RENAN FRANCO DE MORAIS

**Metodologia para Planejamento da Distribuição de Energia Elétrica através da
Aplicação de Técnicas de Análise de Dados e Inteligência de Negócios**

São Paulo

2020

RENAN FRANCO DE MORAIS

**Metodologia para Planejamento da Distribuição de Energia Elétrica através da
Aplicação de Técnicas de Análise de Dados e Inteligência de Negócios**

Versão Revisada

Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da
Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Mestre em Ciências

São Paulo

2020

RENAN FRANCO DE MORAIS

**Metodologia para Planejamento da Distribuição de Energia Elétrica através da
Aplicação de Técnicas de Análise de Dados e Inteligência de Negócios**

Versão Revisada

Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da
Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Mestre em Ciências

Área de Concentração: Sistemas de
Potência

Orientador: Prof. Dr. Carlos Frederico
Meschini Almeida

São Paulo

2020

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

Catálogo-na-publicação

Franco de Moraes, Renan

Metodologia para Planejamento da Distribuição de Energia Elétrica através da Aplicação de Técnicas de Análise de Dados e Inteligência de Negócios / R. Franco de Moraes – versão revisada -- São Paulo, 2020
100 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Manutenção Preditiva 2.Planejamento de Redes de Distribuição
3.Inteligência de Negócios 4.Análise de Dados 5.Perdas Não-Técnicas
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

*“O sucesso é a soma de
pequenos esforços repetidos dia
após dia”*

Robert Collier

DEDICATÓRIA

Dedico a presente dissertação aos meus pais, Adalto e Silvana, pelo apoio incondicional e por sempre me mostrarem a importância de estar em busca de novos conhecimentos. E à minha esposa Ana Carolina, por toda a dedicação, carinho, companheirismo e incentivos dados a mim durante esse período. Nada disso seria possível sem vocês, eterna gratidão.

AGRADECIMENTOS

Aos meus amigos do Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia (Enerq-USP), por todo o suporte, auxílio e colaboração.

Ao meu orientador Carlos Frederico Meschini Almeida e aos professores Nelson Kagan e Luiz Henrique Leite Rosa por todo o tempo dedicado a mim e ao meu trabalho. A oportunidade de aprender e evoluir com vocês foi, sem dúvidas, essencial para chegar até aqui.

Aos meus companheiros de trabalho, em especial ao meu amigo e gestor Joselino Santana Filho. Agradeço por todos os ensinamentos, desde à época de estágio até hoje, os quais contribuíram diretamente para minha evolução pessoal e profissional.

À minha família, em especial aos meus pais, Adalto e Silvana, meus grandes exemplos, e à minha esposa, Ana Carolina, meu alicerce e meu porto seguro. Obrigado por sempre me incentivarem e acreditarem que eu poderia chegar até aqui. Essa vitória também é de vocês.

RESUMO

Morais, Renan Franco de. **Metodologia para Planejamento da Distribuição de Energia Elétrica através da Aplicação de Técnicas de Análise de Dados e Inteligência de Negócios**. 2020. 100 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

As áreas de planejamento da manutenção e da inspeção das distribuidoras de energia têm papel fundamental na busca pelo atendimento de rigorosos índices de qualidade da energia elétrica oferecida aos consumidores, bem como na busca pela redução das Perdas Não-Técnicas (PNT) em sua área de concessão.

Essas áreas demandam análises de uma grande quantidade de dados e comumente fazem uso de ferramentas de *Analytics* para alcançar seus objetivos.

Este trabalho apresenta um sistema baseado em uma metodologia que consiste na aplicação de ferramentas de ETL (*Extract, Transform, Load*) e *Business Intelligence* para produzir diagnósticos confiáveis e objetivos de áreas com maior probabilidade de incidência de perdas não-técnicas e defeitos na rede de distribuição, fornecendo suporte para o direcionamento de ações preditivas e corretivas na rede elétrica.

A solução proposta, contemplando a integração de sistemas de análise de rede e funcionalidades do ETL, permitiu a criação de importantes indicadores e relatórios relevantes para apoiar a tomada de decisão e definição de planos de manutenção e inspeção, bem como ações para melhoria dos índices de qualidade de energia.

Palavras-chave: Manutenção preditiva; Perdas não-técnicas; Qualidade de energia; ETL; Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica; Inteligência de Negócios; Análise de Dados.

ABSTRACT

Morais, Renan Franco de. **Methodology to Electrical Energy Distribution Planning Through the Application of Data Analysis Techniques and Business Intelligence**. 2020. 100 p. Dissertation (Master in Science and Electrical Engineering) – Polytechnic School, University of Sao Paulo, Sao Paulo, 2020.

The maintenance and inspection planning areas of electrical power distribution utilities play an important role in pursuing the achievement of rigorous indexes related to the electrical power quality offered to the consumers as well as improving non-technical losses (NTL) reduction in concession area.

These areas require analysis of a large amount of data and commonly use Analytics tools to achieve their goals.

This study presents a system based on a methodology that consists of the application of ETL (Extract, Transform and Load) and Business Intelligence tools to produce reliable and objective diagnoses of areas with a higher probability of incidence of non-technical losses (NTL) and defects on distribution networks, providing support to direct predictive and corrective maintenance and inspection actions on the power distribution grid.

The proposed solution, including the Power System simulator systems and ETL functionalities, allowed the creation of important indexes and relevant reports to support decision making and definition of maintenance and inspection plans, as well as improvement of power quality indexes.

Keywords: Predictive maintenance; Non-technical losses; Power quality; ETL; Planning of Power Distribution Networks; Business Intelligence; Data Analytics.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Percentual de Perdas nos Distribuidores do Sistema Elétrico Nacional	18
Figura 2. Percentual de Perdas no Sistema Elétrico Nacional em relação à Energia Injetada	18
Figura 3. Inteligência de Negócios	34
Figura 4 - Dashboard desenvolvido para o nível analítico descritivo	40
Figura 5 - Sistema proposto de controle de PNT	42
Figura 6 - Principais causas de PNT	43
Figura 7 - Rede Bayesiana implícita em modelo Temporal Event Bayesian Network (TEBN).	45
Figura 8 - Extração, definição dos traços de consumo e classificação do consumidor	46
Figura 9 - Metodologia	48
Figura 10 – Arquitetura Geral da Aplicação	50
Figura 11 – Fluxo de Dados da Aplicação	52
Figura 12 – Interface Gráfica da Ferramenta ETL	53
Figura 13 – Logs da Ferramenta ETL	54
Figura 14 – Módulo de Cálculo de Perdas	56
Figura 15 – Demonstrativo de Regiões de Controle e Variáveis	57
Figura 16 – Fluxo do Módulo de Localização de Faltas	59
Figura 17 – Módulo de Localização de Faltas	61
Figura 18 – Tabelas pertencentes ao Data Warehouse	65
Figura 19 – Painel de Análise de Perdas	69
Figura 20 – Análise Georreferenciada da Rede	70
Figura 21 – Análise de Chaves Ordenada por SCORE	72
Figura 22 – Análise Georreferenciada de Chaves por SCORE	72
Figura 23 – Análise por Tipos de Defeitos	73
Figura 24 – Análise de Incidência por Tipos de Defeitos e Faltas	74
Figura 25 – Análise por Tipos de Causa	74
Figura 26 – Análise de Incidência por Tipos de Causa e Faltas	74
Figura 27 – Painel Principal de Análise de Qualidade	77
Figura 28 – Painel Principal – Análise Mensal	77

Figura 29 – Painel Principal – Análise por Setor	78
Figura 30 – Painel Principal – Análises por UTD	78
Figura 31 – Painel Principal – Tabela Resumo	79
Figura 32 – Painel de Análise da Qualidade Detalhada	79
Figura 33 – Painel Detalhado – Análise Mensal Detalhada	80
Figura 34 – Painel Detalhado – Análise Mensal Detalhada	80
Figura 35 – Painel Detalhado – Análise de chaves por Alimentador no Mapa	81
Figura 36 – Painel Detalhado – Análise de chaves por Alimentador	81
Figura 37 – Painel Detalhado – Análise de chaves por Bloco	82
Figura 38 – Painel Detalhado – Análise por Tipo de Chave	82
Figura 39 – Análise de Clientes-Hora por Ocorrência na Rede	84
Figura 40 – Ganho de Clientes-Hora por Ocorrência na Rede	85
Figura 41 – Ganho e Clientes-Hora Calculados por Ocorrência na Rede	87
Figura 42 – Eventos por Circuito	88
Figura 43 – Tipos de faltas por Alimentador (Monofásicos, Bifásicos ou Trifásicos)	89
Figura 44 – Participação do tipo de falta (Monofásicas, Bifásicas ou Trifásicas) no CLIH Total	89
Figura 45 – Tempos médios por faltas monofásicas, bifásicas ou trifásicas	90
Figura 46 – Análise de Ocorrências por Tempos de Preparo, Localização e Reparo	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados, Origem e Aplicabilidade	51
Tabela 2 - Hierarquia de Elementos de Proteção.....	63
Tabela 3 - Informações sobre Elementos de Proteção	63
Tabela 4 – Controle de Inserção e Versionamento	67
Tabela 5 – Registros de Processos de Inserções de Dados	67

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
API	<i>Application Programming Interface</i>
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BI	<i>Business Intelligence</i>
BT	Baixa Tensão
CLIH	Horas de Clientes Interrompidos
CGP	Centro de Gestão da Proteção
DAG	Diagrama Acíclico Dirigido
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DFT	<i>Discrete Fourier transform</i>
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DICRI	Duração da Interrupção Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
DGC	Desempenho Global de Continuidade
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
DRF	Dispositivo de Referência de Falta
DW	<i>Data Warehouse</i>
ESB	<i>Enterprise Service Bus</i>
ETL	<i>Extract, Transform and Load</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
GIS	<i>Geographic Information System</i>
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GSE	Gestão do Sistema Elétrico
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
IoT	<i>Internet of Things</i>
IP	Iluminação Pública
IPL	Índice de Probabilidade de Localização

KPI	<i>Key Performance Indicator</i>
M2M	<i>Machine-to-Machine</i>
MCP	Módulo de Cálculo de Perdas
MLF	Módulo de Localização de Falhas
MQ	Módulo de Qualidade
MT	Média Tensão
NTL	<i>Non-Technical Losses</i>
OMS	<i>Outage Management System</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PDA	<i>Personal Digital Assistant</i>
PDF	Ponto de Defeito
PIM	Plataforma Integrada de Medição
PNT	Perda Não-Técnica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PT	Perda Técnica
REFDEF	Referência do Defeito
REI	Rede Elétrica Inteligente
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
TCi	Transformador de Corrente Inteligente
TEBN	<i>Temporal Event Bayesian Network</i>
TMA	Tempo Médio de Atendimento
TMD	Tempo Médio de Deslocamento
TME	Tempo Médio de Execução
TMP	Tempo Médio de Preparação
UC	Unidade Consumidora
UTD	Unidade Territorial da Distribuição
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	17
1.1.	Objetivos	20
1.1.1.	Objetivo Principal	20
1.1.2.	Objetivos Específicos	21
1.2.	Organização do Documento	21
2.	CONTEXTUALIZAÇÃO	22
2.1.	Perdas na Distribuição de Energia Elétrica	22
2.1.1.	Perdas Técnicas	23
2.1.2.	Perdas Não-Técnicas ou Comerciais	25
2.2.	Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica	27
2.2.1.	Qualidade do Produto	28
2.2.2.	Qualidade do Serviço	29
2.3.	Inteligência de Negócios	34
3.	ESTADO DA ARTE	36
4.	DESENVOLVIMENTO	48
4.1.	Mapeamento de Objetivos e dados provenientes dos sistemas legados da Distribuidora	49
4.2.	Aplicação de coleta e transformação de dados, geração e armazenamento de indicadores	53
4.2.1.	Módulo de Cálculo de Perdas - MCP	55
4.2.2.	Módulo de Localização de Falhas - MLF	58
4.2.3.	Módulo de Qualidade - MQ	61
4.2.3.1.	Dados necessários para aplicação da metodologia - MQ	62
4.2.4.	DW e Estrutura para Armazenamento dos Indicadores	64
4.3.	Relatórios para análise dos resultados gerados pela aplicação	68

4.3.1.	Análise de perdas na rede de distribuição de energia elétrica	68
4.3.2.	Análise de localização de defeitos e identificação de áreas com maior incidência de faltas/defeitos.....	71
4.3.3.	Análises de qualidade na rede de distribuição de energia elétrica	75
4.3.3.1.	Apresentação de Dados de Qualidade em Interface Única	75
4.3.3.2.	Análise de Seletividade dos Equipamentos de Proteção.....	83
4.3.3.3.	Análise da Quantidade de Eventos Monofásicos, Bifásicos e Trifásicos	88
4.4.	Análise da Metodologia e dos Resultados Obtidos	91
5.	CONCLUSÕES.....	94
5.1.	Publicações Realizadas.....	96
5.2.	Desenvolvimentos Futuros	97
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	99

1. INTRODUÇÃO

Uma Rede Elétrica Inteligente (REI) é uma rede que integra o comportamento e as ações de todos que estão conectados a ela - geradores, consumidores e aqueles que fazem ambos (consomem e também geram energia) - de forma a garantir um sistema elétrico economicamente eficiente e sustentável com baixas perdas e altos níveis de qualidade e segurança no suprimento (EU COMMISSION TASK FORCE FOR SMART GRIDS, 2010).

Uma diferença entre as redes de energia elétrica convencionais e as REIs recai na capacidade dos equipamentos inteligentes em monitoramento e comunicação de forma mais eficiente e efetiva que os convencionais, gerando uma grande quantidade de dados. As REIs aproveitam as novas características de equipamentos ou produtos e serviços inovadores junto com a monitoração inteligente, análise, controle remoto, comunicação e capacidade de reconfiguração da rede de forma integrada, a fim de tornarem-se mais eficientes e dinâmicas do ponto de vista econômico e operacional (KAGAN, et al., 2013). Esses ganhos também podem ser verificados na qualidade da energia elétrica distribuída, os quais são de suma importância pois as distribuidoras de energia são periodicamente avaliadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e precisam atender a rigorosos índices relacionados à qualidade do serviço (confiabilidade), qualidade do produto (conformidade) e atendimento comercial (presteza) oferecido aos consumidores, de acordo com o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (ANEEL, PRODIST MÓD. 8, 2018).

A ANEEL também estabelece metas para as perdas registradas na distribuição de energia através do Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST (ANEEL, PRODIST MÓD. 7, 2018). O aumento de informações provenientes de *IEDs* (*Intelligent Electronic Devices*) instalados ao longo das redes de distribuição de energia elétrica possibilita a melhor identificação de áreas com maior índice de perdas técnicas e áreas com maior probabilidade de perdas não-técnicas.

Os gráficos a seguir (ABRADEE, 2018) apresentam o percentual de perdas no sistema elétrico brasileiro divididos por concessionária (Figura 1) e por tipo (Figura 2):

Figura 1. Percentual de Perdas nos Distribuidores do Sistema Elétrico Nacional

Fonte: (ABRADEE, 2018)

Figura 2. Percentual de Perdas no Sistema Elétrico Nacional em relação à Energia Injetada

Fonte: (ABRADEE, 2018)

Os dados que podem ser extraídos das Redes Elétricas Inteligentes (REIs) contêm informações valiosas que podem expor oportunidades de utilização mais eficiente dos recursos existentes. Neste trabalho, foi desenvolvida uma aplicação totalmente integrada, desde a aquisição de dados oriundos dos sistemas legados de uma distribuidora de energia até a apresentação de indicadores para a equipe de planejamento da distribuidora em diversas visualizações.

A aplicação desenvolvida é responsável pela execução de algoritmos para localização de defeitos e determinação de áreas com maior possibilidade de incidência de perdas não-técnicas, os quais são realizados com apoio de software específico para a análise de redes elétricas. Os resultados obtidos são integrados através de uma ferramenta *ETL (Extract, Transform and Load)*, responsável pela extração, transformação e carregamento de dados em um *Data Warehouse (DW)*, formando uma solução capaz de gerar indicadores de desempenho para posterior análise através de *dashboards* desenvolvidos com base em *software de Analytics*. Um *dashboard*, por definição, são painéis para apresentação de indicadores chave de performance (*KPIs*) que auxiliam no acompanhamento e exibição de métricas e dados para apoio ao usuário final.

Sendo assim, com a metodologia proposta, potencializa-se os seguintes benefícios:

- Oferecimento de elementos e diagnósticos sobre áreas com maior possibilidade de incidência de Perdas Técnicas (PT) e Perdas Não-Técnicas (PNT) para otimização do direcionamento de ações de inspeção;
- Mapeamento de áreas mais vulneráveis, ou seja, trechos de rede e equipamentos com maior incidência de defeitos;
- Análise detalhada das causas e tipos de defeitos ocorridos na rede de distribuição de energia elétrica, possibilitando às equipes de manutenção a realização de ações preventivas de acordo com os eventos registrados em cada região;
- Avaliação da seletividade e parametrização dos equipamentos de proteção, com o objetivo de mitigar o desligamento de consumidores sem a real necessidade, ocasionando assim uma melhoria nos indicadores de qualidade;

- Utilização mais eficiente dos recursos de OPEX (*Operational Expenditure*) destinados às áreas de planejamento e operação de redes de distribuição, devido à otimização do direcionamento de equipes para ações preventivas e corretivas com base nos resultados disponibilizados.

O suporte ao planejamento de inspeções e manutenção das distribuidoras, através da análise de dados de perdas e de identificação de defeitos temporários e permanentes são os principais enfoques dessa aplicação, pois possibilita às distribuidoras de energia elétrica uma melhor estimativa de perdas técnicas (PT) e não-técnicas (PNT), contribuindo no direcionamento de ações, determinando as áreas com maiores índices de fraude e furto de energia elétrica e otimizando o planejamento de inspeções. Além disso, a metodologia proposta possibilita uma nova abordagem na avaliação de regiões mais vulneráveis das redes de distribuição por meio da análise dos indicadores voltados para ocorrência e frequência de determinados defeitos permanentes e temporários na rede, provendo benefícios para o planejamento da manutenção.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo Principal

Este trabalho tem como objetivo principal propor uma metodologia inovadora para geração de novos indicadores capazes de orientar o engenheiro planejador de redes de distribuição na tomada de decisões com relação a ações de inspeção e manutenção.

