	44,753	17,851	5817	44,753	244
JZN01M9	48,931	17,05	12167	48,931	329
LMN01N1	180,211	283,459	5199	180,211	645
LMN01N2	67,275	21,314	8709	67,275	247
LMN01N3	205,362	438,247	6911	205,362	804
LMN01N4	109,958	97,757	11125	109,958	390
LMN01N6	101,392	117,948	5800	101,392	628
LMN01N7	81,996	139,009	4276	81,996	435
LVM01M2	306,002	617,23	10687	306,002	942
LVM01M3	28,267	19,088	3973	28,267	157

LVM01M4	162,467	283,728	8072	162,467	625
MBC01P1	362,789	900,704	7812	362,789	937
MBC01P2	193,38	419,362	5501	193,38	562
MBC01P3	107,007	163,425	8356	107,007	530
MLG01Y1	8,092	27,274	173	8,092	43
MLG01Y2	193,465	432,28	3973	193,465	618
MLG01Y3	139,889	174,393	4872	139,889	450
MLG01Y4	163,651	201,178	7258	163,651	537
MLG01Y5	213,524	287,616	11239	213,524	665
MNV01M1	189,838	360,11	3633	189,838	528
MNV01M2	58,4	17,627	8182	58,4	293
MNV01M3	233,762	355,856	7552	233,762	761
MNV01M4	177,804	389,035	5606	177,804	459
MNV01M5	4,252	6,279	392	4,252	3
MNV01M6	182,567	481,071	5626	182,567	562
MTI01P2	160,555	249,198	4503	160,555	608
MTI01P3	113,976	144,443	7231	113,976	373
MTI01P4	113,158	248,587	3296	113,158	363
NVO01M2	284,352	604,378	7652	284,352	658
NVO01M3	264,058	424,552	9244	264,058	960
NVO01M4	76,329	100,002	4655	76,329	296
NVO01M5	107,213	217,628	4150	107,213	342
ORS01M1	205,255	506,256	6576	205,255	617
ORS01M4	23,931	10,303	3598	23,931	130
PBU01P2	175,418	416,843	7833	175,418	509
PBU01P3	236,498	506,377	8044	236,498	687
PBU01P4	213,351	777,683	6006	213,351	587
PEB01L1	40,839	87,656	946	40,839	142
PEB01L2	100,267	124,641	7089	100,267	346
PEB01L3	311,796	574,027	6814	311,796	571
RSU01N1	58,659	27,916	3219	58,659	225
RSU01N2	110,228	65,156	4602	110,228	357
RSU01N3	79,48	14,642	8651	79,48	266
RSU01N4	124,296	77,075	5152	124,296	458
RSU01N5	34,342	153,013	4835	34,342	247
RSU01N6	227,365	13,355	5702	227,365	578
SLP01P2	252,237	511,424	6649	252,237	888
SLP01P3	267,65	767,71	8150	267,65	1196
SLP01P4	24,57	47,747	2862	24,57	190
SNP01N1	79,293	242,974	1932	79,293	317
SNP01N2	250,249	507,575	6734	250,249	745
SNP01N3	36,795	119,177	791	36,795	162
SNP01N4	130,04	313,014	5219	130,04	485
SNP01N5	64,624	80,639	6330	64,624	390
SNP01N6	150,89	336,147	5830	150,89	575
TAA01Y1	136,453	412,241	3431	136,453	421
TAA01Y2	278,529	1101,996	6604	278,529	629
TAA01Y3	86,679	27,145	14107	86,679	487
TAA01Y4	237,177	1042,03	4825	237,177	640
TBU01S1	28,433	83,153	122	28,433	66
TBU01S2	16,786	35,171	115	16,786	68
TBU01S3	16,303	51,56	101	16,303	64

TBU01S4	11,78	35,881	89	11,78	74
TME01P1	91,019	112,887	4594	91,019	282
TME01P2	35,657	146,514	1156	35,657	245
TME01P3	43,942	53,358	2557	43,942	158
TME01P4	46,728	125,936	1618	46,728	184
TME01P5	12,431	38,932	258	12,431	69
TME01P6	7,225	53,321	551	7,225	52
TME01P7	1,839	47,74	62	1,839	28
TME01P8	5,887	36,386	173	5,887	42
TME01P9	20,927	110,244	884	20,927	118
VRZ01P3	85,009	60,53	9662	85,009	376
VRZ01P4	139,764	240,628	4493	139,764	441
VRZ01P5	258,332	433,104	5809	258,332	718
TOTAL	21087,499	39080,155	925635	21087,499	71004