A metodologia foi materializada em um sistema que é baseado na aquisição de dados de fontes diversas e realização de tratamento por meio de softwares para análise de redes elétricas integrados à uma ferramenta ETL.

O tratamento de dados proposto permite a inserção dos novos indicadores em uma base de dados integrada, visando análises em *dashboards* diversos, criados e definidos para facilitar a tomada de decisões pelo usuário final.

Essa nova proposta provê indicadores confiáveis para apoio ao planejamento da distribuição no direcionamento de ações estratégicas preventivas e corretivas, com embasamento suficiente para o planejamento da inspeção e manutenção da distribuidora, possibilitando melhorias nos indicadores de qualidade do serviço, nos índices de perdas não-técnicas e, conseqüentemente, resultando em uma maior eficiência dos recursos destinados às áreas de planejamento e operação de redes de distribuição de energia elétrica.

1.1.2. Objetivos Específicos

Para alcançar os resultados esperados, fez-se necessário o mapeamento e a realização dos seguintes objetivos específicos:

- Pesquisa sobre estado da arte e aplicações de *business intelligence* no planejamento da manutenção e inspeção;
- Desenho de metodologia que contribua com informações para a tomada de decisões;
- Aplicação e validação da metodologia proposta;
- Elaboração do estudo de caso com utilização de dados reais.

1.2. Organização do Documento

Esse trabalho está organizado de modo que os capítulos que o compõe sigam de forma ordenada os objetivos almejados.

O Capítulo 1 apresenta a introdução e o objetivo principal

O Capítulo 2 apresenta a contextualização dos temas abordados nesse trabalho.

O Capítulo 3 apresenta a pesquisa bibliográfica.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia desenvolvida e os resultados obtidos.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões gerais, bem como as publicações realizadas com base nesse trabalho.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO

A proposta metodológica foi dividida em três temas:

- Perdas na Distribuição de Energia Elétrica;
- Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica;
- Inteligência de Negócios.

2.1. Perdas na Distribuição de Energia Elétrica

Em conjunto com a implantação do conceito de redes inteligentes, a gestão eficiente das perdas é de extrema importância para que se tenha um sistema de fornecimento de energia mais eficiente. Definem-se perdas totais de energia como a diferença da energia injetada, proveniente da geração, e a energia fornecida, medida em todas as unidades consumidoras. Essas perdas podem ser geradas por causas técnicas e por outras razões. As causas técnicas são decorrentes da física do transporte de eletricidade, porém afetadas por decisões econômicas e de engenharia, por exemplo, na especificação de tipos de cabos a serem usados e no dimensionamento de transformadores. As causas “não-técnicas” incluem o furto de energia, erros de medição e inconsistências de parâmetros técnicos. As perdas possuem grande importância, uma vez que estão diretamente relacionadas à impactos econômicos e ambientais e seu custo acaba sendo repassado aos usuários da rede elétrica e as distribuidoras.

Dividindo-se o sistema elétrico de potência em três grandes sistemas: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, pode-se dividir as perdas do sistema elétrico de potência em duas parcelas:

- Perdas na transmissão: são aquelas que ocorrem no sistema de transmissão, entre a geração de energia elétrica e a fronteira com o sistema de distribuição. São basicamente perdas oriundas do transporte de energia nos equipamentos e elementos que fazem parte do sistema de transmissão de energia elétrica.

- Perdas na distribuição: são aquelas que ocorrem no sistema de distribuição, entre a fronteira com a transmissão de energia elétrica e os consumidores finais.

As **perdas na distribuição** podem ser divididas em duas parcelas, conforme suas causas:

- *Perdas não-técnicas ou comerciais* – são as perdas relacionadas a consumos não medidos, tais como desvios de medição (causados por erros e fraudes), desvios de estimação e furtos de energia;
- *Perdas técnicas* – são perdas relacionadas ao transporte de energia para o consumo regular, isto é, à energia comercializada ou faturada que ocorrem nos equipamentos da rede de distribuição, tais como transformadores, linhas, chaves, etc. Há ainda de se considerar nesta parcela a presença de perdas técnicas adicionais causadas pelo transporte da energia não contabilizada/medida, oriunda dos problemas que causam perdas não-técnicas ou comerciais.

Dependendo do tipo de perda na rede de distribuição, as abordagens para gerir e atuar sobre elas são bem diferentes. Para auxiliar na gestão das perdas nos sistemas elétricos, o Módulo 7 do PRODIST buscou definir as informações e os dados necessários para cálculo das perdas na distribuição e o tratamento regulatório a ser empregado em caso da impossibilidade de realização do cálculo, além de estabelecer a metodologia a ser utilizada para definição de perdas de energia regulatórias (ANEEL, PRORET, 2015).

2.1.1. Perdas Técnicas

Denominam-se Perdas Técnicas de Energia as perdas inerentes às atividades do transporte da energia elétrica na rede, de transformação de tensão e de medição da energia na rede da concessionária.

As perdas técnicas podem ser subdivididas em:

- Perdas por efeito *Joule* nos condutores;

- Perdas nos núcleos dos transformadores por efeito histerese, por correntes parasitas de Foucault e devido à excitação magnética dos núcleos;
- Perdas devido às correntes de fuga no ar e nos isoladores/isolantes, etc.

➤ Perdas por efeito Joule nos condutores

De modo geral, as redes de distribuição fazem uso de cabos de cobre e de alumínio, uma vez que em temperatura ambiente o cobre é um dos metais mais condutores, mas ainda possuindo alguma resistência à corrente, e o alumínio possui menos peso, embora seja menos condutivo.

A energia necessária para conduzir a corrente através dos cabos de cobre e alumínio, devido à resistência natural presente nesses materiais, causa inevitável aquecimento nos condutores. Como o calor produzido nos cabos não pode ser aproveitado, acaba se tornando energia desperdiçada.

Conforme o cobre ou o alumínio aquecem, sua resistência para condução da corrente aumenta, causando maior perda de energia. O aumento da temperatura dos cabos pode ser decorrente do aquecimento pela corrente que passa pelos cabos, ou por condições climáticas do ambiente.

Como as perdas são relacionadas numericamente ao quadrado da corrente, elas serão maiores quando houver maior corrente sendo conduzida nos cabos. Por essa razão, tipicamente nos horários de maior consumo (horários de pico) as perdas devem ser maiores.

Baixos valores de fator de potência na energia consumida também contribuem para a presença de maiores correntes circulando na rede elétrica e, por consequência, maiores perdas.

➤ *Perdas nos equipamentos da rede elétrica*

Como a energia elétrica precisa ser transportada por grandes distâncias, a forma mais econômica de realizar esse transporte é através do uso de altas tensões, uma vez que

isso reduz o fluxo de corrente elétrica e, por consequência, as perdas mencionadas anteriormente.

Para alterar os níveis de tensão, é necessário o uso de um transformador. Em redes de distribuição esses equipamentos têm que lidar com correntes substanciais e altas tensões. Calor é produzido pela corrente que flui nos enrolamentos (efeito Joule) e o campo magnético causa correntes parasitas no núcleo (correntes de Foucault). O transformador também precisa consumir uma parcela de potência para realizar a magnetização do material ferromagnético do núcleo (corrente de excitação) e há de se considerar que parte do fluxo magnético pode fechar o caminho magnético pelo ar e ficar concatenado apenas com um dos enrolamentos, causando uma parcela de fluxo disperso. Todos esses efeitos acabam sendo considerados perdas de energia elétrica no transformador.

Os medidores eletrônicos de energia elétrica, por exemplo, possuem fonte de alimentação que consome uma pequena porção de energia, mesmo que a sua respectiva unidade consumidora não esteja consumindo nada. Ainda que a energia utilizada pelo medidor seja pequena em relação às cargas presentes na rede, podem haver milhões de consumidores sendo supridos por uma distribuidora de energia elétrica, fazendo assim com que a contribuição desse consumo nas perdas seja mensurável.

2.1.2. Perdas Não-Técnicas ou Comerciais

Definem-se perdas não-técnicas ou perdas comerciais de energia o resultado da diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

As perdas não-técnicas podem ser subdivididas em:

- Desvios de medições (positivos ou negativos):
 - Na energia comprada, supõe-se que não haja desvios.
 - Na energia entregue, haverá.

- Desvios de energias estimadas, nos casos previstos pela legislação: iluminação pública, ligação provisória, etc. (positivos ou negativos);
- Desvios causados por erros de faturamento, unidades consumidoras com equipamento de medição defeituoso, etc. (positivos ou negativos);
- Furtos de energia na rede (sempre negativo).

As perdas não-técnicas são causadas, na grande maioria das vezes, por problemas relacionados à falta de faturamento da energia distribuída. Estão entre as causas mais comuns:

- Erros na leitura dos medidores ou no faturamento das UCs;
- Falha, falta de aferição ou inexistência de medidores;
- Furto ou fraude.

Os tipos de fraudes mais encontrados nos processos analisados pela ANEEL são:

- Ligação direta à rede secundária;
- Desvio no ramal de entrada (a montante do medidor);
- Elemento móvel do medidor bloqueado por meio de perfuração da tampa de vidro;
- Terminal de prova aberto;
- Bobina de potencial interrompida;
- Elemento móvel empenado;
- Chave de aferição aberta;
- Curto-circuito na entrada ou saída do medidor;
- Condutores de ligação entre a chave de aferição e medidor isolados;
- Condutores de ligação entre a chave de aferição e o medidor seccionados.

Deve-se notar que a energia que faz parte das perdas não-técnicas também cria uma parcela de perdas técnicas, causadas pelo transporte da energia adicional proveniente de diferenças de medição e de furtos de energia na rede.

O percentual de perdas não-técnicas será calculado pela diferença das perdas totais na distribuição e a multiplicação da energia injetada pelo percentual de perda técnica regulatória mais recente, segundo definição do PRORET (ANEEL, PRORET, 2015).

A expressão a seguir demonstra o cálculo definido:

$$P_{nt}(\%) = \frac{P_{total} - E_{inj} \times P_{tec}(\%)}{M_{bt}}$$

Onde:

- $P_{nt}(\%)$: Percentual de perdas não-técnicas sobre o mercado de baixa tensão;
- P_{total} : Total de perdas na distribuição;
- E_{inj} : Total da energia injetada na rede de distribuição;
- $P_{tec}(\%)$: Percentual de perdas técnicas sobre a energia injetada;
- M_{bt} : Mercado de baixa tensão da concessionária.

2.2. Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica

O Módulo 8 do PRODIST visa estabelecer procedimentos em relação a qualidade de energia elétrica, ou seja, estabelece critérios para a qualidade do produto utilizado na medição da qualidade de energia e também para a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras.

Pode-se definir que um sistema de suprimento de energia elétrica possui qualidade máxima quando:

- a) não ocorre interrupção no suprimento (confiabilidade);

- b) a forma de onda da tensão fornecida for senoidal com amplitude e frequência constantes ao longo do tempo, de valores fixos e iguais aos valores nominais (conformidade). (ANEEL, PRODIST MÓD. 8, 2018)

A partir da definição anterior, qualquer alteração naqueles padrões produz uma degradação na qualidade do suprimento de energia elétrica que afeta o desempenho do sistema elétrico como um todo. Pode-se distinguir e monitorar a qualidade do suprimento quanto ao padrão de continuidade do serviço e quanto ao padrão da tensão de suprimento referente à amplitude e forma de onda

2.2.1. Qualidade do Produto

No caso de qualidade do produto, ao se considerar o padrão de amplitude e forma de onda da tensão de suprimento, surge a necessidade de serem definidas outras categorias de fenômenos que são diferenciados em função de suas naturezas e durações e que podem ser separadas em fenômenos transitórios, os de curta duração e os de longa duração ou permanentes.

No âmbito nacional, os fenômenos que afetam a qualidade do produto foram incorporados pela ANEEL através do Módulo 8 - PRODIST, que é relativo a qualidade de energia e possui as seguintes definições sobre os fenômenos de qualidade do produto a serem avaliados pelas concessionárias de energia elétrica:

- Tensão em regime permanente: são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e registro, os prazos para regularização e de compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores;
- Fator de potência: razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas em um mesmo período especificado;
- Harmônicos: fenômenos referentes a deformações nas formas de onda das tensões e correntes relacionadas a onda senoidal da fundamental;

- Desequilíbrio de tensão: alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição de energia elétrica;
- Flutuação de tensão: variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão;
- VTCD (variação de tensão de curta duração): desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos períodos de tempo;
- Variação de frequência: variação da frequência fora dos limites normais, entre 59,9Hz e 60,1Hz. (ANEEL, PRODIST MÓD. 8, 2018).

Entre os fenômenos listados acima, os de maior interesse por afetarem de modo mais expressivo os consumidores são: tensão em regime permanente, desequilíbrios de tensão, harmônicos, flutuação de tensão (*flicker*) e as variações de tensão de curta duração.

2.2.2. Qualidade do Serviço

A qualidade dos serviços prestados no setor elétrico é baseada na avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. São analisados o número de interrupções e seus intervalos de tempo. Para tal finalidade, destacam-se os indicadores de qualidade definidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST:

- Indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC);
- Indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI).

O padrão dos indicadores é calculado diferentemente para cada “Conjunto de Unidades Consumidoras”, baseado em atributos físico-elétricos, tais como:

- Área (km²);
- Extensão da rede primária (km);
- A média mensal de consumo de energia (kWh);
- O total de UCs atendidas;
- A potência instalada (kVA).

No caso de ocorrência de um defeito na rede de distribuição, de modo geral, o procedimento se resume ao descrito a seguir:

- O dispositivo de proteção atua, desligando toda a rede a jusante;
- A central de atendimento recebe a reclamação do cliente através de contato telefônico e, conforme as reclamações vão ocorrendo, mapeia a área em que está locado o defeito e envia assim uma equipe de manutenção;
- A equipe de manutenção desloca-se para a área em questão e identifica o dispositivo que atuou, visando assim isolar o defeito e restabelecer o fornecimento dos consumidores a jusante do equipamento;
- Ao término do processo de reparo, a equipe de manutenção restabelece as condições operativas de todo o alimentador. (KAGAN, ROBBA, & SCHMIDT, 2009).

Em uma distribuidora do âmbito nacional, por exemplo, o processo de abertura de ocorrências ocorre da seguinte forma: o *OMS (Outage Management System)* é movimentado pelas reclamações dos clientes, que podem chegar por três caminhos distintos: *call center*, abertura de ocorrência pelo operador ou através do *SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)*. Assim que o sistema *OMS* recebe uma reclamação, um módulo do sistema abre a ocorrência, que associa diretamente a reclamação ao cliente em questão. Se três clientes do mesmo perímetro reclamam, o sistema detecta que o problema pode ser no transformador à montante dessas instalações, por exemplo.

Dando continuidade à ocorrência, as equipes de campo possuem contato via rádio ou via integração com o sistema de despacho móvel de equipes. O operador define para qual equipe irá despachar a ocorrência. Assim que o estado da ocorrência é alterado para “despachada”, o *OMS* envia a ocorrência com os principais dados para o *PDA (Personal Digital Assistant)* ou *smartphone* da equipe selecionada (ocorrência, dados do cliente, endereço, entre outros).

Após realizado todo o processo de atendimento e o restabelecimento do sistema ser concluído, a ocorrência é encaminhada para o módulo de arquivamento de ocorrências. Nesse ambiente, é possível visualizar, por questões regulatórias, o tempo de duração de cada ocorrência, desde o momento da reclamação até a solução.

Com o advento das REIs, o processo tende a se tornar muito mais ágil e confiável, devido às duas funcionalidades a seguir:

- Auto restauração (*self-healing*): utiliza-se de algoritmos de fluxo de potência e análise de redes elétricas para identificar os circuitos de socorro disponíveis e as sequências de manobras a serem realizadas remotamente, visando restabelecer a carga de forma rápida, estável e segura.
- Último suspiro (*last gasp*): os medidores inteligentes possuem essa funcionalidade, a qual envia um sinal para os sistemas de gestão no caso de interrupção de fornecimento. Com isso, é possível identificar as regiões sem energia sem a necessidade da reclamação de consumidores para mapeamento das áreas afetadas, pois através dos *last gasps*, torna-se possível mapear as regiões afetadas pelo defeito em questão.

A seguir, foram abordados resumidamente os indicadores de continuidade coletivos e individuais.

➤ **Indicadores de Continuidade Coletivos**

Anualmente, com base no DEC e FEC, é publicado o DGC (Indicador de Desempenho Global de Continuidade), onde são comparados os desempenhos das distribuidoras do setor elétrico no Brasil, que são divididas em dois grupos: grandes (mercado de energia > 1TWh/Ano) e pequenas (mercado de energia <= 1TWh/Ano). O indicador permite avaliar o nível da continuidade da distribuidora em relação aos limites estabelecidos para a sua área de concessão. (ANEEL, PRODIST MÓD. 8, 2018)

A seguir, descreve-se cada um dos indicadores de continuidade coletivos:

✓ **DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora**

Esse indicador é definido pelo tempo médio que o consumidor teve seu fornecimento interrompido durante o período de observação, seja por defeitos na rede ou por manutenção preventiva realizada pela distribuidora (KAGAN, ROBBA, & SCHMIDT, 2009).

O DEC de uma distribuidora de energia é calculado através da seguinte equação:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^N Ca(i) \cdot t(i)}{Cc}$$

onde:

- $Ca(i)$: número de consumidores que tiveram seu fornecimento interrompido quando da contingência “ i ”;
- $t(i)$: duração de interrupção quando da contingência “ i ”;
- Cc : número total de consumidores que compõem o conjunto de consumidores;
- N : número total de ocorrências verificadas durante o período de observação; (KAGAN, ROBBA, & SCHMIDT, 2009)

✓ ***FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora***

Esse indicador é definido pelo número médio de interrupções ocorridas, durante o período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado. (STAROSTA, 2012)

O número médio de interrupções ocorridas no período é calculado através da seguinte equação:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^N Ca(i)}{Cc}$$

onde:

- $Ca(i)$: número de consumidores que tiveram seu fornecimento interrompido quando da contingência “ i ”;
- Cc : número total de consumidores que compõem o conjunto de consumidores;
- N : número total de ocorrências verificadas durante o período de observação; (KAGAN, ROBBA, & SCHMIDT, 2009)

➤ ***Indicadores de Continuidade Individuais***

Considerando-se as distorções que podem ocorrer para os diversos consumidores de um conjunto, foram definidos os indicadores individuais: DIC e FIC. (STAROSTA, 2012).

A seguir, são detalhados cada um dos indicadores de continuidade individuais, os quais deverão ser apurados para todas as UCs.

✓ ***DIC - Duração de interrupção individual por unidade consumidora***

Esse indicador representa o tempo em que o consumidor permaneceu sem fornecimento de energia e é calculado através da seguinte expressão:

$$DIC = \sum_{i=1}^N t(i)$$

onde:

- $t(i)$: duração de interrupção quando da contingência “i”;
- N : número total de ocorrências verificadas durante o período de observação.

✓ ***FIC - Frequência de interrupção individual por unidade consumidora***

Esse indicador representa o número de vezes que o cliente sofreu interrupção do fornecimento durante o período de observação, sendo representado a seguir:

$$FIC = N$$

✓ ***DMIC - Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão***

Este indicador representa o tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica em uma UC ou ponto de conexão, e é representado pela seguinte expressão:

$$DMIC = t(i)_{max}$$

✓ ***DICRI - Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão***

Esse indicador representa a duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico para cada UC ou ponto de conexão.

2.3. Inteligência de Negócios

Com o advento das Redes Elétricas Inteligentes (REIs) e o crescente número de *IEDs* instalados ao longo da rede, os quais são dispositivos inteligentes capazes de reunir e transmitir informações, o volume de dados a ser tratado pelas distribuidoras de energia tem aumentado em larga escala nos últimos anos. Por isso, a implementação do conceito de Inteligência de Negócios (ou *Business Intelligence - BI*), torna-se cada vez mais importante.

BI é um conjunto de técnicas e conceitos que visa a coleta e organização dos dados e informações, para que sejam analisados e tratados visando posterior compartilhamento e monitoramento de indicadores. O principal objetivo do *BI* é oferecer suporte à tomada de decisão, ou seja, possibilitar através de *dashboards* (painel de informações) uma visão rápida e analítica, onde seja possível tomar uma decisão baseada em evidências confiáveis.

O *BI* permite a análise de desempenho passado, ou seja, pode apresentar dados históricos para maior embasamento de planejamentos futuros. Na Figura 3, pode-se visualizar o modelo de fluxo de processos de *BI* aplicado neste trabalho.

Figura 3. Inteligência de Negócios

Fonte: Autor

- Armazém de dados: ou *Data Warehouse (DW)*, banco de dados que centraliza os dados adquiridos de fontes diversas, visando a otimização da consulta;
- Extração e Organização dos Dados: criação dos *datasets* (conjuntos de dados) necessários para a formulação dos indicadores e extração dos dados dos sistemas legados da distribuidora de energia;
- Criação de Indicadores: com base nos dados adquiridos, são executados algoritmos (MCP – Módulo de Cálculo de Perdas, MLF – Módulo de Localização de Faltas e MQ – Módulo de Qualidade) para que seja realizada a geração dos indicadores que são carregados no *Data Warehouse* para serem utilizados nas análises apresentadas nos *dashboards*, com o objetivo de otimizar e embasar o usuário no processo de tomadas de decisões;
- Dashboard para Análise dos Indicadores: visualização dos indicadores em *dashboards* diversos criados com o objetivo de apresentar a informação de forma clara e objetiva, visando prover suporte à tomada de decisões;
- Monitoramento das Ações: após a tomada de decisão, as ações postas em prática são monitoradas para se verificar seu progresso e fazer ajustes, caso seja necessário.

A etapa de tomada de decisões denomina-se *Analytics* que, por definição, consiste no suporte ao processo de tomada de decisão utilizando-se de ferramentas de *BI*, geração de relatórios e visualização de dados.

Neste trabalho, utiliza-se o conceito de análise preditiva, que consiste na utilização de ferramentas de análise, alinhadas à gestão de negócios, para apontar como serão os dados no futuro ou como se comportam em condições diversas, visando auxiliar o usuário final na tomada de decisões. A análise preditiva fornece subsídios para decisões que irão alterar o futuro, ou seja, fornecendo subsídios confiáveis para que o planejamento da distribuição tenha embasamento para realizar ações preventivas e corretivas na rede.

3. ESTADO DA ARTE

Neste capítulo é apresentada a pesquisa bibliográfica e aplicações de soluções no âmbito nacional e internacional.

Os dados que podem ser extraídos das REIs contêm informações valiosas que podem expor oportunidades de utilização mais eficiente dos recursos existentes. Segundo (MARLEN, MAXIM, UKAEGBU, & NUNNA, 2019), o processo de coleta de dados de medidores inteligentes, seguido de análise técnica dos dados pode ser chamado de *Energy Analytics* e permite a obtenção de importantes informações, correlações, tendências e padrões.

As tecnologias de *Data Mining* e *Analytics* são utilizadas para o processamento de um enorme volume de dados provenientes de diversas infraestruturas presentes nas REIs, como Infraestrutura de Medição Avançada (*Advanced Metering Infrastructure - AMI*), abordada por (ALAHAKOON & YU, 2013) e (WANG, CHEN, HONG, & KANG, 2019), e Automação (FAN, CHEN, KALOGRIDIS, TAN, & KALESHI, 2012). O emprego dessas tecnologias é possível em diversas áreas da distribuição de energia elétrica, como: otimização da operação, integração de fontes renováveis distribuídas, soluções de armazenamento de energia, aplicações para consumidores, arquiteturas de comunicação, eficiência das equipes de campo (LIU, 2010) e cyber-segurança (CHOUCRI & AGARWAL, 2017).

Segundo (MUNSHI, 2018), ainda que os avanços nas REIs estejam permitindo que uma grande quantidade de dados seja agregada e analisada para várias aplicações, os sistemas tradicionais de gerenciamento de dados não dispõem dos recursos de armazenamento e processamento atualmente necessários.

A utilização de tecnologias de *Analytics* no setor elétrico se encontra em constante evolução. De acordo com (MARLEN, MAXIM, UKAEGBU, & NUNNA, 2019), a aplicação da análise de dados no setor elétrico pode ser chamada de *Energy Analytics*, que consiste na coleta de dados de sensores, dispositivos inteligentes e medidores inteligentes em tempo real e aplicação de algum tipo de técnica de análise de dados para obter informações sobre correlações, tendências e padrões importantes. Esse trabalho realizou um estudo utilizando dados de consumo de 5.567

unidades consumidoras de Londres, utilizando os perfis de carga obtidos para análises posteriores.

Juntamente com as vantagens da medição inteligente na implementação das REIs, surgem também os desafios, como, por exemplo, o gerenciamento de grandes quantidades dos dados de medição coletados. Segundo (ALAHAKOON & YU, 2013), a AMI resultou na geração de um volume de dados sem precedentes, que podem ser classificados como *Big Data* devido ao volume, velocidade, variação e complexidade. Sendo assim, os autores propõem que os dados da AMI sejam categorizados como dados de consumo e eventos pois, atualmente, a maioria das análises é realizada nos dados de consumo.

Continuando com o enfoque nos dados providos pela AMI, (WANG, CHEN, HONG, & KANG, 2019) dividiu a utilização dos dados coletados em três áreas de aplicação: análise de carga, previsão de carga, e gerenciamento de carga. Os autores também discutem a aplicação de tecnologia de análise de dados, como *Big Data*, *machine learning*, novos modelos de negócios, a transição de sistemas de energia e privacidade e segurança de dados. Por fim, os autores ainda destacam a detecção de dados incorretos, pois a identificação dessas anomalias é muito importante para modelos de previsão ou agrupamento de dados oriundos de medidores inteligentes, evitando falhas na estimativa de parâmetros. Além disso, dados confiáveis de medidores inteligentes são importantes para o faturamento e planejamento de inspeções.

Com o número cada vez maior de dispositivos inteligentes disponíveis na rede de distribuição de energia elétrica, o conceito de *Machine-to-Machine* (M2M) torna-se cada vez mais presente. No trabalho apresentado por (FAN, CHEN, KALOGRIDIS, TAN, & KALESHI, 2012), os autores abordam uma visão geral do M2M e suas aplicações nas REIs, como monitoramento e controle de áreas amplas, diagnóstico de falhas do sistema, melhoria da confiabilidade, resposta a demanda, gerenciamento do consumo de energia em resposta às condições de fornecimento, etc. Utilizando-se de dados obtidos do sistema AMI, também estudaram os dados providos pelos medidores inteligentes, realizando uma análise detalhada para identificação de fases.

(LIU, 2010) abordou as integrações necessárias nas REIs. Segundo o autor, as integrações de análises e informações podem ser divididas em seis domínios: controle e otimização do sistema, integração de fontes renováveis, soluções de armazenamento de energia, aplicativos para uso do consumidor, arquitetura de comunicação e, por fim, eficiência da equipe de trabalho. Sendo assim, concluíram que são necessários aplicativos de integração de informações e análises para resolver os problemas gerados por cada domínio.

Os ambientes de *Big Data* não geram valor por si só, ou seja, não garantem que seja possível criar compreensão e gerar resultados tangíveis para a empresa distribuidora. Sendo assim, surge-se o conceito de *Data Lake*, um repositório que armazena um grande e variado volume de dados, de forma estruturada ou não, onde os mesmos são acessados e armazenados em sua forma original e de onde se pode diretamente buscar correlações e informações que subsidiem a criação do *Data Warehouse*. (MUNSHI, 2018) apresentou uma estrutura de *Data Lake* para armazenar dados diversos obtidos do sistema de AMI. Os autores apresentaram um sistema de coleta e armazenamento de dados na nuvem, permitindo coletar vários tipos de dados das REIs, incluindo dados de medidores inteligentes e dados de imagem e vídeo, viabilizando a realização de processos de mineração de dados através de *softwares* de processamento.

Em (ROJAS, 2015), os autores desenvolveram uma solução tecnológica para suporte à tomada de decisão em situações de fraude e falhas na rede de distribuição, utilizando modelos de *data mining*. O projeto utiliza como fonte os perfis de consumidores residenciais (padrões de consumo) para construir e caracterizar comportamentos através de padrões de consumo por período de tempo e quantificar resultados usando ferramentas computacionais que definem o padrão normal ou estado suspeito da conta estudada. O processo de extração de informação envolve uma variedade de ciclos de *feedback*, porque a aplicação de uma determinada técnica pode levar à conclusão de que os dados selecionados são de má qualidade ou que a técnica aplicada não é adequada.

O processo de mineração de dados consiste em várias etapas: preparação dos dados (triagem, limpeza e transformação), exploração e auditoria, mineração de dados

(desenvolvimento de análise de dados), avaliação, divulgação e utilização de modelos (saída). Além disso, o processo de extração pode fazer uso de diferentes técnicas (árvores de decisão, regressão linear, redes neurais, técnicas bayesianas, vetor de suporte).

Nas concessionárias de energia, esse processo exige a coleta, organização, gestão e análise de grandes quantidades de dados, o que implica a aplicação de vários métodos analíticos em grandes volumes de dados estruturados e não estruturados que fornecem resultados em nível descritivo e preditivo:

A. Nível Analítico Descritivo

Permite gerar alertas antecipados para identificar irregularidades no consumo de energia; otimizar os processos de recuperação de serviços cobrados incorretamente, desde que atuem após alertas; identificar causas comuns de consumo anormal de energia e analisar comportamentos a partir da coleta, organização, análise e visualização de informações geradas no processo de medição do consumo de usuários regulamentados e não regulamentados. Suas principais características são: captura e integração de informações de diferentes fontes; configuração personalizada para definir parâmetros e limiares para a análise; identificação de situações suspeitas; arquitetura web; arquitetura multisserviços; captura de informações de medidores que operam sob os protocolos DLMS / COSEM; visualização das informações de alerta através de um sistema de informação geográfica (GIS). A Figura 4 ilustra as interfaces do *software (dashboard)*.

Figura 4 - *Dashboard* desenvolvido para o nível analítico descritivo

Fonte: (ROJAS, 2015)

B. Nivel Analítico Predictivo

É composto de modelos analíticos que geram informações sobre usuários que estão cometendo algum tipo de irregularidade e ao mesmo tempo permitem estabelecer ações de intervenção em campo. Cada projeto é abordado usando a metodologia do Processo Padrão de Indústria Transacional para Mineração de Dados, que é um modelo de processo iterativo desenvolvido em 1996.

Essa metodologia compreende as seguintes tarefas: compreensão de negócios; compreensão de dados; preparação de dados; modelagem; avaliação e implantação. Geralmente, essas tarefas seguem-se como fases subsequentes, mas dentro desse fluxo, muitos ciclos iterativos podem ser observados.

Segundo (ROJAS, 2015), a tecnologia desenvolvida fortalece, em ambos os níveis, a capacidade analítica da concessionária de energia e permite a tomada de decisões

com análise quantitativa. A linha de base dos modelos analíticos permite: o exame do consumo e das variáveis de interesse em gerar roteiros efetivos nas visitas de campo; entender o que aconteceu, o que está acontecendo e o que acontecerá e a relação entre os dados; o agrupamento dos tipos de irregularidades que proporcionam uma melhor exploração, geração de indicadores e relatórios de valor para o usuário; elementos para a análise do equilíbrio ou críticas para os relatórios; ferramentas para automação do processo de extração de dados; análise de variáveis relevantes que permitem realizar estudos especializados.

Em outro trabalho (RENGARAJU, PANDIAN, & LUNG, 2014), os autores propõem um sistema de controle de perda de energia não técnica para redes inteligentes. Como as AMI recentes têm a capacidade de informar sobre adulteração e quaisquer outras práticas ilegais localmente, o furto de energia diretamente do sistema de distribuição aérea passa a ser mais grave. Assim, o sistema proposto reconhece o furto de energia em uma linha de distribuição. Uma vez identificado o trecho com suspeita de furto, são utilizados veículos aéreos não tripulados para analisar o local usando a vigilância por vídeo. Portanto, é possível identificar a localização precisa do furto. Finalmente, o centro de controle encontra a vigilância ou outros funcionários usando GPS e transmite as informações usando GPRS. Assim, o sistema proposto controla o furto de energia o mais breve possível.

A existência de furto de energia é feita pelo balanço de energia entre o contabilizado no alimentador e os valores medidos pelo AMI em cada consumidor. Uma vez identificado o furto de energia, é necessário encontrar o local específico para minimizar o tempo de inspeção. Caso contrário, a pessoa de vigilância terá que percorrer toda a área de alimentação, levando mais tempo. A fim de identificar a área específica, o alimentador é dividido em segmentos e, no início de cada segmento, um transformador inteligente de corrente (TCi) é conectado para conhecer o fluxo de corrente na linha de alimentação à frente. O TCi envia a leitura para o centro de controle através de *Wi-Fi* de longo alcance. Portanto, uma vez que o furto de energia é identificado, o centro de controle informa a todos os medidores conectados na AMI do alimentador para desconectar a potência de saída temporariamente por um minuto. Enquanto isso, o centro de controle toma as leituras de TCis. Se não houver roubo de

energia, então o valor dos TCis é desprezível. Caso contrário, deve haver leituras de corrente significativas de um conjunto de TCis.

Como exemplo, consideraram quatro TCis conectados em um alimentador X onde TCi1 é conectado imediatamente antes da extremidade do alimentador, TCi2 está longe de TCi1 e TCi3 é outra vez mais distante de TCi1 e finalmente TCi4 é conectado imediatamente após o início do alimentador. Se a leitura de TCi1 é desprezível, as leituras TCi2, TCi3 e TCi4 são valores significativos e semelhantes, então o roubo de energia estaria ocorrendo entre a área TCi1 e TCi2.

Figura 5 - Sistema proposto de controle de PNT

Fonte: (RENGARAJU, PANDIAN, & LUNG, 2014)

No trabalho apresentado em (HERNÁNDEZ, ARROYO-FIGUEROA, RODRÍGUEZ, SANTOS, & ESCOBEDO, 2015), os autores mencionam que uma análise das causas das perdas não técnicas na área metropolitana do México indicou que a maior percentagem de PNT está nos métodos de medição e de mão-de-obra, que representam 30% e 25% respectivamente, enquanto o furto de energia representa 10% das PNT.

Os autores apresentam na Figura 6 as causas de perdas não-técnicas na área metropolitana do México.

Figura 6 - Principais causas de PNT

Fonte: (HERNÁNDEZ, ARROYO-FIGUEROA, RODRÍGUEZ, SANTOS, & ESCOBEDO, 2015)

Os autores propõem um sistema de diagnóstico baseado em redes probabilísticas temporais que utiliza uma análise de causa-consequência baseada no modelo *Temporal Event Bayesian Network (TEBN)* para lidar com a incerteza e o tempo. Um *TEBN* é um Diagrama Acíclico Dirigido (DAG) onde um nó representa um evento ou distúrbio e cada aresta representa uma relação causal-temporal entre nós temporais, de forma que o *TEBN* é um modelo de consumo de comportamento do sistema que pode ser comparado ao equipamento real.

A análise causa-consequência é usada para indicar que a ênfase principal está na determinação de causas de eventos que já ocorreram, bem como na previsão de consequências futuras. O formalismo do *TEBN* inclui o tratamento de incertezas e tempo para o diagnóstico de consumo e previsão de eventos, utilizando os sinais como informações importantes. A análise é iniciada quando o módulo de detecção de eventos detecta um evento. Esse módulo toma as leituras e compara seu valor com

os limites baixo e alto. Um sinal excedendo seus limites especificados é dito ser um evento.

O mecanismo de inferência de um modelo *TEBN* se baseia na detecção de eventos e na propagação da evidência. O mecanismo de inferência atualiza as probabilidades marginais posteriores de cada nó (variável) da rede dada a ocorrência de um evento ou eventos. Essas probabilidades mostram a ocorrência potencial dos eventos passados e futuros. A condição de parada é quando um terminal ou nó de extremidade é atingido.

Foram identificadas três etapas principais no procedimento do mecanismo de inferência:

- 1) Detecção do evento ou eventos ocorridos e definição do intervalo de tempo de ocorrência dos eventos;
- 2) Propagação da ocorrência de evidências através da rede e atualização das probabilidades das variáveis;
- 3) Determinação dos eventos passados e futuros potenciais.