**ANEXO L - Previsão da demanda de ocorrências com base nos dados gerais dos
alimentadores (2020)**

X1	X2	X3	Y previsto	Y	Residual
219,404	398,021	4924,416667	582,7589477	525	-57,75894775
151,598	246,803	11412,25	609,0937273	583	-26,09372729
203,322	551,634	6503,583333	601,0564534	539	-62,05645344
178,245	551,31	3930,166667	484,8423157	445	-39,84231566
177,244	447,179	5187	509,4757704	357	-152,4757704
349,601	638,494	11674,83333	1028,271219	716	-312,2712186
319,225	1038,398	9432,25	933,4633264	585	-348,4633264
118,055	191,815	4625,25	363,5884455	190	-173,5884455
192,047	393,346	6347,583333	565,627132	451	-114,627132
59,794	172,296	867,4166667	150,1949766	107	-43,19497665
31,643	50,442	1735,333333	110,27287	272	161,72713
62,582	112,253	2602,833333	197,27644	309	111,72356
110,597	87,856	6810,916667	399,6551584	775	375,3448416
71,146	24,569	12602,33333	468,7988913	507	38,2011087
15,26	21,437	1611,916667	73,14562249	130	56,85437751
140,596	198,691	8043,5	497,13958	909	411,86042
12,379	39,873	566,8333333	41,39843572	100	58,60156428
17,672	23,509	1670,333333	79,52957475	142	62,47042525
265,067	326,959	8847,583333	770,3986098	557	-213,3986098
142,198	160,769	7206,083333	476,335932	488	11,66406798
81,422	66,678	5363,916667	303,4279806	375	71,57201936
42,595	14,263	6360,083333	249,8621127	209	-40,86211272
89,417	134,24	3453,166667	273,4462209	331	57,5537791
235,354	622,908	3604,583333	592,9158464	495	-97,91584643
147,221	190,797	4758	424,3681581	459	34,63184188
97,072	174,371	4128,833333	308,3913835	304	-4,391383546
207,608	605,315	7989,333333	651,2031226	685	33,79687738
267,087	444,233	9205,833333	790,48926	784	-6,489259996
414,677	720,098	11752,58333	1163,080108	1208	44,91989209
381,04	678,527	12287,25	1108,367689	1246	137,6323112
337,333	379,599	12081,5	999,6629799	925	-74,66297986
40,516	32,237	5793,833333	232,1051108	216	-16,10511076
269,169	302,25	9755,583333	800,6230511	746	-54,62305107
179,966	370,148	3764,583333	473,408275	543	69,59172495
69,021	165,023	1833,416667	193,0230491	219	25,97695094
39,494	16,202	5011,916667	208,850789	124	-84,85078895
127,79	227,529	2542,75	330,7196367	207	-123,7196367
277,273	691,69	11686,33333	889,3380274	536	-353,3380274
271,548	470,625	6146,666667	721,3300775	365	-356,3300775
6,429	22,12	356,25	23,18929798	24	0,810702016
208,063	281,839	6137,5	585,2100058	779	193,7899942
25,635	13,611	1729,583333	96,16291893	129	32,83708107
119,229	81,008	7702,333333	439,3996287	487	47,60037131

76,674	24,897	15546,83333	556,1862745	528	-28,18627446
138,111	64,727	10223,5	541,102305	549	7,897694988
376,231	604,772	13553	1127,503485	841	-286,5034855
57,548	26,859	8238,416667	328,8111474	277	-51,81114742
180,202	271,293	5638,083333	516,801611	397	-119,801611
94,37	178,971	3570,666667	288,8419309	691	402,1580691
78,04	82,473	4062,416667	263,8805519	419	155,1194481
28,003	86,231	1032,083333	86,91976162	128	41,08023838
90,277	112,616	4468	300,2457317	387	86,75426833
57,806	19,857	8379,75	332,5837419	429	96,41625812
214,929	387,186	7237,416667	633,4103239	781	147,5896761
282,599	550,45	8602,666667	811,5110469	907	95,4889531
73,857	26,784	11081,16667	434,745827	519	84,25417301
44,358	49,591	6430,416667	257,2095684	295	37,79043155
104,119	160,797	4856,583333	340,3748345	619	278,6251655
149,184	288,758	5382,083333	450,1309467	497	46,86905328
89,291	175,148	2229,166667	243,7770891	322	78,22291092
159,134	451,758	4271,333333	450,3196175	569	118,6803825
50,065	75,414	3379,75	190,6899262	296	105,3100738
147,508	318,504	4411,166667	423,3382263	492	68,66177369
148,731	255,509	5641,166667	454,0393397	552	97,96066026
98,462	131,153	4883,583333	328,2236221	306	-22,22362206
59,842	96,745	1632,166667	165,7689299	248	82,23107006
41,693	11,049	4713,083333	205,1156336	199	-6,115633623
42,795	148,949	1660,916667	136,0033713	203	66,99662868
51,193	64,955	1929,75	154,6348009	244	89,36519905
204,165	534,873	6009,666667	588,9112883	709	120,0887117
50,095	15,611	7428,333333	292,448719	191	-101,448719
67,07	349,584	1475,333333	190,598312	337	146,401688
270,579	681,673	9178,416667	810,4350617	1108	297,5649383
254,079	436,148	9359	768,4026964	724	-44,40269635
124,323	464,732	1720,916667	316,3213863	475	158,6786137
58,469	19,903	11899,5	425,3254005	393	-32,32540051
42,278	23,013	2651,25	153,4000984	137	-16,4000984
66,475	24,719	6572,416667	302,9741034	347	44,02589661
131,118	61,01	11312,08333	555,4049671	458	-97,40496711
49,531	26,543	6457	266,740851	200	-66,74085095
101,466	39,7	12124,75	516,9320737	472	-44,93207369
4,805	4,043	691,9166667	27,66389525	23	-4,663895253
24,913	12,488	5047,666667	180,8726177	148	-32,87261765
33,259	15,946	6260	228,9893527	201	-27,9893527
364,251	491,916	15382,91667	1144,9141	961	-183,9141001
89,319	44,056	10546,5	452,2841674	518	65,71583259
44,753	17,851	5817	240,2088099	244	3,791190069
48,931	17,05	12166,66667	413,3320294	329	-84,3320294
180,211	283,459	5199	506,1194312	645	138,8805688
67,275	21,314	8709	359,8537122	247	-112,8537122