Um *TEBN* deve ser construído com base em padrões descobertos na fase mineração de dados. A rede Bayesiana implícita em *TEBN* é mostrada na Figura 7. Essa rede representa as perdas de energia não técnicas.

Figura 7 - Rede Bayesiana implícita em modelo *Temporal Event Bayesian Network (TEBN)*.

Fonte: (HERNÁNDEZ, ARROYO-FIGUEROA, RODRÍGUEZ, SANTOS, & ESCOBEDO, 2015)

No artigo apresentado por (BOTEV, et al., 2016), os autores apresentam uma nova abordagem escalonável para detectar perdas não-técnicas. Baseia-se na identificação de mudanças nos padrões periódicos nos traços de consumo, obtidos dos dados de medição dos medidores inteligentes, sem o uso de informações complementares. Além disso, afirmam que o método desenvolvido, chamado de *Structure & Detect*, tem benefícios adicionais, construindo-se em algoritmos de processamento de sinal, que pode medir semelhanças de séries de tempo e capturar correlações entre elas. Sendo assim, o método analisa os dados de séries temporais de fina granularidade no espectro de frequência permitindo passos simples de processamento, verifica semelhanças dos vetores de espectro de frequência e permite a classificação e a detecção de anomalias, ao mesmo tempo em que evita que alterações transitórias influenciem o resultado, através da filtragem de ruído. O método é baseado em dados, com base nos traços de consumo e seus padrões de frequência.

Além disso, permite processar cada medição em tempo real e todo o conjunto de forma paralela e/ou distribuída. A ferramenta permite análise *on-line*, que pode abordar grandes desafios comuns de dados, como a necessidade de análise distribuída e paralela para a detecção de situações críticas.

Dado um conjunto de traços, o objetivo é distinguir os que possivelmente faltam dados, ou seja, fogem do padrão.

A espinha dorsal do método proposto é o estudo de padrões de regularidade usando Transformada Discreta de Fourier (DFT). A DFT transforma um sinal, que no caso de PNT é o traço de consumo de energia reportado pelo medidor, a partir do domínio de tempo para o domínio de frequência. O DFT original produz um diagrama de frequência para o período estudado. Nesse artigo, os autores utilizaram o periodograma equivalente que, em vez de frequências, utiliza o período correspondente do evento, ou seja, descreve o traço original como uma soma de sinais periódicos, cada um com um período P e magnitude M que representa a amplitude máxima do sinal periódico correspondente que contribui para o traço.

Através da Figura 8, apresentou-se as etapas do método desde a extração, definição dos traços de consumo até a classificação do consumidor como normal ou suspeito.

Figura 8 - Extração, definição dos traços de consumo e classificação do consumidor

Fonte: (BOTEV, et al., 2016)

Segundo os autores, existem várias formas de abordagens para a detecção de PNT, aqueles que requerem o apoio de especialistas humanos, sistemas baseados em perfis de carga que requerem suporte humano limitado e técnicas sem a necessidade de intervenção humana.

Em sistemas baseados em perfis de carga, são necessários mais dados, além dos traços de consumo. Esses dados adicionais geralmente incluem localização, níveis de tensão, tipo de dia, tipo de cliente, etc. O artigo apresentado por (BOTEV, et al., 2016), no entanto, mostra uma abordagem que não requer mais metadados além do rastreamento de consumo de um cliente.

Como se pode perceber, as tecnologias da informação e comunicação têm papel crucial na melhoria da qualidade no fornecimento de energia elétrica. Com o surgimento do conceito de *IoT (Internet of Things)* e o número cada vez maior de dispositivos conectados na rede como medidores inteligentes, *IEDs* e outros sensores, o volume de dados relacionados à energia continuará em escala crescente. Nesse contexto, (EL KHAOUAT & BENHLIMA, 2016) propôs uma metodologia de gerenciamento e análise de dados de REIs para auxiliar no tratamento desse enorme volume de dados coletados de dispositivos inteligentes instalados na rede, com o objetivo de definir indicadores-chave de desempenho e prever ações de resposta.

Cabe destacar que em todos os trabalhos de *Analytics* mencionados neste capítulo, a preocupação com o volume de dados, com o desempenho das aplicações, tratamento dos dados e custos computacionais com armazenamento e processamento dos dados esteve sempre presente.

4. DESENVOLVIMENTO

Esse capítulo apresenta a metodologia e sua aplicação, bem como os desenvolvimentos realizados para atingir os objetivos esperados.

Sendo assim, para cumprir tais objetivos, a metodologia desenvolvida foi estruturada em três blocos:

- i. Mapeamento de objetivos e dados provenientes dos sistemas legados da distribuidora;
- ii. Aplicação de coleta e transformação de dados, geração e armazenamento de indicadores;
- iii. Relatórios para análises dos resultados gerados pela aplicação.

As etapas da metodologia e seus respectivos blocos são apresentadas na Figura 9 e descritas a seguir.

Figura 9 - Metodologia

Fonte: Autor

- Mapeamento: definição dos principais focos do trabalho, alinhados com as metas ANEEL (melhoria dos indicadores de qualidade de fornecimento) e com os objetivos da empresa (redução de custos com inspeções e manutenções e redução de perdas-não técnicas na rede);
- Levantamento de Informações e Dados Históricos: essa etapa consistiu na definição de quais seriam os dados necessários para gerar os indicadores e os resultados esperados;
- Modelo de Dados: modelagem de um banco de dados (*DW*) com toda a estrutura e relacionamentos para armazenar os dados necessários e indicadores gerados;
- Ferramenta ETL com motor de cálculo: extração de informações dos diversos sistemas, transformação dos dados e armazenamento no *DW*. Como demonstra-se ao longo desse capítulo, essa ferramenta permite executar diferentes processos de acordo com a necessidade do usuário;
- Geração de Indicadores: Utilizando os dados inseridos pela ferramenta ETL e presentes no *DW*, foram geradas *views* de consulta no Oracle para otimizar as consultas em tempo real pelo software de *BI*, o qual disponibiliza os relatórios através de *dashboards* diversos.

4.1. Mapeamento de Objetivos e dados provenientes dos sistemas legados da Distribuidora

Para a correta geração dos indicadores e posterior análise dos mesmos, realiza-se a primeira etapa da metodologia, a qual consiste na definição dos principais objetivos desse trabalho, bem como a definição dos dados que seriam utilizados e seus respectivos sistemas legados de origem.

Como parte do processo de implantação, devido à grande variedade de sistemas legados e áreas de negócios da Distribuidora, foi desenvolvido um barramento ESB (*Enterprise Service Bus*), barramento o qual permite o acesso aos sistemas legados através de APIs (*Application Programming Interface*). O barramento foi criado

utilizando o padrão de dados CIM/IEE, e esse trabalho contribuiu diretamente na especificação dos conectores e dos dados que são trafegados no barramento.

Na Figura 10, apresenta-se a arquitetura geral da aplicação.

Figura 10 – Arquitetura Geral da Aplicação

Fonte: Autor

Dessa forma, foram definidos os dados necessários, seus sistemas legados de origem na distribuidora e suas respectivas aplicabilidades na metodologia proposta, conforme demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Dados, Origem e Aplicabilidade

DADOS	ORIGEM	APLICABILIDADE
Parâmetros georreferenciados de equipamentos (barras, trechos, chaves, transformadores, etc.)	GSE_Cadastro	Dados utilizados para geração das redes a serem utilizadas pelos módulos MLF e MCP.
Medições de Sensores	Banco de dados Lactec/Tecsys	Input para o módulo de cálculo de perdas (MCP)
Medições nas saídas dos Alimentadores	PIM/SAGE	Input para o módulo de cálculo de perdas (MCP)
Registros de Ocorrências de Interrupção do fornecimento de energia elétrica	GSE_OPER	Análise de possíveis causas e tipos de defeitos ocorridos em diversos pontos da rede
Medições de disjuntores e religadores durante o curto-circuito – fasores de corrente e de tensão	CGP	Input para o módulo de localização de faltas (MLF)
Dados de Parametrização dos dispositivos de proteção	CGP	Identificação de possíveis problemas de coordenação entre religadores e fusíveis

Fonte: Autor

As aquisições dos dados listados acima foram realizadas através de uma ferramenta ETL (*Extract, Transform and Load*), a qual possui as funções de extrair dados de diversas fontes, analisar e transformar esses dados, e, posteriormente, armazená-los em um banco de dados. Porém, além de consultar um barramento de interoperabilidade, o qual permite acesso aos dados dos sistemas legados da distribuidora, a presente aplicação também possui um motor de cálculo integrado (*Engine*) que utiliza os dados extraídos e calcula os indicadores utilizados na avaliação de desempenho da rede de distribuição. De forma simplificada, trata-se de um sistema de análise de redes elétricas que calcula fluxos de potência, níveis de curto-circuito, determina a hierarquia dos equipamentos, dentre outras funcionalidades que auxiliam na geração dos KPIs (*Key Performance Indicator*) relevantes para as atividades de planejamento das redes de distribuição de energia elétrica. Portanto, para cada trecho da rede analisada, são geradas informações relevantes que auxiliam diretamente na geração dos KPIs.

Apresenta-se na Figura 11 o fluxo de dados da aplicação.

Figura 11 – Fluxo de Dados da Aplicação

Fonte: Autor

4.2. Aplicação de coleta e transformação de dados, geração e armazenamento de indicadores

Uma das premissas adotadas na arquitetura da aplicação foi de que todas as inserções de dados no *Data Warehouse* fossem feitas exclusivamente pela ferramenta *ETL*, a qual foi desenvolvida com base nas seguintes tecnologias:

- JAVA JDK 1.8;
- ORACLE *client*;
- Biblioteca do sistema *ActiveMQ*.

Através dela, permitiu-se requisitar dados de fontes de dados distintas e programar aquisições periódicas para inserção no *Data Warehouse*, além de visualizar os *logs* de comunicação gerados em cada processo.

Na Figura 12, apresenta-se a interface gráfica da ferramenta *ETL*, onde é possível parametrizar e programar as funcionalidades as quais se deseja ativar, divididas nas seguintes frentes: topologia, perdas, qualidade e segurança (localização de defeitos).

Figura 12 – Interface Gráfica da Ferramenta *ETL*

A interface gráfica da ferramenta ETL apresenta uma barra superior com as seguintes abas: ADA, Analytics (selecionada), Teste, Log, Config. Barramento, Configurações e Controle Externo. O conteúdo principal é dividido em quatro painéis:

- Topologia:** Possui opções de período (Anual, Mensal, Semanal, Diária - selecionada) e uma rotina de sincronização configurada para 10 horas. Há uma opção desativada para EGRID e um botão "Parar ANA".
- Perdas:** Inclui a opção "Inicia monitoramento do diretório" com o caminho "...\\SINAPgrid4.3\\Dat\\PerdaSensor\\Resultados" e uma descrição para inserção de novos resultados no DataWarehouse. As opções de medição dos sensores (VETOR1, PIM, SAGE) estão desativadas, enquanto "Sensores Novos" está selecionado. "Sensores Antigos" e "Resultados de Perdas" (marcado com um check) também estão visíveis.
- Qualidade:** Apresenta a opção "GSE" desativada e uma descrição para iniciar a sincronização para aquisição diária de ocorrências. Os campos de data (Mês: 1, Ano: 2018) e hora (18:05) estão configurados. Há também campos para "Dia" (1) e "Hora" (00:00), além das opções "Proteção" e "Manobras Otimizadas", ambas desativadas.
- Segurança:** Possui a opção "Inserir informações sobre o processo de sincronização" desativada e uma opção para "Resultados de Segurança" também desativada.

Fonte: Autor

A ferramenta disponibiliza ao usuário uma tela de *logs*, onde são apresentadas as informações de todos os processos que são realizados, informando se foram realizados com sucesso ou se retornaram algum tipo de erro.

Figura 13 – Logs da Ferramenta *ETL*

ADA Analytics Teste Log Config. Barramento Configurações Controle Externo					
		All	Pesquisar	Excluir logs	
Tipo	Mensagem	Data	Hora	Tempo (s)	...
Information	Perdas - Resultados Ativada	20/05/2019	12:05:20		
Success	Coleta de dados de Perdas - Resultados - Trechos	20/05/2019	12:04:33		
Start	Coleta de dados de Perdas - Resultados - Trechos	20/05/2019	12:04:33		
Start	Salvar dados DW de Perdas - Resultados - BUS	20/05/2019	12:04:33		
Success	Coleta de dados de Perdas - Resultados - Barras Alimentador	20/05/2019	12:04:33		
Start	Coleta de dados de Perdas - Resultados - Barras Alimentador	20/05/2019	12:04:32		
Start	Perdas - Resultados - Coleta de dados	20/05/2019	12:04:30		
Information	Perdas - Resultados - Novo arquivo encontrado	20/05/2019	12:04:30		
Information	Perdas - Resultados Ativada	20/05/2019	12:04:30		
Success	Perdas - Resultados - Coleta de dados	13/05/2019	13:19:44		
Success	Salvar dados DW de Perdas - Resultados - SYNC_PT_RESULTS_MT	13/05/2019	13:19:43		
Start	Salvar dados DW de Perdas - Resultados - SYNC_PT_RESULTS_MT	13/05/2019	13:19:43		
Success	Salvar dados DW de Perdas - Resultados - SYNC_PT_RESULTS	13/05/2019	13:19:43	96	
Success	Coleta de dados de Perdas - Resultados - Resultados Trafo MT	13/05/2019	13:18:06		
Start	Coleta de dados de Perdas - Resultados - Resultados Trafo MT	13/05/2019	13:18:06		
Start	Salvar dados DW de Perdas - Resultados - SYNC_PT_RESULTS	13/05/2019	13:18:06		
Success	Salvar dados DW de Perdas - Resultados - SYNC_RESULTS	13/05/2019	13:18:06		
Success	Coleta de dados de Perdas - Resultados - Resultados Trafo	13/05/2019	13:18:05		
Start	Coleta de dados de Perdas - Resultados - Resultados Trafo	13/05/2019	13:18:05		
Start	Salvar dados DW de Perdas - Resultados - SYNC_RESULTS	13/05/2019	13:18:05		
Success	Salvar dados DW de Perdas - Resultados - SWITCHES	13/05/2019	13:18:05	5	
Success	Coleta de dados de Perdas - Resultados - Resultados	13/05/2019	13:18:00		
Start	Coleta de dados de Perdas - Resultados - Resultados	13/05/2019	13:17:59		
Start	Salvar dados DW de Perdas - Resultados - SWITCHES	13/05/2019	13:17:59		
Success	Salvar dados DW de Perdas - Resultados - POWERTRANSFORMERS	13/05/2019	13:17:59	14	

Fonte: Autor

Foram integrados à ferramenta *ETL* três módulos baseados em uma plataforma de análise de redes elétricas denominada SINAPgrid, a qual auxilia em áreas como operação e planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Sua principal característica é a modelagem da rede elétrica que permite a representação integrada e completa da topologia de rede envolvendo todos os segmentos do sistema, possibilitando assim a modelagem e análise de redes elétricas inteligentes. (SINAPgrid, 2020). Esses módulos listados auxiliaram diretamente na viabilização da geração dos indicadores:

- Módulo de Cálculo de Perdas (MCP);
- Módulo de Localização de Falhas (MLF);
- Módulo de Qualidade (MQ).

4.2.1. Módulo de Cálculo de Perdas - MCP

Tratando-se de perdas não-técnicas (PNT), as distribuidoras com valor acima da meta estabelecida pela ANEEL estão sujeitas a um plano de redução de PNT e serão remuneradas de acordo com o cumprimento desse plano (ANEEL, PRODIST, Módulo 8, Rev. 7, 2016). Qualquer valor superior à meta de PNT determinado pelo órgão regulador configura um prejuízo direto à empresa de distribuição de energia elétrica. Por isso, as distribuidoras possuem interesse em localização e mitigação a esse tipo de problema, uma vez que o mesmo impacta no retorno financeiro da empresa.

Dessa forma, o MCP foi desenvolvido para auxiliar no planejamento da inspeção em redes de distribuição de energia elétrica. Basicamente, ele realiza uma comparação entre a medição de energia feita através de sensores inteligentes instalados ao longo da rede de média tensão da distribuidora e a energia faturada, de modo a possibilitar o cálculo de uma estimativa para perdas totais do sistema. Além do auxílio no diagnóstico de perdas, os sensores inteligentes também possibilitam monitorar outros aspectos, como qualidade de energia e localização de faltas.

Em seguida, o MCP diferencia as perdas técnicas e não-técnicas na rede em análise. Esses sensores inteligentes presentes na rede possibilitam o monitoramento da corrente por fase em alimentadores, permitindo maior precisão e agilidade na identificação de áreas com fraudes e furtos de energia.

A seguir, lista-se os dados de entrada necessários para o correto funcionamento do MCP e geração dos indicadores pelo mesmo:

1. Dados georreferenciados de redes;
2. Dados de medição na saída dos alimentadores e de energia injetada no circuito em avaliação;
3. Dados de medições de sensores instalados na rede;
4. Dados de faturamento de energia;
5. Dados de iluminação pública (IP).

A tela do MCP em funcionamento é apresentada na Figura 14.

Figura 14 – Módulo de Cálculo de Perdas

Fonte: Autor

Com o objetivo permitir uma melhor compreensão dos indicadores calculados, torna-se necessário definir uma região de controle onde são realizados os cálculos do balanço de energia. Essa região é determinada para cada ponto de medição (tipicamente, corresponde a um sensor inteligente), considerando entre o próprio ponto de medição como referência e delimitada pelos pontos de medição limítrofes a jusante (os quais podem corresponder a outros sensores inteligentes ou até mesmo pontos de consumo de energia), conforme ilustrado na Figura 15, onde também são apresentados fluxos de potência utilizados para o cálculo do balanço de energia.

Figura 15 – Demonstrativo de Regiões de Controle e Variáveis

Fonte: Autor

Após a execução do MCP, os seguintes dados são disponibilizados:

- ✓ Afluxo de energia na região do sensor (vide Figura 15);
- ✓ Efluxo de energia por sensores a jusante (vide Figura 15);
- ✓ Consumo das cargas presentes na região do sensor;
- ✓ Consumo de IP na região do sensor;
- ✓ Perdas técnicas e não-técnicas na região do sensor;
- ✓ Extensão da rede de Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT) em km, na região do sensor;
- ✓ Número de clientes de Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT), na região do sensor;
- ✓ Perdas no cabo em toda a rede;
- ✓ Perdas no cabo a jusante da chave selecionada;
- ✓ Perdas no transformador;

- ✓ Perdas no cobre e no ferro do transformador;
- ✓ Perdas no ramal;
- ✓ Perdas no sensor;
- ✓ Perdas em outros segmentos;
- ✓ Perdas obtidas a partir do cálculo do fluxo de potência;
- ✓ Perda técnica total;
- ✓ Perdas incorporadas fora do cálculo de fluxo de potência.

Essas informações listadas acima são armazenadas no *Data Warehouse* para que sejam consultadas nas análises realizadas no *software* de *BI*.

4.2.2. Módulo de Localização de Faltas - MLF

Assim como o MCP citado no subtópico anterior, para o pleno funcionamento, o MLF necessita de alguns dados de entrada. São eles:

- ✓ Modelo georreferenciado da rede – conectividade dos equipamentos, lista de consumidores, impedâncias dos cabos, potências de curto-circuito do suprimento, dentre outros parâmetros;
- ✓ Fasores de tensões durante o curto-circuito, medidos em chave de proteção tele supervisionada (disjuntor ou religador);
- ✓ Fasores de correntes durante o curto-circuito, medidas em chave de proteção tele supervisionada (disjuntor ou religador).

Na Figura 16, destaca-se o funcionamento do módulo utilizado. Para um determinado evento de curto-circuito, o MLF processa as medições segundo algumas etapas: determinação da área de busca da falta, classificação da falta, e localização da falta.

Figura 16 – Fluxo do Módulo de Localização de Faltas

Fonte: Autor

➤ *Determinação da área de busca da falta*

Nessa etapa do processo, identifica-se os equipamentos de campo responsáveis pelas medições durante a falta. O cadastro de equipamentos de campo permite determinar o alimentador afetado pela falta.

A análise das posições dos dispositivos de proteção sensibilizados pela falta permite definir o dispositivo de proteção mais distante em relação à subestação, denominado Dispositivo de Referência da Falta (DRF). A área de busca da falta consiste em todos os trechos de rede, chaves e barras à jusante do DRF.

➤ *Classificação da falta*

Em função dos módulos das correntes de fase relativas ao instante da falta, medidas pelo DRF, calcula-se um valor médio de corrente e seus respectivos desvios em relação ao valor médio. Com base nesses desvios dos módulos de correntes, classifica-se a falta em: trifásica (3F), dupla-fase (2F), dupla-fase-terra (2FT) ou fase-terra (FT). (PEREIRA, 2019)

➤ *Localização da falta*

Na terceira etapa, executa-se a localização da falta efetivamente. Com os fasores das tensões e das correntes medidos pelo DRF, calcula-se a reatância total de falta (X_{falta}), que corresponde a soma das reatâncias dos trechos desde o DRF até o local da falta.

Uma vez que o modelo elétrico da rede contém as características elétricas dos cabos, determina-se as reatâncias acumuladas de todos os trechos da área de busca, em relação ao DRF.

Para um determinado trecho, caso sua reatância acumulada desde o DRF (X_{trecho}) for próxima de X_{falta} , dada uma tolerância porcentual configurável, considera-se que a extremidade desse trecho é uma solução candidata de localização da falta.

Por fim, os curtos-circuitos das soluções candidatas são simulados e as tensões e as correntes durante a simulação são comparadas com as respectivas grandezas medidas pelo DRF, gerando um Índice de Probabilidade de Localização (IPL), os quais são apresentados como Soluções na Figura 17.

Figura 17 – Módulo de Localização de Faltas

Fonte: Autor

Após executar a localização de faltas para todos os eventos de curtos-circuitos registrados, o MLF produz um arquivo estruturado (formatação XML) com todas as possíveis soluções, ordenadas da mais provável (maior IPL) para a menos provável (menor IPL).

Os resultados gerados pelo MLF são transferidos pela ferramenta ETL ao DW para que sejam consultadas nas análises realizadas no *software* de BI.

4.2.3. Módulo de Qualidade - MQ

Para as análises envolvendo qualidade, foram desenvolvidos três estudos:

- Apresentação de Dados de Qualidade em Interface Única: tem por objetivo apresentar as principais informações de qualidade como, por exemplo, quantidade de ocorrências, cliente-hora, número de clientes interrompidos, tempos médios de atendimento, preparação, deslocamento e execução, todos integrados em uma única interface.
- Análise de Seletividade dos Equipamentos de Proteção: tem por objetivo realizar a verificação do banco de dados de ocorrências da distribuidora de energia elétrica, comparando os valores do *PDF* (que é o campo correspondente ao elemento de proteção que atuou para isolar o defeito da ocorrência) e o *RefDef* (que é o campo correspondente ao ponto de referência mais próximo do local em que o defeito efetivamente ocorreu), com o objetivo de identificar a falta de seletividade e o CLIH que poderia ser evitado no caso de correta atuação da proteção.
- Análise da Quantidade de Eventos Monofásicos, Bifásicos e Trifásicos: tem por objetivo realizar a análise do banco de dados de ocorrências, comparando os valores dos circuitos e das datas e horas de cada ocorrência com os circuitos e datas e horas dos relatórios de eventos em religadores obtidos do CGP, de forma a procurar associar as ocorrências aos eventos. Uma vez que uma associação seja encontrada, as fases envolvidas no evento registrado dos relatórios dos eventos são utilizadas para identificar e avaliar a quantidade de eventos monofásicos, bifásicos e trifásicos por ocorrência, bem como o impacto no CLIH por tipo de evento (monofásico, bifásico ou trifásico), que equivale ao valor em horas de interrupção por cliente.

4.2.3.1. Dados necessários para aplicação da metodologia - MQ

Para que se tornasse possível a realização dessas análises, realizou-se um desenvolvimento sobre o *software* SINAPgrid, visando extrair informações básicas da rede. Esse desenvolvimento produziu a extração dos seguintes arquivos e informações:

- ✓ Associação de todas as barras da rede com o elemento de proteção imediatamente à montante das respectivas barras;
- ✓ Relação de cada elemento de proteção da rede (codChaveRef) com os elementos de proteção à montante das barras (codChaveMont), indicando o nível do relacionamento entre elas.

Tabela 2 - Hierarquia de Elementos de Proteção

codChaveRef	ichave	codChaveMont
A79419	1	A79419
Y03107	2	A79419

Fonte: Autor

Portanto, se ichave for igual a 1, entende-se que o elemento de proteção está no mesmo nível. Se ichave for igual a 2, o elemento de proteção em codChaveRef está um nível abaixo do elemento de proteção codChaveMont e assim por diante. Se ichave fosse igual a 3, então há um outro elemento de proteção entre o elemento em codChaveRef e o elemento em codChaveMont.

- ✓ Relação entre o elemento de proteção da rede (codChave) com o comprimento de rede de sua zona de proteção (comprimento), o número de consumidores em sua zona de proteção (numCons), o comprimento de rede total visto à jusante deste elemento do número de consumidores total visto à jusante deste elemento de proteção (numConsTot).

Tabela 3 - Informações sobre Elementos de Proteção

codChave	comprimento	numCons	comprimentoTot	numConsTot
A79419	45,608	75	357,569	5.056

Fonte: Autor

Além dos desenvolvimentos acima para aquisição de informações através do *software* de análise de redes elétricas integrado à ferramenta *ETL*, foram requisitadas as seguintes informações diretamente dos sistemas legados da distribuidora:

- ✓ Dados de ocorrências contendo ID único que identifica cada ocorrência, data e hora, código do alimentador, elemento de proteção que atuou na ocorrência, ponto de referência, causa e tipo do defeito e número de clientes afetados;
- ✓ Arquivos de oscilografias provenientes do CGP contendo informações como código do alimentador, ajustes de correntes de sensibilização, ajustes de curvas rápidas e ajustes de curvas lentas.

4.2.4. DW e Estrutura para Armazenamento dos Indicadores

Com enfoque nos objetivos principais e na metodologia proposta, definiu-se que, para atingir os resultados esperados, torna-se necessário um repositório de dados confiável para armazenamento dos indicadores e as informações envolvidas.

Sendo assim, modelou-se um *DW*, baseado em uma arquitetura orientada à objetos. Para que não houvesse perdas de informações e, visando a otimização no armazenamento, foram modeladas diversas tabelas, cada uma preparada especificamente para receber seu tipo de dado.

Na Figura 18, ilustra-se tabelas modeladas para receber os dados dos módulos desenvolvidos e, na sequência, faz-se uma breve descrição de cada uma delas.