205,362	438,247	6910,5	609,0575483	804	194,9424517
109,958	97,757	11124,91667	511,0397274	390	-121,0397274
101,392	117,948	5799,916667	357,0263543	628	270,9736457
81,996	139,009	4276,166667	280,5002372	435	154,4997628
306,002	617,23	10687,25	915,5912689	942	26,40873115
28,267	19,088	3972,5	159,9253803	157	-2,925380344
162,467	283,728	8072,25	545,8598824	625	79,14011757
362,789	900,704	7811,833333	969,0952495	937	-32,09524955
193,38	419,362	5501,333333	547,7772108	562	14,22278923
107,007	163,425	8356,166667	437,1206954	530	92,8793046
8,092	27,274	173,25	22,00697987	43	20,99302013
193,465	432,28	3972,666667	508,983563	618	109,016437
139,889	174,393	4871,75	411,9433475	450	38,05665247
163,651	201,178	7257,5	522,2312648	537	14,7687352
213,524	287,616	11238,58333	728,8046419	665	-63,8046419
189,838	360,11	3633	488,8324759	528	39,16752413
58,4	17,627	8182,416667	328,4968483	293	-35,49684833
233,762	355,856	7552	676,8211999	761	84,17880013
177,804	389,035	5606,166667	518,0905166	459	-59,09051659
4,252	6,279	391,5833333	18,90366504	3	-15,90366504
182,567	481,071	5626,166667	533,32628	562	28,67372
160,555	249,198	4503,25	447,3788714	608	160,6211286
113,976	144,443	7231,083333	420,504629	373	-47,50462898
113,158	248,587	3296,083333	322,7205178	363	40,27948219
284,352	604,378	7652,416667	793,4065906	658	-135,4065906
264,058	424,552	9243,583333	784,3669484	960	175,6330516
76,329	100,002	4655,083333	276,9276164	296	19,07238356
107,213	217,628	4149,583333	331,3966742	342	10,60332577
205,255	506,256	6575,666667	604,0977507	617	12,90224932
23,931	10,303	3597,5	141,1417125	130	-11,14171249
175,418	416,843	7832,666667	572,8491638	509	-63,84916375
236,498	506,377	8043,75	703,7191928	687	-16,71919279
213,351	777,683	6005,75	620,9835222	587	-33,98352217
40,839	87,656	945,75	110,0173356	142	31,98266435
100,267	124,641	7088,583333	388,6776722	346	-42,67767216
311,796	574,027	6813,5	823,8532093	571	-252,8532093
58,659	27,916	3219,166667	200,6709567	225	24,32904325
110,228	65,156	4602,166667	340,2331561	357	16,76684389
79,48	14,642	8651,333333	381,9842027	266	-115,9842027
124,296	77,075	5151,666667	382,8816543	458	75,11834569
34,342	153,013	4834,75	202,054605	247	44,94539497
227,365	13,355	5702,083333	596,2904349	578	-18,29043494
252,237	511,424	6649,416667	698,7607421	888	189,2392579
267,65	767,71	8149,75	782,9450879	1196	413,0549121
24,57	47,747	2862,416667	125,4775914	190	64,5224086
79,293	242,974	1931,833333	220,3181777	317	96,68182234
250,249	507,575	6734,416667	696,83353	745	48,16647003

36,795	119,177	791,3333333	99,8787851	162	62,1212149
130,04	313,014	5219	409,6329609	485	75,36703906
64,624	80,639	6330,166667	296,2857626	390	93,71423736
150,89	336,147	5830,083333	467,8774006	575	107,1225994
136,453	412,241	3431	381,5656244	421	39,43437564
278,529	1101,996	6603,666667	783,5984677	629	-154,5984677
86,679	27,145	14107,08333	538,6026254	487	-51,60262545
237,177	1042,03	4824,583333	652,5315559	640	-12,53155588
28,433	83,153	121,8333333	63,94111411	66	2,058885894
16,786	35,171	115,3333333	38,06827458	68	29,93172542
16,303	51,56	101,25	37,70363362	64	26,29636638
11,78	35,881	88,91666667	27,5728913	74	46,4271087
91,019	112,887	4594,333333	305,0033372	282	-23,00333717
35,657	146,514	1156,166667	108,7042966	245	136,2957034
43,942	53,358	2557,083333	155,9901137	158	2,009886282
46,728	125,936	1617,916667	141,2891197	184	42,71088034
12,431	38,932	257,5833333	33,41256869	69	35,58743131
7,225	53,321	550,8333333	31,62205213	52	20,37794787
1,839	47,74	62	8,001215504	28	19,9987845
5,887	36,386	173,1666667	18,19508991	42	23,80491009
20,927	110,244	884,0833333	70,5458495	118	47,4541505
85,009	60,53	9661,5	421,7697662	376	-45,76976617
139,764	240,628	4493	405,7042789	441	35,29572112
258,332	433,104	5809,25	684,3809106	718	33,61908943

**ANEXO M - Previsão da demanda de ocorrências com base nos dados dos
alimentadores urbanos (2020)**

X1	X2	Y previsto	Y	Residual
11412,25	151,598	572,674894	583	10,3251057
1670,333333	17,672	73,8253458	142	68,1746542
6360,083333	42,595	226,462947	209	-17,462947
9205,833333	267,087	782,345194	784	1,65480556
5793,833333	40,516	210,091506	216	5,9084941
5011,916667	39,494	191,575521	124	-67,575521
1729,583333	25,635	92,6764493	129	36,3235507
7702,333333	119,229	423,930816	487	63,0691838
8238,416667	57,548	298,596021	277	-21,596021
8379,75	57,806	302,104954	429	126,895046
11081,16667	73,857	393,777957	519	125,222043
6430,416667	44,358	231,825969	295	63,1740312
4713,083333	41,693	190,228948	199	8,77105225
7428,333333	50,095	265,264893	191	-74,264893
11899,5	58,469	376,741248	393	16,258752
2651,25	42,278	148,66153	137	-11,66153
6572,416667	66,475	283,715269	347	63,2847307
6457	49,531	243,824673	200	-43,824673
12124,75	101,466	476,561483	472	-4,5614827
691,9166667	4,805	25,0155343	23	-2,0155343
5047,666667	24,913	160,055922	148	-12,055922
6260	33,259	203,725011	201	-2,7250114
5817	44,753	219,948135	244	24,0518652
12166,66667	48,931	361,190825	329	-32,190825
8709	67,275	329,901139	247	-82,901139
11124,91667	109,958	474,566636	390	-84,566636
3972,5	28,267	145,126389	157	11,8736109
8182,416667	58,4	299,317067	293	-6,317067
391,5833333	4,252	17,5485416	3	-14,548542
3597,5	23,931	127,736722	130	2,26327808
7088,583333	100,267	369,215616	346	-23,215616
8651,333333	79,48	355,707852	266	-89,707852
4834,75	34,342	176,492925	247	70,5070749
4594,333333	91,019	296,901956	282	-14,901956
9661,5	85,009	388,941199	376	-12,941199

ANEXO N - Previsão da demanda de ocorrências com base nos dados dos alimentadores rurais (2020)

X1	X2	X3	Y previsto	Y	Residual
398,021	219,404	4924,41667	567,699396	525	-42,699396
551,634	203,322	6503,58333	688,636104	539	-149,6361
551,31	178,245	3930,16667	495,014698	445	-50,014698
172,296	59,794	867,416667	133,324325	107	-26,324325
50,442	31,643	1735,33333	150,233053	272	121,766947
112,253	62,582	2602,83333	242,98996	309	66,0100404
622,908	235,354	3604,58333	528,332217	495	-33,332217
227,529	127,79	2542,75	307,849525	207	-100,84952
22,12	6,429	356,25	32,7825252	24	-8,7825252
86,231	28,003	1032,08333	105,830086	128	22,1699145
112,616	90,277	4468	390,5597	387	-3,5596997
387,186	214,929	7237,41667	719,370215	781	61,6297853
550,45	282,599	8602,66667	890,903771	907	16,0962285
160,797	104,119	4856,58333	435,565608	619	183,434392
288,758	149,184	5382,08333	527,028419	497	-30,028419
175,148	89,291	2229,16667	248,533109	322	73,4668906
451,758	159,134	4271,33333	486,819456	569	82,1805443
75,414	50,065	3379,75	279,967188	296	16,0328116
318,504	147,508	4411,16667	464,934359	492	27,0656413
255,509	148,731	5641,16667	538,630472	552	13,3695276
131,153	98,462	4883,58333	428,091196	306	-122,0912
148,949	42,795	1660,91667	170,313786	203	32,6862145
64,955	51,193	1929,75	180,694253	244	63,3057472
349,584	67,07	1475,33333	210,089194	337	126,910806
464,732	124,323	1720,91667	289,632341	475	185,367659
900,704	362,789	7811,83333	957,329904	937	-20,329904
360,11	189,838	3633	451,273876	528	76,7261241
777,683	213,351	6005,75	700,736606	587	-113,73661
27,916	58,659	3219,16667	267,546391	225	-42,546391
65,156	110,228	4602,16667	406,746149	357	-49,746149
507,575	250,249	6734,41667	732,399887	745	12,6001126
119,177	36,795	791,333333	101,740245	162	60,259755
412,241	136,453	3431	405,938132	421	15,0618684
1042,03	237,177	4824,58333	683,424955	640	-43,424955
83,153	28,433	121,833333	43,8903271	66	22,1096729
35,171	16,786	115,333333	26,4993191	68	41,5006809
51,56	16,303	101,25	27,9525412	64	36,0474588
35,881	11,78	88,9166667	21,0336912	74	52,9663088
146,514	35,657	1156,16667	130,253379	245	114,746621
38,932	12,431	257,583333	33,4846732	69	35,5153268
53,321	7,225	550,833333	51,8670593	52	0,13294071