Figura 18 – Tabelas pertencentes ao *Data Warehouse*

<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM COMPANIES</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>NAME</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>DATE</td></tr><tr><td>EXTERN_ID</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr></table>	NEOREDEADM COMPANIES		CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	NAME	VARCHAR2 (50 CHAR)	SYNC_DATE	DATE	EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_REF	NUMBER (18)	<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM LINES</td></tr><tr><td>CODE_LINE</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_FEEDER</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_BUS1</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_BUS2</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>DATE</td></tr><tr><td>BUS1</td><td>VARCHAR2 (50)</td></tr><tr><td>BUS2</td><td>VARCHAR2 (50)</td></tr><tr><td>CONDUCTOR_TYPE</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>EXTENSION_M</td><td>VARCHAR2 (20 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_SENSOR_GROUP</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_SWITCH_PROT</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>LOSSES_KWH_MONTH</td><td>NUMBER (25,10)</td></tr><tr><td>CURRENT_MAX_A</td><td>NUMBER (25,10)</td></tr><tr><td>LOADING_MAX_PU</td><td>NUMBER (25,10)</td></tr><tr><td>POWER_FACTOR</td><td>NUMBER (10,5)</td></tr><tr><td colspan="2">LINES_INDEX (CODE_LINE, SYNC_DATE)</td></tr></table>	NEOREDEADM LINES		CODE_LINE	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_BUS1	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_BUS2	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	SYNC_DATE	DATE	BUS1	VARCHAR2 (50)	BUS2	VARCHAR2 (50)	CONDUCTOR_TYPE	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_REF	NUMBER (18)	EXTENSION_M	VARCHAR2 (20 CHAR)	CODE_SENSOR_GROUP	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_SWITCH_PROT	VARCHAR2 (50 CHAR)	LOSSES_KWH_MONTH	NUMBER (25,10)	CURRENT_MAX_A	NUMBER (25,10)	LOADING_MAX_PU	NUMBER (25,10)	POWER_FACTOR	NUMBER (10,5)	LINES_INDEX (CODE_LINE, SYNC_DATE)		<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM BUS</td></tr><tr><td>CODE_BUS</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>DATE</td></tr><tr><td>EXTERN_ID</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>LATITUDE</td><td>NUMBER (25,18)</td></tr><tr><td>LONGITUDE</td><td>NUMBER (25,18)</td></tr><tr><td>CODE_FEEDER</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>PHASES</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td colspan="2">BUS_INDEX (CODE_BUS, SYNC_DATE)</td></tr></table>	NEOREDEADM BUS		CODE_BUS	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	SYNC_DATE	DATE	EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)	LATITUDE	NUMBER (25,18)	LONGITUDE	NUMBER (25,18)	CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_REF	NUMBER (18)	PHASES	VARCHAR2 (50 CHAR)	BUS_INDEX (CODE_BUS, SYNC_DATE)																																																																																								
NEOREDEADM COMPANIES																																																																																																																																																																	
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
NAME	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	DATE																																																																																																																																																																
EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
NEOREDEADM LINES																																																																																																																																																																	
CODE_LINE	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_BUS1	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_BUS2	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	DATE																																																																																																																																																																
BUS1	VARCHAR2 (50)																																																																																																																																																																
BUS2	VARCHAR2 (50)																																																																																																																																																																
CONDUCTOR_TYPE	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
EXTENSION_M	VARCHAR2 (20 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_SENSOR_GROUP	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_SWITCH_PROT	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
LOSSES_KWH_MONTH	NUMBER (25,10)																																																																																																																																																																
CURRENT_MAX_A	NUMBER (25,10)																																																																																																																																																																
LOADING_MAX_PU	NUMBER (25,10)																																																																																																																																																																
POWER_FACTOR	NUMBER (10,5)																																																																																																																																																																
LINES_INDEX (CODE_LINE, SYNC_DATE)																																																																																																																																																																	
NEOREDEADM BUS																																																																																																																																																																	
CODE_BUS	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	DATE																																																																																																																																																																
EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
LATITUDE	NUMBER (25,18)																																																																																																																																																																
LONGITUDE	NUMBER (25,18)																																																																																																																																																																
CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
PHASES	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
BUS_INDEX (CODE_BUS, SYNC_DATE)																																																																																																																																																																	
<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM CITIES</td></tr><tr><td>CODE_CITY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_UTD</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>TIMESTAMP</td></tr><tr><td>DESCRIPTION</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>EXTERN_ID</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td colspan="2">CITIES_INDEX (CODE_CITY, SYNC_DATE)</td></tr></table>	NEOREDEADM CITIES		CODE_CITY	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_UTD	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	SYNC_DATE	TIMESTAMP	DESCRIPTION	VARCHAR2 (50 CHAR)	EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_REF	NUMBER (18)	CITIES_INDEX (CODE_CITY, SYNC_DATE)		<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM SETOR</td></tr><tr><td>CODE_SETOR</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>TIMESTAMP</td></tr><tr><td>EXTERN_ID</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>DESCRIPTION</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr></table>	NEOREDEADM SETOR		CODE_SETOR	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	SYNC_DATE	TIMESTAMP	EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)	DESCRIPTION	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_REF	NUMBER (18)	<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM SWITCHES</td></tr><tr><td>* CODE_SWITCH</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_FEEDER</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_BUS1</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_BUS2</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>DATE</td></tr><tr><td>EXTERN_ID</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>L_NOM</td><td>NUMBER (15)</td></tr><tr><td>BOK_EXTENSION</td><td>NUMBER (25,18)</td></tr><tr><td>BOK_CONSUMERS</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>TOT_EXTENSION</td><td>NUMBER (25,18)</td></tr><tr><td>TOT_CONSUMERS</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>SWITCH_TYPE</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>NORMAL_STATE</td><td>VARCHAR2 (20 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_SENSOR_GROUP</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_SWITCH_PROT</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CURRENT_MAX_A</td><td>NUMBER (25,10)</td></tr><tr><td>LOADING_MAX_PU</td><td>NUMBER (25,10)</td></tr><tr><td>POWER_FACTOR</td><td>NUMBER (10,5)</td></tr><tr><td colspan="2">SWITCHES_INDEX (SYNC_DATE, CODE_SWITCH)</td></tr></table>	NEOREDEADM SWITCHES		* CODE_SWITCH	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_BUS1	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_BUS2	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	SYNC_DATE	DATE	EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)	L_NOM	NUMBER (15)	BOK_EXTENSION	NUMBER (25,18)	BOK_CONSUMERS	NUMBER (18)	TOT_EXTENSION	NUMBER (25,18)	TOT_CONSUMERS	NUMBER (18)	SWITCH_TYPE	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_REF	NUMBER (18)	NORMAL_STATE	VARCHAR2 (20 CHAR)	CODE_SENSOR_GROUP	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_SWITCH_PROT	VARCHAR2 (50 CHAR)	CURRENT_MAX_A	NUMBER (25,10)	LOADING_MAX_PU	NUMBER (25,10)	POWER_FACTOR	NUMBER (10,5)	SWITCHES_INDEX (SYNC_DATE, CODE_SWITCH)		<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM SYNC_RESULTS</td></tr><tr><td>CODE_FEEDER</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_SENSOR_GROUP</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_SWITCH</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>TIMESTAMP</td></tr><tr><td>ACTIVATE</td><td>NUMBER (1)</td></tr><tr><td>CHAVECALULO</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>DATACALCULO</td><td>DATE</td></tr><tr><td>DATAIN</td><td>DATE</td></tr><tr><td>PERCENTUALPERDASTONCASCAS</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>PERCENTUALPERDASTONCASCAS</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGAPLUXO_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGFLUXO_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGARGAS_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGIP_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGPT_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGPOOM_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>REDEBT_KM</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>REDEXT_KM</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>CLIENTEST</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>CLIENTESMT</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>SEGOCASO_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGOCASO_INT_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGOCASO_BT_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGOTR_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGOTR_CU_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGOTR_FE_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGORAMAL_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGREDDOOR_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGOUTROS_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGFLUXO_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGOTOTAL_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>SEGOTRA_MWH_MES</td><td>NUMBER (18,10)</td></tr><tr><td>LATITUDE</td><td>NUMBER (25,18)</td></tr><tr><td>LONGITUDE</td><td>NUMBER (25,18)</td></tr><tr><td>VERSION</td><td>NUMBER (15)</td></tr><tr><td>REF_PROBLEM</td><td>VARCHAR2 (20 CHAR)</td></tr><tr><td>DATE_CALC</td><td>TIMESTAMP</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td colspan="2">SYNC_RESULTS_INDEX (CODE_SENSOR_GROUP, SYNC_DATE)</td></tr></table>	NEOREDEADM SYNC_RESULTS		CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_SENSOR_GROUP	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_SWITCH	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	SYNC_DATE	TIMESTAMP	ACTIVATE	NUMBER (1)	CHAVECALULO	VARCHAR2 (50 CHAR)	DATACALCULO	DATE	DATAIN	DATE	PERCENTUALPERDASTONCASCAS	NUMBER (18,10)	PERCENTUALPERDASTONCASCAS	NUMBER (18,10)	SEGAPLUXO_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGFLUXO_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGARGAS_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGIP_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGPT_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGPOOM_MWH_MES	NUMBER (18,10)	REDEBT_KM	NUMBER (18,10)	REDEXT_KM	NUMBER (18,10)	CLIENTEST	NUMBER (18)	CLIENTESMT	NUMBER (18)	SEGOCASO_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGOCASO_INT_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGOCASO_BT_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGOTR_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGOTR_CU_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGOTR_FE_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGORAMAL_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGREDDOOR_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGOUTROS_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGFLUXO_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGOTOTAL_MWH_MES	NUMBER (18,10)	SEGOTRA_MWH_MES	NUMBER (18,10)	LATITUDE	NUMBER (25,18)	LONGITUDE	NUMBER (25,18)	VERSION	NUMBER (15)	REF_PROBLEM	VARCHAR2 (20 CHAR)	DATE_CALC	TIMESTAMP	CODE_REF	NUMBER (18)	SYNC_RESULTS_INDEX (CODE_SENSOR_GROUP, SYNC_DATE)	
NEOREDEADM CITIES																																																																																																																																																																	
CODE_CITY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_UTD	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	TIMESTAMP																																																																																																																																																																
DESCRIPTION	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
CITIES_INDEX (CODE_CITY, SYNC_DATE)																																																																																																																																																																	
NEOREDEADM SETOR																																																																																																																																																																	
CODE_SETOR	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	TIMESTAMP																																																																																																																																																																
EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
DESCRIPTION	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
NEOREDEADM SWITCHES																																																																																																																																																																	
* CODE_SWITCH	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_BUS1	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_BUS2	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	DATE																																																																																																																																																																
EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
L_NOM	NUMBER (15)																																																																																																																																																																
BOK_EXTENSION	NUMBER (25,18)																																																																																																																																																																
BOK_CONSUMERS	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
TOT_EXTENSION	NUMBER (25,18)																																																																																																																																																																
TOT_CONSUMERS	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
SWITCH_TYPE	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
NORMAL_STATE	VARCHAR2 (20 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_SENSOR_GROUP	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_SWITCH_PROT	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CURRENT_MAX_A	NUMBER (25,10)																																																																																																																																																																
LOADING_MAX_PU	NUMBER (25,10)																																																																																																																																																																
POWER_FACTOR	NUMBER (10,5)																																																																																																																																																																
SWITCHES_INDEX (SYNC_DATE, CODE_SWITCH)																																																																																																																																																																	
NEOREDEADM SYNC_RESULTS																																																																																																																																																																	
CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_SENSOR_GROUP	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_SWITCH	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	TIMESTAMP																																																																																																																																																																
ACTIVATE	NUMBER (1)																																																																																																																																																																
CHAVECALULO	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
DATACALCULO	DATE																																																																																																																																																																
DATAIN	DATE																																																																																																																																																																
PERCENTUALPERDASTONCASCAS	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
PERCENTUALPERDASTONCASCAS	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGAPLUXO_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGFLUXO_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGARGAS_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGIP_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGPT_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGPOOM_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
REDEBT_KM	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
REDEXT_KM	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
CLIENTEST	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
CLIENTESMT	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
SEGOCASO_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGOCASO_INT_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGOCASO_BT_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGOTR_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGOTR_CU_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGOTR_FE_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGORAMAL_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGREDDOOR_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGOUTROS_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGFLUXO_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGOTOTAL_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
SEGOTRA_MWH_MES	NUMBER (18,10)																																																																																																																																																																
LATITUDE	NUMBER (25,18)																																																																																																																																																																
LONGITUDE	NUMBER (25,18)																																																																																																																																																																
VERSION	NUMBER (15)																																																																																																																																																																
REF_PROBLEM	VARCHAR2 (20 CHAR)																																																																																																																																																																
DATE_CALC	TIMESTAMP																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
SYNC_RESULTS_INDEX (CODE_SENSOR_GROUP, SYNC_DATE)																																																																																																																																																																	
<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM SUBSTATION</td></tr><tr><td>CODE_SUBSTATION</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>DATE</td></tr><tr><td>EXTERN_ID</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr></table>	NEOREDEADM SUBSTATION		CODE_SUBSTATION	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	SYNC_DATE	DATE	EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_REF	NUMBER (18)	<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM FEEDERS</td></tr><tr><td>CODE_FEEDER</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_SUBSTATION</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_UTD</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>TIMESTAMP</td></tr><tr><td>EXTERN_ID</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>NR_CONSUMERS</td><td>NUMBER (25)</td></tr><tr><td>EXTENSION_KM</td><td>NUMBER (25,18)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>V_NOM</td><td>NUMBER (15,5)</td></tr><tr><td colspan="2">FEEDERS_INDEX (CODE_FEEDER, SYNC_DATE)</td></tr></table>	NEOREDEADM FEEDERS		CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_SUBSTATION	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_UTD	VARCHAR2 (50 CHAR)	SYNC_DATE	TIMESTAMP	EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)	NR_CONSUMERS	NUMBER (25)	EXTENSION_KM	NUMBER (25,18)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_REF	NUMBER (18)	V_NOM	NUMBER (15,5)	FEEDERS_INDEX (CODE_FEEDER, SYNC_DATE)		<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM POWERTRANSFORMERS</td></tr><tr><td>CODE_POWERTRANSFORMER</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_FEEDER</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_BUS1</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_BUS2</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>TIMESTAMP</td></tr><tr><td>EXTERN_ID</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>DESCRIPTION</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>PRF_VNOM</td><td>NUMBER (15,5)</td></tr><tr><td>PRF_SNOM</td><td>NUMBER (15,5)</td></tr><tr><td>SEC_VNOM</td><td>NUMBER (15,5)</td></tr><tr><td>SEC_SNOM</td><td>NUMBER (15,5)</td></tr><tr><td>CODE_SENSOR_GROUP</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>LOSSES_KWH_MONTH</td><td>NUMBER (25,10)</td></tr><tr><td>CURRENT_MAX_A</td><td>NUMBER (25,10)</td></tr><tr><td>AF</td><td>NUMBER (25,10)</td></tr><tr><td>LOADING_MAX_PU</td><td>NUMBER (25,10)</td></tr><tr><td>POWER_FACTOR</td><td>NUMBER (10,5)</td></tr></table>	NEOREDEADM POWERTRANSFORMERS		CODE_POWERTRANSFORMER	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_BUS1	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_BUS2	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	SYNC_DATE	TIMESTAMP	EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)	DESCRIPTION	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_REF	NUMBER (18)	PRF_VNOM	NUMBER (15,5)	PRF_SNOM	NUMBER (15,5)	SEC_VNOM	NUMBER (15,5)	SEC_SNOM	NUMBER (15,5)	CODE_SENSOR_GROUP	VARCHAR2 (50 CHAR)	LOSSES_KWH_MONTH	NUMBER (25,10)	CURRENT_MAX_A	NUMBER (25,10)	AF	NUMBER (25,10)	LOADING_MAX_PU	NUMBER (25,10)	POWER_FACTOR	NUMBER (10,5)	<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM OCCURRENCES SWITCHCHATIONS</td></tr><tr><td>* CODE_SWITCHACTION</td><td>NUMBER (25)</td></tr><tr><td>CODE_OCCURRENCE</td><td>NUMBER (25)</td></tr><tr><td>CODE_SUBSTATION</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>EQUIPMENT_ACTION_DESCRIPTION</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>NUM_CONS_ACTION</td><td>NUMBER (25)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>TIMESTAMP</td></tr><tr><td>DATE_TIME</td><td>TIMESTAMP (12 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_FEEDER</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>ACTION_TYPE</td><td>VARCHAR2 (12 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_EQUIPMENT</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr></table>	NEOREDEADM OCCURRENCES SWITCHCHATIONS		* CODE_SWITCHACTION	NUMBER (25)	CODE_OCCURRENCE	NUMBER (25)	CODE_SUBSTATION	VARCHAR2 (50 CHAR)	EQUIPMENT_ACTION_DESCRIPTION	VARCHAR2 (50 CHAR)	NUM_CONS_ACTION	NUMBER (25)	SYNC_DATE	TIMESTAMP	DATE_TIME	TIMESTAMP (12 CHAR)	CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)	ACTION_TYPE	VARCHAR2 (12 CHAR)	CODE_EQUIPMENT	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_REF	NUMBER (18)	<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM FUSES DATA</td></tr><tr><td>CURVAF</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>MTRTF</td><td>NUMBER (30,25)</td></tr><tr><td>AF</td><td>NUMBER (30,25)</td></tr><tr><td>BF</td><td>NUMBER (30,25)</td></tr><tr><td>CF</td><td>NUMBER (30,25)</td></tr><tr><td>NF</td><td>NUMBER (30,25)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>TIMESTAMP</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr></table>	NEOREDEADM FUSES DATA		CURVAF	VARCHAR2 (50 CHAR)	MTRTF	NUMBER (30,25)	AF	NUMBER (30,25)	BF	NUMBER (30,25)	CF	NUMBER (30,25)	NF	NUMBER (30,25)	SYNC_DATE	TIMESTAMP	CODE_REF	NUMBER (18)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																			
NEOREDEADM SUBSTATION																																																																																																																																																																	
CODE_SUBSTATION	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	DATE																																																																																																																																																																
EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
NEOREDEADM FEEDERS																																																																																																																																																																	
CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_SUBSTATION	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_UTD	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	TIMESTAMP																																																																																																																																																																
EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
NR_CONSUMERS	NUMBER (25)																																																																																																																																																																
EXTENSION_KM	NUMBER (25,18)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
V_NOM	NUMBER (15,5)																																																																																																																																																																
FEEDERS_INDEX (CODE_FEEDER, SYNC_DATE)																																																																																																																																																																	
NEOREDEADM POWERTRANSFORMERS																																																																																																																																																																	
CODE_POWERTRANSFORMER	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_BUS1	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_BUS2	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	TIMESTAMP																																																																																																																																																																
EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
DESCRIPTION	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
PRF_VNOM	NUMBER (15,5)																																																																																																																																																																
PRF_SNOM	NUMBER (15,5)																																																																																																																																																																
SEC_VNOM	NUMBER (15,5)																																																																																																																																																																
SEC_SNOM	NUMBER (15,5)																																																																																																																																																																
CODE_SENSOR_GROUP	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
LOSSES_KWH_MONTH	NUMBER (25,10)																																																																																																																																																																
CURRENT_MAX_A	NUMBER (25,10)																																																																																																																																																																
AF	NUMBER (25,10)																																																																																																																																																																
LOADING_MAX_PU	NUMBER (25,10)																																																																																																																																																																
POWER_FACTOR	NUMBER (10,5)																																																																																																																																																																
NEOREDEADM OCCURRENCES SWITCHCHATIONS																																																																																																																																																																	
* CODE_SWITCHACTION	NUMBER (25)																																																																																																																																																																
CODE_OCCURRENCE	NUMBER (25)																																																																																																																																																																
CODE_SUBSTATION	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
EQUIPMENT_ACTION_DESCRIPTION	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
NUM_CONS_ACTION	NUMBER (25)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	TIMESTAMP																																																																																																																																																																
DATE_TIME	TIMESTAMP (12 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
ACTION_TYPE	VARCHAR2 (12 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_EQUIPMENT	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
NEOREDEADM FUSES DATA																																																																																																																																																																	
CURVAF	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
MTRTF	NUMBER (30,25)																																																																																																																																																																
AF	NUMBER (30,25)																																																																																																																																																																
BF	NUMBER (30,25)																																																																																																																																																																
CF	NUMBER (30,25)																																																																																																																																																																
NF	NUMBER (30,25)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	TIMESTAMP																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM SENSOR GROUP</td></tr><tr><td>CODE_SENSOR_GROUP</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_FEEDER</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_SWITCH</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>DATE</td></tr><tr><td>EXTERN_ID</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>CODE_BUS1</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>CODE_BUS2</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>ACTIVATE</td><td>NUMBER (1)</td></tr><tr><td>VERSION</td><td>NUMBER (5)</td></tr><tr><td>REF_DATE</td><td>DATE</td></tr></table>	NEOREDEADM SENSOR GROUP		CODE_SENSOR_GROUP	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_SWITCH	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)	SYNC_DATE	DATE	EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_REF	NUMBER (18)	CODE_BUS1	VARCHAR2 (50 CHAR)	CODE_BUS2	VARCHAR2 (50 CHAR)	ACTIVATE	NUMBER (1)	VERSION	NUMBER (5)	REF_DATE	DATE	<table><tr><td colspan="2">NEOREDEADM RECLOSER DATA</td></tr><tr><td>CURVAF</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr><tr><td>MTRTF</td><td>NUMBER (15,10)</td></tr><tr><td>AR</td><td>NUMBER (15,10)</td></tr><tr><td>BR</td><td>NUMBER (15,10)</td></tr><tr><td>PR</td><td>NUMBER (15,10)</td></tr><tr><td>CR</td><td>NUMBER (15,10)</td></tr><tr><td>TDR</td><td>NUMBER (15,10)</td></tr><tr><td>TSR</td><td>NUMBER (15,10)</td></tr><tr><td>KR</td><td>NUMBER (15,10)</td></tr><tr><td>SYNC_DATE</td><td>TIMESTAMP</td></tr><tr><td>CODE_REF</td><td>NUMBER (18)</td></tr><tr><td>CODE_COMPANY</td><td>VARCHAR2 (50 CHAR)</td></tr></table>	NEOREDEADM RECLOSER DATA		CURVAF	VARCHAR2 (50 CHAR)	MTRTF	NUMBER (15,10)	AR	NUMBER (15,10)	BR	NUMBER (15,10)	PR	NUMBER (15,10)	CR	NUMBER (15,10)	TDR	NUMBER (15,10)	TSR	NUMBER (15,10)	KR	NUMBER (15,10)	SYNC_DATE	TIMESTAMP	CODE_REF	NUMBER (18)	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																												
NEOREDEADM SENSOR GROUP																																																																																																																																																																	
CODE_SENSOR_GROUP	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_FEEDER	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_SWITCH	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	DATE																																																																																																																																																																
EXTERN_ID	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
CODE_BUS1	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
CODE_BUS2	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
ACTIVATE	NUMBER (1)																																																																																																																																																																
VERSION	NUMBER (5)																																																																																																																																																																
REF_DATE	DATE																																																																																																																																																																
NEOREDEADM RECLOSER DATA																																																																																																																																																																	
CURVAF	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																
MTRTF	NUMBER (15,10)																																																																																																																																																																
AR	NUMBER (15,10)																																																																																																																																																																
BR	NUMBER (15,10)																																																																																																																																																																
PR	NUMBER (15,10)																																																																																																																																																																
CR	NUMBER (15,10)																																																																																																																																																																
TDR	NUMBER (15,10)																																																																																																																																																																
TSR	NUMBER (15,10)																																																																																																																																																																
KR	NUMBER (15,10)																																																																																																																																																																
SYNC_DATE	TIMESTAMP																																																																																																																																																																
CODE_REF	NUMBER (18)																																																																																																																																																																
CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)																																																																																																																																																																

Fonte: Autor

- ✓ BUS: Armazena os registros das barras presentes na área de concessão das Distribuidoras;
- ✓ COMPANIES: Armazena os registros das companhias pertencentes ao grupo;
- ✓ CITIES: Armazena os registros das cidades pertencentes à área de concessão das Distribuidoras;

- ✓ FEEDERS: Armazena os registros dos alimentadores presentes na área de concessão das Distribuidoras;
- ✓ FUSES DATA: Armazena os dados das bases fusíveis presentes na rede de distribuição;
- ✓ LINES: Armazena os registros dos trechos presentes na área de concessão das Distribuidoras;
- ✓ OCCURRENCES: Armazena as ocorrências registradas na rede de Distribuição;
- ✓ OCCURRENCES EVENTS: Armazena os registros dos eventos associados às ocorrências;
- ✓ OCCURRENCES FIELDTEAMS: Armazena os registros das equipes de campo e os tempos de atendimento às ocorrências;
- ✓ OCCURRENCES SWITCHACTIONS: Armazena os registros de manobras realizadas nas ocorrências;
- ✓ POWERTRANSFORMERS: Armazena os registros dos transformadores presentes na rede de distribuição;
- ✓ RECLOSER DATA: Armazena os dados dos religadores presentes na rede de distribuição;
- ✓ REF PROTOCOL: Realiza o controle de inserções no Data Warehouse através de protocolos únicos gerados para cada processo.
- ✓ SUBSTATION: Armazena os registros das subestações presentes na área de concessão das Distribuidoras;
- ✓ SENSOR GROUP: Armazena os registros dos grupos sensores instalados na rede de distribuição, utilizados principalmente para os cálculos de perdas na rede;
- ✓ SETOR: As distribuidoras do grupo dividem a área de concessão por Setores. Esta tabela armazena todos os registros de Setores das Distribuidoras;
- ✓ SWITCHES: Armazena os registros das chaves presentes na rede de distribuição;
- ✓ SYNC RESULTS: Armazena os resultados gerados pelo MCP;

- ✓ **UTD:** As distribuidoras do grupo dividem a área de concessão por UTDs (Unidade Territorial da Distribuição). Esta tabela armazena todos os registros de UTDs das Distribuidoras;

Tendo a devida atenção para a confiabilidade dos dados, inseriu-se um controle no *DW* para não haver duplicidade de dados e controlar o versionamento, permitindo assim ao usuário retornar à uma versão executada anteriormente, por exemplo. Cada tabela possui uma coluna que é diretamente associada à tabela denominada *Ref_Protocol*, essa a qual faz o controle de todos os processos de inserções no *Data Warehouse*.

Tabela 4 – Controle de Inserção e Versionamento

	COLUMN_NAME	DATA_TYPE
1	CODE_REF	NUMBER(18,0)
2	DATE_IMPORT	TIMESTAMP(6)
3	DATE_REF	DATE
4	IMPORT_STATUS	VARCHAR2 (25 CHAR)
5	SYNC_DATE	TIMESTAMP(6)
6	PROTOCOL_TYPE	VARCHAR2 (50 CHAR)
7	CODE_COMPANY	VARCHAR2 (50 CHAR)

Fonte: Autor

Na Tabela 5, demonstra-se como se apresentam as inserções na tabela de controle.

Tabela 5 – Registros de Processos de Inserções de Dados

CODE_REF	DATE_IMPORT	DATE_REF	IMPORT_STATUS	SYNC_DATE	PROTOCOL_TYPE
10799	15/05/19 15:07:43	15/05/19	SUCCESS	15/05/19 15:07:43	MQ - QUALIDADE
10781	13/05/19 14:12:21	01/05/19	SUCCESS	13/05/19 14:12:21	MCP – PERDAS

Fonte: Autor

Com a definição dos dados necessários para a aplicação da metodologia e a conclusão da modelagem do *Data Warehouse*, estimou-se um crescimento anual de 2GB de dados minerados / ano.