47,74	1,839	62	13,6815128	28	14,3184872
36,386	5,887	173,166667	22,3679224	42	19,6320776
110,244	20,927	884,083333	94,4934462	118	23,5065538

ANEXO O - Dados gerais dos indicadores com base nos resultados de 2020

Alimentador	Classe Geoesp	Rede BT (Km)	Rede MT (km)	Clientes	Inc_20	CI TAM	QMEQ	TMCAI	FCIE	CMC	CA/CT
ACR01P1	R	219,404	398,021	4924	525	41.313	78,69	0,11	1,32	0,08	8,39
ACR01P2	U	151,598	246,803	11412	583	91.934	157,69	0,05	2,36	0,02	8,06
ACR01P3	R	203,322	551,634	6504	539	50.720	94,10	0,08	0,98	0,08	7,80
ACR01P4	R	178,245	551,31	3930	445	49.568	111,39	0,11	0,81	0,14	12,61
ANN01P2	UR	177,244	447,179	5187	357	21.873	61,27	0,07	0,80	0,09	4,22
ANN01P3	UR	349,601	638,494	11675	716	75.343	105,23	0,06	1,12	0,05	6,45
ANN01P4	UR	319,225	1038,398	9432	585	51.550	88,12	0,06	0,56	0,11	5,47
ARP01M1	UR	118,055	191,815	4625	190	10.710	56,37	0,04	0,99	0,04	2,32
ARP01M2	UR	192,047	393,346	6348	451	28.796	63,85	0,07	1,15	0,06	4,54
ARP01M3	R	59,794	172,296	867	107	5.842	54,60	0,12	0,62	0,20	6,73
ART01N1	R	31,643	50,442	1735	272	20.783	76,41	0,16	5,39	0,03	11,98
ART01N2	R	62,582	112,253	2603	309	29.938	96,89	0,12	2,75	0,04	11,50
ART01N3	L	110,597	87,856	6811	775	44.894	57,93	0,11	8,82	0,01	6,59
ART01N4	UL	71,146	24,569	12602	507	33.013	65,11	0,04	20,64	0,00	2,62
ART01N5	RU	15,26	21,437	1612	130	5.452	41,94	0,08	6,06	0,01	3,38
ART01N6	LU	140,596	198,691	8044	909	127.696	140,48	0,11	4,57	0,02	15,88
ART01N7	UR	12,379	39,873	567	100	3.476	34,76	0,18	2,51	0,07	6,13
ART01N8	U	17,672	23,509	1670	142	11.605	81,73	0,09	6,04	0,01	6,95
BBL01M2	RU	265,067	326,959	8848	557	45.817	82,26	0,06	1,70	0,04	5,18
BBL01M3	UR	142,198	160,769	7206	488	31.883	65,33	0,07	3,04	0,02	4,42
BBL01M4	UR	81,422	66,678	5364	375	18.743	49,98	0,07	5,62	0,01	3,49
BBL01M5	U	42,595	14,263	6360	209	8.592	41,11	0,03	14,65	0,00	1,35
BBL01M6	RU	89,417	134,24	3453	331	15.942	48,16	0,10	2,47	0,04	4,62
BFG01N3	R	235,354	622,908	3605	495	18.760	37,90	0,14	0,79	0,17	5,20
BFG01N4	UR	147,221	190,797	4758	459	24.740	53,90	0,10	2,41	0,04	5,20
BFG01N5	UR	97,072	174,371	4129	304	9.244	30,41	0,07	1,74	0,04	2,24
BFG01N6	RU	207,608	605,315	7989	685	86.528	126,32	0,09	1,13	0,08	10,83
BLN01M2	U	267,087	444,233	9206	784	41.821	53,34	0,09	1,76	0,05	4,54
BLN01M4	UR	414,677	720,098	11753	1208	103.557	85,73	0,10	1,68	0,06	8,81
BRJ01S1	UR	381,04	678,527	12287	1246	96.955	77,81	0,10	1,84	0,06	7,89
BRJ01S2	UR	337,333	379,599	12082	925	103.726	112,14	0,08	2,44	0,03	8,59
BRJ01S3	U	40,516	32,237	5794	216	8.196	37,94	0,04	6,70	0,01	1,41
BRJ01S4	RU	269,169	302,25	9756	746	40.619	54,45	0,08	2,47	0,03	4,16
CDO01M1	RU	179,966	370,148	3765	543	26.188	48,23	0,14	1,47	0,10	6,96
CDO01M2	RU	69,021	165,023	1833	219	6.729	30,73	0,12	1,33	0,09	3,67
CDO01M4	U	39,494	16,202	5012	124	5.185	41,81	0,02	7,65	0,00	1,03
CPS01L2	R	127,79	227,529	2543	207	14.124	68,23	0,08	0,91	0,09	5,55
CPS01L3	UR	277,273	691,69	11686	536	41.595	77,60	0,05	0,77	0,06	3,56
CPS01L4	UR	271,548	470,625	6147	365	34.885	95,58	0,06	0,78	0,08	5,68
CRP01C1	R	6,429	22,12	356	24	2.704	112,67	0,07	1,08	0,06	7,59
CRT01M1	RU	208,063	281,839	6138	779	73.576	94,45	0,13	2,76	0,05	11,99
CRT01M2	U	25,635	13,611	1730	129	8.715	67,56	0,07	9,48	0,01	5,04