4.3. Relatórios para análise dos resultados gerados pela aplicação

Para demonstração da aplicação da metodologia desenvolvida, apresenta-se o estudo de caso realizado para uma distribuidora do âmbito nacional, contemplando extração de dados reais dos sistemas legados da empresa e geração de novos indicadores e *dashboards* para auxílio no planejamento da manutenção e inspeção.

A aplicação da metodologia gerou como resultados as seguintes análises:

- Evolução mensal de perdas técnicas e não-técnicas;
- Análise de áreas com maiores índices de perdas técnicas e não-técnicas;
- Distribuição da energia injetada em perdas não-técnicas, perdas técnicas e energia faturada;
- Visão georreferenciada de dados de perdas na rede de distribuição;
- Subestações, alimentadores e dispositivos de proteção com maior incidência de defeitos;
- Atribuição de pontuação (*SCORE*) para cada dispositivo de proteção, de acordo com a incidência de defeitos;
- Tipos de defeitos com maiores incidências em cada área da rede;
- Análise detalhada de tipos de defeitos e causas apresentando a porcentagem por tipo de falta (monofásica, bifásica ou trifásica);
- Identificação de falta de seletividade da proteção, identificando elementos de proteção entre o elemento de proteção que atuou e o que realmente deveria ter atuado em caso de correta coordenação da proteção;
- Identificação de possíveis problemas de coordenação entre religadores e fusíveis na rede devido à parametrização dos dispositivos de proteção;
- Identificar fases envolvidas nas ocorrências que envolveram religadores.

4.3.1. Análise de perdas na rede de distribuição de energia elétrica

Utilizando-se dos dados gerados pelo MCP, foi desenvolvido na plataforma de *BI* (Tableau, 2019) e disponibilizado aos usuários o painel apresentado na Figura 19.

Essa visualização possibilita que o usuário analise cinco diferentes indicadores de dados de perdas na rede, sendo eles:

- Perdas não-técnicas (%);
- Perdas não-técnicas (MWh);
- Perdas não-técnicas/cliente (kWh);
- Perdas técnicas (%);
- Perdas técnicas (MWh).

Figura 19 – Painel de Análise de Perdas

Fonte: Autor

Com o objetivo de auxiliar na identificação de áreas com maiores índices de perdas, foi disponibilizada uma visão georreferenciada contendo a rede e os sensores inteligentes instalados, permitindo assim a análise dos dados de perdas e, conseqüentemente, a identificação das regiões críticas. Ao selecionar uma área da

rede, a mesma pode ser visualizada *in loco* utilizando-se do *Google Street View®*, conforme demonstrado na Figura 20.

Figura 20 – Análise Georreferenciada da Rede

Fonte: Autor

4.3.2. Análise de localização de defeitos e identificação de áreas com maior incidência de faltas/defeitos

Com base nos dados gerados pela aplicação de MLF, foram desenvolvidos e disponibilizados aos usuários os *dashboards* para indicação de áreas com maior índice de faltas, de acordo com o *SCORE*, indicador criado para a identificação dos dispositivos de proteção cujas regiões possuem maior índice de faltas. O *SCORE* é obtido conforme expresso nas Equações (1)-(3).

$$\text{Peso Unitário} = 1 / \sum \text{Soluções por Localização} \quad (1)$$

$$\text{Score Eventos Chave X} = \frac{\text{Pesos Unitários} * \text{Qtde. Soluções}}{\quad} \quad (2)$$

$$\text{Score} = \sum \text{Score Eventos} \quad (3)$$

Cada solução gerada pelo MLF recebe um peso unitário. O *SCORE* equivale à somatória dos pesos os quais possuem a mesma chave à montante do defeito, ou seja, para encontrar o *SCORE* de uma qualquer, “Chave X”, deve-se somar todos os *SCOREs* dos eventos em que a “Chave X” foi apontada nas soluções como a chave de referência localizada a montante do defeito.

Nos *dashboards* apresentados na Figura 21, é possível identificar a classificação das chaves em ordem decrescente de acordo com os índices de defeitos (*SCORE*). A coloração das barras varia de vermelho (maior *SCORE*) até verde claro (menor *SCORE*). Sendo assim, pode-se concluir que a chave crítica estará no topo do gráfico e sua barra correspondente na coloração vermelha.

Figura 21 – Análise de Chaves Ordenada por *SCORE*

Fonte: Autor

Na Figura 22, os resultados são reapresentados em uma visão georreferenciada, onde seguem o mesmo padrão de cores para identificação das chaves mais críticas e a variação do tamanho também varia de acordo com o *SCORE*, visando auxiliar na identificação de áreas com maior incidência de defeitos.

Figura 22 – Análise Georreferenciada de Chaves por *SCORE*

Fonte: Autor

Visando prover informações para auxílio no direcionamento de ações preventivas e corretivas de manutenção na rede, foi realizada uma associação entre os resultados do MLF com a base de dados de ocorrências de interrupções da distribuidora, comparando a chave presente nas soluções, com PDF registrado na ocorrência.

Com isso, tornou-se possível apresentar uma estimativa das principais causas e tipos de defeitos ocorridos nesse ponto da rede. A aplicação no *software* de BI permite que, ao selecionar um tipo de defeito, o usuário analise as chaves com maiores índices de defeitos de um determinado tipo, de acordo com a base de dados de ocorrências, identificando assim a porção de rede mais vulnerável a determinados tipos de defeitos. Adicionalmente, é disponibilizada a porcentagem de tipos de faltas, podendo ser: monofásica, bifásica ou trifásica. Essa correlação entre os tipos de faltas e as causas e defeitos fornece subsídios para apoiar o usuário a identificar a probabilidade de uma possível causa para aquele defeito.

Os *dashboards* presentes nessa visualização são apresentados nas Figuras 23, 24, 25 e 26.

Figura 23 – Análise por Tipos de Defeitos

Fonte: Autor

Figura 24 – Análise de Incidência por Tipos de Defeitos e Falhas

Fonte: Autor

Figura 25 – Análise por Tipos de Causa

Fonte: Autor

Figura 26 – Análise de Incidência por Tipos de Causa e Falhas

Fonte: Autor

4.3.3. Análises de qualidade na rede de distribuição de energia elétrica

As análises provenientes do MQ possibilitaram os seguintes três tipos de resultados:

- Apresentação de dados de qualidade em interface única;
- Análise de seletividade dos equipamentos de proteção;
- Análise da quantidade de eventos monofásicos, bifásicos e trifásicos.

4.3.3.1. Apresentação de Dados de Qualidade em Interface Única

Para a visualização das principais informações de qualidade em uma interface única, foram definidos alguns indicadores para apresentação, os quais são listados a seguir:

- ✓ Quantidade de Ocorrências: quantidade de ocorrências identificadas;
- ✓ Cliente – Hora (CLIH): indicador que apresenta o número de clientes sobre a quantidade de horas interrompidas;
- ✓ CLIH / km: apresenta o CLIH por extensão de rede (em Km);
- ✓ Nº de Clientes Interrompidos: número de clientes interrompidos;
- ✓ DEC Relativo: apresenta a contribuição para o DEC Relativo da empresa;
- ✓ DEC Proporcional: apresenta a contribuição para o DEC Relativo da empresa;
- ✓ DEC Proporcional / km: apresenta o DEC Proporcional por extensão de rede (em km);
- ✓ Tempo Médio de Atendimento (TMA): diferença entre a data inicial da ocorrência e a data de finalização da ocorrência;
- ✓ Tempo Médio de Preparação (TMP): diferença entre a data inicial da ocorrência e a data de alocação da ocorrência;
- ✓ Tempo Médio de Deslocamento (TMD): diferença entre a data de alocação da ocorrência e a data de chegada da ocorrência;

- ✓ Tempo Médio de Execução (TME): diferença entre a data de localização da ocorrência e a data final da ocorrência;

Através do *software* de *BI*, o usuário pode visualizar cada um desses indicadores por níveis de análise (hierarquia). São eles:

- ✓ Companhia: apresenta a análise das métricas para toda a empresa de distribuição de energia elétrica;
- ✓ Setor: apresenta a análise das métricas por Setor, forma definida pela Distribuidora de dividir suas regiões;
- ✓ UTD – Unidade Territorial da Distribuição: apresenta a análise das métricas por UTD, forma definida pela Distribuidora de dividir suas regiões;
- ✓ Subestação: apresenta a análise das métricas por Subestação;
- ✓ Alimentador: apresenta a análise das métricas por Alimentador;
- ✓ Bloco: apresenta as métricas por Bloco, ou seja, região entre um dispositivo de proteção e o outro diretamente a jusante.

A seguir, apresenta-se os painéis desenvolvidos e disponibilizados para navegação e análise. Na Figura 27, permite-se visualizar o painel principal da análise:

Figura 27 – Painel Principal de Análise de Qualidade

Fonte: Autor

Nesse painel, o usuário pode visualizar diversos gráficos em níveis de análise, conforme citado anteriormente. Abaixo descreve-se cada um deles.

- **“Análise Mensal”:** é possível visualizar os dados ao longo do tempo da empresa que foi previamente selecionada.

Figura 28 – Painel Principal – Análise Mensal

Fonte: Autor

- “Análise por Setor”: ranqueia da maior para a menor métrica previamente selecionada;

Figura 29 – Painel Principal – Análise por Setor

Fonte: Autor

- “Análise por UTD”: ranqueia da maior para a menor métrica previamente selecionada. Pode-se visualizar também através de um mapa georreferenciado de calor, demonstrando em uma escala de cores (verde-vermelho) as regiões onde as métricas são maiores (vermelhas) ou menores (verdes);

Figura 30 – Painel Principal – Análises por UTD

Fonte: Autor

- **“Tabela Resumo”**: fornece de maneira clara e resumida os principais dados que estão sendo analisados.

Figura 31 – Painel Principal – Tabela Resumo

Tabela Resumo	
Quantidade de Ocorrências	2.245.768
Cliente - Hora	10.246.998
Nº de clientes interrompidos	405.758.394
DEC absoluto	1,29
Tempo Médio de Atendimento	468,87
Tempo Médio de Preparação	278,61
Tempo Médio de Deslocamento	48,76
Tempo Médio de Execução	141,49

Fonte: Autor

Na Figura 32, apresenta-se o painel de análise detalhada, contendo novas visualizações para utilização pelo usuário final.

Figura 32 – Painel de Análise da Qualidade Detalhada

Fonte: Autor

- “Análise Mensal Detalhada”: apresenta o comportamento da métrica ao longo do tempo em todas as subestações da UTD selecionada;

Figura 33 – Painel Detalhado – Análise Mensal Detalhada

Fonte: Autor

- “Análise por Subestação”: ranqueia as subestações pertencentes àquela unidade territorial em ordem decrescente de acordo com a métrica selecionada para ser analisada;

Figura 34 – Painel Detalhado – Análise Mensal Detalhada

Fonte: Autor

- “Análise de Chaves por Alimentador”: em um mapa georreferenciado, pode-se visualizar as chaves sobrepostas em seus devidos alimentadores. O tamanho do símbolo das chaves variará de acordo com o valor de sua métrica e suas cores de acordo com o tipo de chave. Quanto aos alimentadores, sua coloração variará de acordo com o tipo de cabo;

Figura 35 – Painel Detalhado – Análise de chaves por Alimentador no Mapa

Fonte: Autor

- “Análise por Alimentador”: também igualmente ranqueado. Caso o usuário selecione uma das subestações do gráfico acima, será filtrado para os alimentadores pertencentes à subestação em questão, ou seja, será mostrado um ou mais alimentadores, mas apenas referente àquela subestação pré-selecionada;

Figura 36 – Painel Detalhado – Análise de chaves por Alimentador

Fonte: Autor

- “Análise por Bloco”: igualmente ranqueado. Caso o usuário clique em um dos alimentadores do gráfico ao lado, serão filtradas as chaves pertencentes ao alimentador em questão;

Figura 37 – Painel Detalhado – Análise de chaves por Bloco

Fonte: Autor

- “Análise por Tipo de Chave”: respeitando os filtros previamente selecionados, nesse *dashboard* são apresentadas as métricas por tipos de chave. As cores do gráfico correspondem às causas dos defeitos;

Figura 38 – Painel Detalhado – Análise por Tipo de Chave

Fonte: Autor

- “Tabela Resumo”: tabela a qual é constantemente atualizada conforme o manuseio e selecionamento dos dados e filtros nos painéis.

4.3.3.2. Análise de Seletividade dos Equipamentos de Proteção

A aplicação desenvolvida permite identificar se o RefDef (ponto de referência do defeito) corresponde a uma chave/barra que está na zona de proteção do elemento de proteção PDF (elemento de proteção que atuou). Caso não esteja, se identificará o elemento de proteção que deveria ter atuado para aquele defeito e não atuou devidamente e são obtidos:

- ✓ Quantidade de elementos de proteção que estão entre o elemento de proteção que protege o RefDef (ElemProtF) e o elemento de proteção atuado (PDF);
- ✓ Quantidade de consumidores dentro das zonas de proteção do PDF e de todos os elementos de proteção entre o PDF e o ElemProtF, correspondendo ao ganho em clientes que poderiam ter sido salvos se o ElemProtF tivesse atuado no lugar do PDF;
- ✓ Valor correspondente do ganho de CLIH (Cliente x Hora) que poderia ter sido evitado se o ElemProtF tivesse atuado no lugar do PDF;
- ✓ Valor correspondente do ganho de DEC que poderia ter sido evitado se o ElemProtF tivesse atuado no lugar do PDF.

Com essa análise, são obtidos três *dashboards* para a consulta desses resultados do *software* de *BI*. No primeiro, são disponibilizados gráficos de barras com o valor do CLIH por ocorrência, ordenada do maior para o menor valor de CLIH, indicando também as seguintes informações:

- O código da Ocorrência Oc_ID;
- A quantidade de clientes afetados pela ocorrência;
- O valor do CLIH;
- O elemento de proteção que atuou, segundo o PDF;
- O elemento de proteção que deveria ter atuado, segundo o RefDef;

- A quantidade de elementos de proteção entre os elementos indicados acima, se houver;
- O ganho esperado em clientes que poderiam ter sido poupados, caso o elemento de proteção correto tivesse atuado, se houver;
- O ganho esperado em CLIH, caso o elemento de proteção correto tivesse atuado, se houver;
- O código do alimentador em que essa ocorrência foi registrada.

Figura 39 – Análise de Clientes-Hora por Ocorrência na Rede

Fonte: Autor

Nessa visualização, torna-se possível ao usuário verificar os alimentadores com maior valor de CLIH, filtrando as ocorrências que tiveram ou não o elemento de proteção correto atuando sobre o PDF.

Na segunda visualização, são disponibilizados gráficos de barras com o valor do Ganho de CLIH (eixo X) por ocorrência (eixo Y), ordenada do maior para o menor valor de CLIH, indicando também as seguintes informações:

- O código da Ocorrência Oc_ID;
- A quantidade de clientes afetados pela ocorrência;
- O valor do CLIH;
- O elemento de proteção que atuou, segundo o PDF;
- O elemento de proteção que deveria ter atuado, segundo o RefDef;
- A quantidade de elementos de proteção entre os elementos indicados acima, se houver;
- O ganho esperado em clientes que poderiam ter sido poupados, caso o elemento de proteção correto tivesse atuado, se houver;
- O ganho esperado em CLIH, caso o elemento de proteção correto tivesse atuado, se houver;
- O código do alimentador em que essa ocorrência foi registrada.

Figura 40 – Ganho de Clientes-Hora por Ocorrência na Rede

Fonte: Autor

Nessa visualização, torna-se possível ao usuário verificar os alimentadores com maior ganho de Clientes-Hora, filtrando as ocorrências que tiveram ou não o elemento de proteção correto atuando sobre o PDF.

Por fim, são disponibilizados gráficos de barras com o valor do CLIH (eixo X) por ocorrência (eixo Y), e do Ganho de CLIH (eixo X) por ocorrência (eixo Y), ordenada do maior para o menor valor de CLIH, indicando também as seguintes informações:

- O código da Ocorrência Oc_ID;
- A quantidade de clientes afetados pela ocorrência;
- O valor do CLIH;
- O elemento de proteção que atuou, segundo o PDF;
- O elemento de proteção que deveria ter atuado, segundo o RefDeF;
- A quantidade de elementos de proteção entre os elementos indicados acima, se houver;
- O ganho esperado em clientes que poderiam ter sido poupados, caso o elemento de proteção correto tivesse atuado, se houver;
- O ganho esperado em CLIH, caso o elemento de proteção correto tivesse atuado, se houver;
- O código do alimentador em que essa ocorrência foi registrada.

Figura 41 – Ganho e Clientes-Hora Calculados por Ocorrência na Rede

Fonte: Autor

Nessa visualização, torna-se possível ao usuário verificar os alimentadores com maior CLIH, ganho de CLIH, possibilitando visualizar as ocorrências que tiveram ou não o elemento de proteção correto atuando sobre o PDF, ou seja, a correta seletividade da proteção.

Dessa forma, é possível identificar se há elementos de proteção entre o elemento de proteção que atuou e o elemento de proteção que deveria ter atuado para cada ocorrência. O ganho em clientes que poderiam ser poupados e em CLIH pôde ser estimado com base nas detecções realizadas.

4.3.3.3. Análise da Quantidade de Eventos Monofásicos, Bifásicos e Trifásicos

Foi realizada a comparação entre os valores dos circuitos e das datas e horas de cada ocorrência com os circuitos e datas e horas dos relatórios de eventos em religadores obtidos do CGP, de forma a procurar associar as ocorrências aos eventos.

Assim que uma associação foi encontrada, as fases envolvidas no evento registrado dos relatórios dos eventos foram utilizadas para identificar e avaliar a quantidade de eventos monofásicos, bifásicos e trifásicos por ocorrência, bem como o impacto no CLIH por tipo de evento (monofásico, bifásico ou trifásico).

Para que se possa realizar essa análise, foi necessário considerar uma faixa de tempo de (-1h e 15min à +1h e 15 min), para que se considere cadastros de relógios em horário de verão e diferenças nos relógios dos equipamentos.

Como resultado dessa análise, foram disponibilizados *dashboards*. O primeiro contém gráficos que apresentam a Quantidade de Eventos (eixo Y) para cada tipo de evento (cor) por Circuito (eixo X) e, também, a somatória dos CLIH (eixo Y) para cada tipo de evento (cor), por Circuito (eixo X).

Figura 42 – Eventos por Circuito

Fonte: Autor

Portanto, torna-se possível ao usuário ordenar os alimentadores por quantidade de eventos em CLIH (total ou por tipo de defeito), verificando-se assim os alimentadores com maior incidência.

A visualização presente na Figura 43 contém os tipos de eventos (cor) nas somas do CLIH de cada Circuito, permitindo assim verificar os alimentadores com maior incidência de faltas monofásicas, bifásicas ou trifásicas.

Figura 43 – Tipos de faltas por Alimentador (Monofásicos, Bifásicos ou Trifásicos)

Fonte: Autor

A visualização presente na Figura 44 apresenta a participação (tamanho da fatia) de cada tipo de evento (cor) no CLIH total (círculo), com o valor médio dos tempos de preparo, tempos de localização e tempos de reparo (unidade em minutos) de cada tipo de evento (cor). Permite-se assim verificar a participação dos tipos de eventos no CLIH.

Figura 44 – Participação do tipo de falta (Monofásicas, Bifásicas ou Trifásicas) no CLIH Total

Fonte: Autor

O gráfico presente na Figura 45 permite verificar a participação dos tempos médios (preparo, localização, reparo) para cada tipo de defeito.

Figura 45 – Tempos médios por faltas monofásicas, bifásicas ou trifásicas

Por fim, o *dashboard* presente na Figura 46 permite a ordenação de cada valor para realização de busca de ocorrências com os maiores valores de cada tipo de tempo.

Figura 46 – Análise de Ocorrências por Tempos de Preparo, Localização e Reparo

4.4. Análise da Metodologia e dos Resultados Obtidos

A metodologia desenvolvida possibilitou ao usuário a análise de indicadores chave em *dashboards* diversos com três enfoques distintos: Perdas, Identificação de Defeitos e Qualidade. Para a geração dos indicadores apresentados nas análises, foram utilizados os módulos de cálculo de perdas (MCP), de localização de faltas (MLF) e de análise da qualidade (MQ) integrados diretamente à ferramenta *ETL*.

A metodologia utiliza-se de uma vasta gama de dados provenientes de diversos sistemas legados da Distribuidora, além de um modelo detalhado do sistema de distribuição, resultado do processo realizado pela ferramenta de análise de redes elétricas que tem como base as medições obtidas desses sistemas.

Como resultado, obteve-se um sistema de auxílio às áreas de operação do sistema e planejamento das distribuidoras, com impacto positivo na melhoria da qualidade do serviço. As aplicações de Perdas, Localização de Faltas e Análise de Qualidade podem contribuir diretamente no auxílio ao Planejamento da Inspeção e Manutenção. Para cada uma das três análises desenvolvidas, destaca-se a seguir os principais ganhos proporcionados.

➤ Análise de perdas na rede de distribuição de energia elétrica

- ✓ Identificar áreas com maior índice de perdas técnicas e/ou não-técnicas;
- ✓ Realizar análises de indicadores de perdas direcionadas por região e por alimentador;
- ✓ Orientar o planejamento da inspeção, visando maior efetividade no direcionamento de equipes de inspeção para áreas que apresentam maior probabilidade de incidência de furtos de energia e, consequentemente aumentar a receita da empresa com a normalização das instalações com fraude;
- ✓ Apoiar o planejamento da inspeção fornecendo informações que podem contribuir para a redução dos custos com deslocamento de equipes de inspeção;

➤ Análise de localização de defeitos e identificação de áreas com maior incidência de defeitos

- ✓ Permitir a análise da vulnerabilidade da rede de distribuição através de indicadores baseados nas faltas temporárias e permanentes;
- ✓ Analisar a incidência de defeitos por região, por alimentador ou por bloco.
- ✓ Auxiliar na correlação entre os tipos de faltas (monofásicas, bifásicas ou trifásicas) e os tipos de causa, visando a estimação da causa de determinadas ocorrências em tempo real;
- ✓ Auxiliar na correlação entre os tipos de faltas (monofásicas, bifásicas ou trifásicas) e os tipos de defeitos, visando a estimação da causa de determinadas ocorrências em tempo real;

➤ Análise de qualidade na rede de distribuição de energia elétrica

- ✓ Permitir ao usuário identificar as regiões que possuem maior número de ocorrências;
- ✓ Verificar as respectivas contribuições para os indicadores de qualidade da Distribuidora;
- ✓ Identificar os equipamentos presentes na rede de distribuição que mais tiveram participação nas ocorrências;
- ✓ Avaliar o impacto nos indicadores de qualidade causados pela falta de coordenação da proteção por regiões ou por alimentadores;
- ✓ Realizar análise de seletividade dos equipamentos de proteção, orientando às áreas de Planejamento/Proteção com subsídios para que sejam reavaliadas as parametrizações e identificada a causa da falta de coordenação;
- ✓ Identificar os tipos de faltas (monofásicas, bifásicas e trifásicas) para subsidiar análises técnicas da área de proteção da Distribuidora;
- ✓ Apresentar para a área de planejamento da operação os tempos médios de atendimento das equipes de campo por tipo de falta e por ocorrência;

- ✓ Subsidiar a melhor alocação e distribuição das equipes de campo com bases nos indicadores de tempos médios de atendimento.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta uma nova metodologia para aplicação de ferramentas *ETL* e técnicas de inteligência de negócios no apoio às tomadas de decisão no planejamento da manutenção e inspeção das distribuidoras de energia elétrica, mais especificamente no combate às perdas-não técnicas, auxílio no direcionamento de ações preventivas e corretivas de manutenção na rede elétrica e na identificação de possíveis problemas de coordenação da proteção da rede, bem como problemas de coordenação entre religadores e fusíveis na rede devido a parametrização dos dispositivos de proteção.

A metodologia proposta contemplou a integração de um sistema de análise de redes elétricas às funcionalidades do *ETL*, permitindo a criação de importantes indicadores para tomada de decisão. A integração dos módulos de cálculo de perdas (MCP), localização de faltas (MLF) e Qualidade (MQ) à ferramenta de *ETL* permitiu grandes avanços nas etapas de extração, transformação e carregamento de dados quando comparados aos métodos de *ETL* tradicionais, uma vez que o grande volume de dados extraídos foi tratado diretamente nos módulos de cálculo, resultando em dados mais relevantes e em menor volume. Esses módulos são executados com base no sistema de análise de redes elétricas denominado SINAPgrid, apoiaram diretamente na geração dos *KPIs*. Então, para cada rede analisada, já são geradas informações relevantes que são imprescindíveis para a geração dos indicadores-chaves. Esses módulos poderiam ser executados após a persistência dos dados no *Data Warehouse*, porém, geraria um volume de dados muito maior e uma considerável perda de desempenho, que são diretamente evitadas quando executado anteriormente, pois, dessa forma, os dados de saída da ferramenta *ETL* já contemplam indicadores, métricas e outras informações de grande relevância para análise, permitindo uma redução do custo computacional para armazenamento dos dados no *Data Warehouse* e para processamento das análises na ferramenta de *Business Intelligence*.

A integração das funcionalidades desenvolvidas com os sistemas da Distribuidora foi realizada através de um barramento de interoperabilidade padrão *CIM/SOA*. Desse modo, a integração foi feita de maneira padronizada (padrão aberto) e flexível.

Outro ponto de destaque da metodologia foi a modelagem de um *Data Warehouse*. Com a implementação do *Data Warehouse* e, conseqüentemente, o armazenamento dos dados da distribuidora em um só repositório com modelagem adequada para consolidação e mineração dos dados provenientes dos sistemas legados da empresa, pode-se verificar com o estudo de caso realizado que o impacto nos indicadores de qualidade e no combate a fraudes é extremamente positivo, pois, com dados confiáveis em uma base estruturada e consolidada, torna-se possível direcionar ações corretivas para as áreas mais críticas, oferecendo assim respaldo nas tomadas de decisões. A criação de visualizações para direta consulta por parte do software de *Business Intelligence* também foi um ponto a se destacar, pois otimizou muito a qualidade e o tempo de consulta pois, em vez de realizar a consulta dos dados em diversas tabelas associadas, puderam ser realizadas diretamente às *views* pré-definidas.

As análises desenvolvidas com enfoque em identificar áreas com maior probabilidade de perdas técnicas e não-técnicas ofereceram ao setor de planejamento da distribuidora um maior embasamento para direcionamento de equipes de inspeções para áreas de maior criticidade, assim como o estudo com o objetivo de identificar áreas com maior índice de faltas temporárias proveu maior embasamento para o usuário identificar áreas com maior índice de determinada causa ou tipo de defeito, possibilitando o direcionamento de ações preventivas na rede de distribuição de energia.

As análises desenvolvidas com enfoque em qualidade mostraram que, com arquivos de entrada adequados, é possível realizar análises importantes para identificação de áreas com maiores números de ocorrências na rede, quais são as causas que mais impactam, a estimativa de clientes interrompidos por região, dentre outras informações de suma importância para as áreas de qualidade e planejamento das distribuidoras de energia elétrica. Além de requisitar os dados, tratá-los, gerar indicadores e apresentá-los de uma forma simples, clara e objetiva, os estudos também possibilitaram identificar se há elementos de proteção entre o elemento de proteção que atuou e o elemento de proteção que deveria ter atuado para cada ocorrência. O ganho em clientes que poderiam ser poupados e em CLIH pôde ser estimado com sucesso com base nas detecções realizadas. Foi possível também

identificar as fases envolvidas nas ocorrências que envolveram religadores, ou seja, se foram faltas monofásicas, bifásicas ou trifásicas.

A metodologia proposta se mostrou eficaz para a geração de indicadores confiáveis que apoiam diretamente as áreas de Planejamento da Manutenção e Inspeção, mostrando ser possível aplicá-la em outras empresas do setor. Com desenvolvimentos e adaptações pontuais, a metodologia pode ser utilizada para tratamento e análise de dados com diferentes enfoques, como, por exemplo, análises relacionadas à qualidade do produto.

Sendo assim, conclui-se, então, que a aplicação desenvolvida e as análises disponibilizadas no *software* de *Analytics* são de essencial importância para auxiliar o usuário final no direcionamento de ações estratégicas preventivas e corretivas, colaborando assim com o planejamento da inspeção e manutenção da distribuidora, possibilitando melhorias nos indicadores de qualidade do serviço, nos índices de perdas não-técnicas e, conseqüentemente, resultando em uma maior eficiência dos recursos de *OPEX* destinados às áreas de planejamento e operação de redes de distribuição.

5.1. Publicações Realizadas

O presente trabalho tem o objetivo de servir como base para outros estudos envolvendo Inteligência de Negócios na área de Distribuição de Energia Elétrica.

Sendo assim, embasados no desenvolvimento apresentado nessa dissertação, foram submetidos e aceitos artigos em dois grandes eventos do setor: no *XIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2020)*, organizado pela UFABC e realizado no estado de São Paulo, e no *XXIV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI 2020)*, organizado pelo Grupo EDP e realizado no estado do Espírito Santo.

- **SBSE 2020:** Aplicação de *Analytics* no Planejamento da Manutenção e Inspeção em Redes de Distribuição de Energia;

- **SENDI 2020:** Aplicação de *Analytics* para Análise e Controle de Índices de Qualidade e Suporte ao Planejamento da Manutenção em Redes de Distribuição de Energia Elétrica.

5.2. Desenvolvimentos Futuros

O presente trabalho pode servir como base para outros estudos na área de distribuição de energia elétrica relacionados a análise de dados e inteligência de negócios. Com a metodologia apresentada, utilizando-se das integrações e motores de cálculo aplicados diretamente à ferramenta ETL, torna-se possível criar análises e visualizações com objetivos diversos.

A seguir, apresenta-se três possíveis extensões para estudos posteriores:

- Utilização da metodologia desenvolvida para apresentação de análises com outros enfoques: a metodologia apresentada neste trabalho teve como objetivo a geração de *KPIs* e *dashboards* para apoio no combate às perdas não-técnicas, no direcionamento de ações preventivas e corretivas na rede de distribuição e na apresentação de dados com enfoque na qualidade do serviço. Como sugestão para trabalhos futuros, pode-se mapear a aquisição de diferentes dados de sistemas legados diversos, com o objetivo de apresentar indicadores e dados confiáveis com outro enfoque, como, por exemplo, análises voltadas à qualidade do produto baseando-se no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, PRODIST MÓD. 8, 2018);
- Aperfeiçoamento de análise preditiva para análise prescritiva: no trabalho apresentado, disponibiliza-se a análise preditiva, ou seja, apresenta-se dados e indicadores confiáveis baseados em informações históricas para auxiliar o usuário final na tomada de decisões. Como sugestão para um desenvolvimento posterior, é possível evoluir a análise apresentada para prescritiva, com a inserção de uma inteligência embarcada a qual sugerirá ações ao usuário com base nos dados obtidos, ou seja, a análise prescritiva consiste em um modelo que utiliza o resultado da predição (análise a qual foi disponibilizada nesse trabalho) para fazer uma recomendação, tomar uma decisão ou atuar

automaticamente em tempo real. Com essa aplicação, espera-se obter maiores ganhos com a otimização do planejamento da distribuição;

- Utilização de dados fornecidos por dispositivos inteligentes para geração de indicadores e análises diversas: com o advento das redes elétricas inteligentes, a quantidade de *IEDs* instalados ao longo da rede de distribuição tende a ser cada vez maior. Estes dispositivos são capazes de fornecer informações importantes que podem ser utilizadas como dados de entrada para análises relacionadas a manutenções preditivas e apoio à área de operação das distribuidoras de energia. Como exemplo, temos o *last gasp* (último suspiro), no qual o dispositivo inteligente informa que há uma falta de energia, possibilitando o mapeamento e a apresentação de áreas com interrupção de fornecimento. Permite-se também a obtenção de dados de grandezas elétricas, tornando possível otimizar os pontos de seccionamento (manobras em funções de desligamentos não-programados). Esses dados podem auxiliar, por exemplo, na instalação de religadores automáticos em pontos ótimos, apoiando no planejamento da manutenção e da expansão da rede de distribuição. Além disso, possibilita a realização e apresentação de cálculos de carregamento e balanço energético.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRADEE. (2018). *Furto e Fraude de Energia*.
- ALAHAKOON, D., & YU, X. (2013). Advanced analytics for harnessing the power of smart meter big data. *IEEE International Workshop on Intelligent Energy Systems (IWIES)*.
- ANEEL, PRODIST MÓD. 7. (2018). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição*. Brasília.
- ANEEL, PRODIST MÓD. 8. (2018). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. Brasília.
- ANEEL, PRORET. (2015). *Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição – Submódulo 2.6 – Perdas de Energia*.
- BOTEV, V., ALMGREN, M., GULISANO, V., LANDSIEDEL, O., PAPATRIANTAFILOU, M., & VAN ROOIJ, J. (2016). Detecting Non-Technical Energy Losses through Structural Periodic Patterns in AMI data. *IEEE International Conference on Big Data*.
- CHOUCRI, N., & AGARWAL, G. (2017). Analytics for Smart Grid Cybersecurity. *IEEE International Symposium on Technologies for Homeland Security (HST)*.
- EL KHAOUAT, A., & BENHLIMA, L. (17 de 11 de 2016). Big data based management for smart grids. *2016 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*.
- EU COMMISSION TASK FORCE FOR SMART GRIDS. (2010). Expert Group 1: Functionalities of smart grids and smart meters. (Final Deliverable).
- FAN, Z., CHEN, Q., KALOGRIDIS, G., TAN, S., & KALESHI, D. (2012). The power of data: Data analytics for M2M and smart grid. *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe*.
- HERNÁNDEZ, Y., ARROYO-FIGUEROA, G., RODRÍGUEZ, G., SANTOS, M., & ESCOBEDO, H. (2015). "Towards a Framework to Detect and Prevent Non-Technical Losses in Power Distribution based on data-mining techniques and

- Bayesian networks. *Fourteenth Mexican International Conference on Artificial Intelligence*.
- KAGAN, N., GOUVEA, M., MAIA, F., DUARTE, D., LABRONICI, J., GUIMARAES, D., . . . PARTICELLI, F. (2013). *Redes Eléctricas Inteligentes no Brasil* (1ª ed.). Rio de Janeiro: Synergia.
- KAGAN, N., ROBBA, E. J., & SCHMIDT, H. P. (2009). *Estimação de indicadores de qualidade de energia elétrica*. Blucher.
- LIU, W. (2010). Analytics and Information Integration for Smart Grid Applications. *IEEE PES General Meeting*.
- MARLEN, A., MAXIM, A., UKAEGBU, I. A., & NUNNA, H. (2019). Application of Big Data in Smart Grids: Energy Analytics. *IEEE/ICACT 2019 21st International Conference of Advanced Communications Technology*.
- MUNSHI, A. (2018). Data Lake Lambda Architecture for Smart Grids Big Data Analytics. *IEEE Access*(6).
- PEREIRA, D. (2019). *Localização de faltas em redes de distribuição no contexto de redes elétricas inteligentes utilizando algoritmos evolutivos*. Escola Politécnica, USP, São Paulo.
- RENGARAJU, P., PANDIAN, S., & LUNG, C. (2014). Communication Networks and Non-Technical Energy Loss Control System for Smart Grid Networks. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies Asia*.
- ROJAS, G. (2015). Advanced Analytics for Non Technical Losses of Energy. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America*.
- SINAPgrid. (2020). Acesso em 30 de 01 de 2020, disponível em SINAPgrid: www.sinapsisenergia.com
- STAROSTA, J. (05 de 2012). Desequilíbrio (desbalanceamento) de tensão. *O Setor Elétrico*(73).
- Tableau. (2019). Acesso em 02 de 12 de 2019, disponível em TABLEAU: www.tableau.com
- WANG, Y., CHEN, Q., HONG, T., & KANG, C. (s.d.). Review of Smart Meter Data Analytics: Applications, Methodologies, and Challenges. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(3), pp. 3125, 2019.