CRT01M3	U	119,229	81,008	7702	487	37.817	77,65	0,06	6,01	0,01	4,91
CRT01M6	RU	76,674	24,897	15547	528	78.365	148,42	0,03	21,21	0,00	5,04
CRT01M7	RU	138,111	64,727	10224	549	39.057	71,14	0,05	8,48	0,01	3,82
ICH01I3	RU	376,231	604,772	13553	841	123.134	146,41	0,06	1,39	0,04	9,09
ICH01I4	U	57,548	26,859	8238	277	21.226	76,63	0,03	10,31	0,00	2,58
ICH01I5	RU	180,202	271,293	5638	397	19.760	49,77	0,07	1,46	0,05	3,50
ICP01N1	LU	94,37	178,971	3571	691	72.945	105,56	0,19	3,86	0,05	20,43
ICP01N2	LU	78,04	82,473	4062	419	24.826	59,25	0,10	5,08	0,02	6,11
ICP01N3	R	28,003	86,231	1032	128	6.295	49,18	0,12	1,48	0,08	6,10
IGT01M1	R	90,277	112,616	4468	387	30.131	77,86	0,09	3,44	0,03	6,74
IGT01M2	U	57,806	19,857	8380	429	41.520	96,78	0,05	21,60	0,00	4,95
IGT01M3	R	214,929	387,186	7237	781	105.097	134,57	0,11	2,02	0,05	14,52
IGT01M4	R	282,599	550,45	8603	907	97.452	107,44	0,11	1,65	0,06	11,33
IGT01M5	U	73,857	26,784	11081	519	81.342	156,73	0,05	19,38	0,00	7,34
IGT01M6	U	44,358	49,591	6430	295	31.042	105,23	0,05	5,95	0,01	4,83
IGT01M7	R	104,119	160,797	4857	619	37.800	61,07	0,13	3,85	0,03	7,78
IGT01M8	R	149,184	288,758	5382	497	70.841	142,54	0,09	1,72	0,05	13,16
ITC01I2	R	89,291	175,148	2229	322	17.029	52,89	0,14	1,84	0,08	7,64
ITC01I3	R	159,134	451,758	4271	569	39.885	70,10	0,13	1,26	0,11	9,34
ITC01I4	R	50,065	75,414	3380	296	24.153	81,60	0,09	3,93	0,02	7,15
JCS01P1	R	147,508	318,504	4411	492	35.830	72,83	0,11	1,54	0,07	8,12
JCS01P3	R	148,731	255,509	5641	552	39.245	71,10	0,10	2,16	0,05	6,96
JCS01P4	R	98,462	131,153	4884	306	19.251	62,91	0,06	2,33	0,03	3,94
JGA01N2	L	59,842	96,745	1632	248	10.496	42,32	0,15	2,56	0,06	6,43
JGA01N3	U	41,693	11,049	4713	199	14.475	72,74	0,04	18,01	0,00	3,07
JGA01N4	R	42,795	148,949	1661	203	16.439	80,98	0,12	1,36	0,09	9,90
JGA01N5	R	51,193	64,955	1930	244	6.449	26,43	0,13	3,76	0,03	3,34
JGB01M1	RU	204,165	534,873	6010	709	38.488	54,28	0,12	1,33	0,09	6,40
JGB01M2	U	50,095	15,611	7428	191	18.740	98,12	0,03	12,23	0,00	2,52
JGB01M3	R	67,07	349,584	1475	337	15.449	45,84	0,23	0,96	0,24	10,47
JGB01M4	RU	270,579	681,673	9178	1108	86.311	77,90	0,12	1,63	0,07	9,40
JGB01M5	RU	254,079	436,148	9359	724	56.370	77,86	0,08	1,66	0,05	6,02
JGB01M6	R	124,323	464,732	1721	475	13.594	28,62	0,28	1,02	0,27	7,90
JND01L1	U	58,469	19,903	11900	393	36.332	92,45	0,03	19,75	0,00	3,05
JND01L2	U	42,278	23,013	2651	137	6.947	50,71	0,05	5,95	0,01	2,62
JND01L3	U	66,475	24,719	6572	347	15.432	44,47	0,05	14,04	0,00	2,35
JND01L4	UR	131,118	61,01	11312	458	52.607	114,86	0,04	7,51	0,01	4,65
JZN01M1	U	49,531	26,543	6457	200	7.002	35,01	0,03	7,53	0,00	1,08
JZN01M2	U	101,466	39,7	12125	472	29.266	62,00	0,04	11,89	0,00	2,41
JZN01M3	U	4,805	4,043	692	23	759	33,00	0,03	5,69	0,01	1,10
JZN01M4	U	24,913	12,488	5048	148	9.667	65,32	0,03	11,85	0,00	1,92
JZN01M5	U	33,259	15,946	6260	201	10.985	54,65	0,03	12,61	0,00	1,75
JZN01M6	UR	364,251	491,916	15383	961	61.658	64,16	0,06	1,95	0,03	4,01
JZN01M7	UR	89,319	44,056	10547	518	33.465	64,60	0,05	11,76	0,00	3,17
JZN01M8	U	44,753	17,851	5817	244	19.004	77,89	0,04	13,67	0,00	3,27
JZN01M9	U	48,931	17,05	12167	329	15.490	47,08	0,03	19,30	0,00	1,27
LMN01N1	RU	180,211	283,459	5199	645	23.553	36,52	0,12	2,28	0,05	4,53

LMN01N2	U	67,275	21,314	8709	247	9.942	40,25	0,03	11,59	0,00	1,14
LMN01N3	RU	205,362	438,247	6911	804	46.976	58,43	0,12	1,83	0,06	6,80
LMN01N4	U	109,958	97,757	11125	390	14.628	37,51	0,04	3,99	0,01	1,31
LMN01N6	RU	101,392	117,948	5800	628	23.907	38,07	0,11	5,32	0,02	4,12
LMN01N7	RU	81,996	139,009	4276	435	11.940	27,45	0,10	3,13	0,03	2,79
LVM01M2	RU	306,002	617,23	10687	942	89.716	95,24	0,09	1,53	0,06	8,39
LVM01M3	U	28,267	19,088	3973	157	6.990	44,52	0,04	8,23	0,00	1,76
LVM01M4	RU	162,467	283,728	8072	625	33.870	54,19	0,08	2,20	0,04	4,20
MBC01P1	R	362,789	900,704	7812	937	61.417	65,55	0,12	1,04	0,12	7,86
MBC01P2	RU	193,38	419,362	5501	562	23.064	41,04	0,10	1,34	0,08	4,19
MBC01P3	UR	107,007	163,425	8356	530	43.728	82,51	0,06	3,24	0,02	5,23
MLG01Y1		8,092	27,274	173	43	1.485	34,53	0,25	1,58	0,16	8,57
MLG01Y2		193,465	432,28	3973	618	42.908	69,43	0,16	1,43	0,11	10,80
MLG01Y3		139,889	174,393	4872	450	34.356	76,35	0,09	2,58	0,04	7,05
MLG01Y4		163,651	201,178	7258	537	49.934	92,99	0,07	2,67	0,03	6,88
MLG01Y5		213,524	287,616	11239	665	92.756	139,48	0,06	2,31	0,03	8,25
MNV01M1	R	189,838	360,11	3633	528	25.343	48,00	0,15	1,47	0,10	6,98
MNV01M2	U	58,4	17,627	8182	293	26.695	91,11	0,04	16,62	0,00	3,26
MNV01M3	RU	233,762	355,856	7552	761	35.773	47,01	0,10	2,14	0,05	4,74
MNV01M4	RU	177,804	389,035	5606	459	32.844	71,56	0,08	1,18	0,07	5,86
MNV01M5	U	4,252	6,279	392	3	3	1,00	0,01	0,48	0,02	0,01
MNV01M6	RU	182,567	481,071	5626	562	48.648	86,56	0,10	1,17	0,09	8,65
MTI01P2		160,555	249,198	4503	608	26.901	44,25	0,14	2,44	0,06	5,97
MTI01P3		113,976	144,443	7231	373	28.379	76,08	0,05	2,58	0,02	3,92
MTI01P4		113,158	248,587	3296	363	20.030	55,18	0,11	1,46	0,08	6,08
NVO01M2	UR	284,352	604,378	7652	658	47.766	72,59	0,09	1,09	0,08	6,24
NVO01M3	UR	264,058	424,552	9244	960	98.244	102,34	0,10	2,26	0,05	10,63
NVO01M4	UR	76,329	100,002	4655	296	13.095	44,24	0,06	2,96	0,02	2,81
NVO01M5	UR	107,213	217,628	4150	342	24.913	72,85	0,08	1,57	0,05	6,00
ORS01M1	RU	205,255	506,256	6576	617	61.681	99,97	0,09	1,22	0,08	9,38
ORS01M4	U	23,931	10,303	3598	130	16.655	128,12	0,04	12,62	0,00	4,63
PBU01P2	UR	175,418	416,843	7833	509	55.430	108,90	0,06	1,22	0,05	7,08
PBU01P3	RU	236,498	506,377	8044	687	69.471	101,12	0,09	1,36	0,06	8,64
PBU01P4	R	213,351	777,683	6006	587	61.923	105,49	0,10	0,75	0,13	10,31
PEB01L1	RU	40,839	87,656	946	142	5.527	38,92	0,15	1,62	0,09	5,84
PEB01L2	U	100,267	124,641	7089	346	22.036	63,69	0,05	2,78	0,02	3,11
PEB01L3	RU	311,796	574,027	6814	571	44.068	77,18	0,08	0,99	0,08	6,47
RSU01N1	R	58,659	27,916	3219	225	24.173	107,44	0,07	8,06	0,01	7,51
RSU01N2	R	110,228	65,156	4602	357	31.755	88,95	0,08	5,48	0,01	6,90
RSU01N3	U	79,48	14,642	8651	266	30.683	115,35	0,03	18,17	0,00	3,55
RSU01N4	RU	124,296	77,075	5152	458	38.646	84,38	0,09	5,94	0,01	7,50
RSU01N5	U	34,342	153,013	4835	247	11.171	45,23	0,05	1,61	0,03	2,31
RSU01N6	RU	227,365	13,355	5702	578	46.652	80,71	0,10	43,28	0,00	8,18
SLP01P2	UR	252,237	511,424	6649	888	91.351	102,87	0,13	1,74	0,08	13,74
SLP01P3	UR	267,65	767,71	8150	1196	77.128	64,49	0,15	1,56	0,09	9,46
SLP01P4	UR	24,57	47,747	2862	190	13.284	69,92	0,07	3,98	0,02	4,64
SNP01N1	RU	79,293	242,974	1932	317	18.880	59,56	0,16	1,30	0,13	9,77

SNP01N2	R	250,249	507,575	6734	745	43.403	58,26	0,11	1,47	0,08	6,44
SNP01N3	R	36,795	119,177	791	162	6.174	38,11	0,20	1,36	0,15	7,80
SNP01N4	RU	130,04	313,014	5219	485	56.486	116,47	0,09	1,55	0,06	10,82
SNP01N5	UR	64,624	80,639	6330	390	20.710	53,10	0,06	4,84	0,01	3,27
SNP01N6	RU	150,89	336,147	5830	575	50.083	87,10	0,10	1,71	0,06	8,59
TAA01Y1	R	136,453	412,241	3431	421	26.559	63,09	0,12	1,02	0,12	7,74
TAA01Y2	RU	278,529	1101,996	6604	629	42.692	67,87	0,10	0,57	0,17	6,46
TAA01Y3	UR	86,679	27,145	14107	487	65.849	135,21	0,03	17,94	0,00	4,67
TAA01Y4	R	237,177	1042,03	4825	640	56.865	88,85	0,13	0,61	0,22	11,79
TBU01S1	R	28,433	83,153	122	66	1.657	25,11	0,54	0,79	0,68	13,60
TBU01S2	R	16,786	35,171	115	68	1.753	25,78	0,59	1,93	0,30	15,20
TBU01S3	R	16,303	51,56	101	64	1.521	23,77	0,63	1,24	0,51	15,02
TBU01S4	R	11,78	35,881	89	74	1.935	26,15	0,83	2,06	0,40	21,76
TME01P1	U	91,019	112,887	4594	282	21.386	75,84	0,06	2,50	0,02	4,65
TME01P2	R	35,657	146,514	1156	245	9.409	38,40	0,21	1,67	0,13	8,14
TME01P3	RU	43,942	53,358	2557	158	12.884	81,54	0,06	2,96	0,02	5,04
TME01P4	RU	46,728	125,936	1618	184	7.995	43,45	0,11	1,46	0,08	4,94
TME01P5	R	12,431	38,932	258	69	863	12,51	0,27	1,77	0,15	3,35
TME01P6	R	7,225	53,321	551	52	1.545	29,71	0,09	0,98	0,10	2,80
TME01P7	R	1,839	47,74	62	28	161	5,75	0,45	0,59	0,77	2,60
TME01P8	R	5,887	36,386	173	42	879	20,93	0,24	1,15	0,21	5,08
TME01P9	R	20,927	110,244	884	118	3.600	30,51	0,13	1,07	0,12	4,07
VRZ01P3	U	85,009	60,53	9662	376	38.911	103,49	0,04	6,21	0,01	4,03
VRZ01P4	RU	139,764	240,628	4493	441	28.465	64,55	0,10	1,83	0,05	6,34
VRZ01P5	RU	258,332	433,104	5809	718	66.389	92,46	0,12	1,66	0,07	11,43