

Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

Dissertação

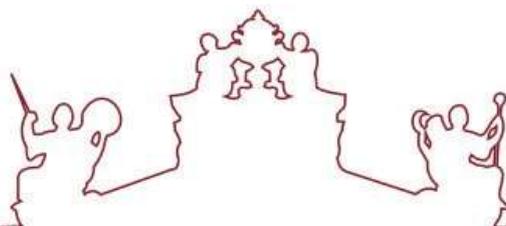
Uma vertente das perdas não técnicas na rede elétrica

Maik Rodrigues Savazini

Orientadores: Mário Rui Melício da Conceição
Victor Manuel Fernandes Mendes

Évora 2019





Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

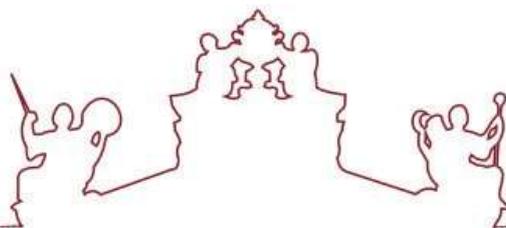
Dissertação

Uma vertente das perdas não técnicas na rede elétrica

Maik Rodrigues Savazini

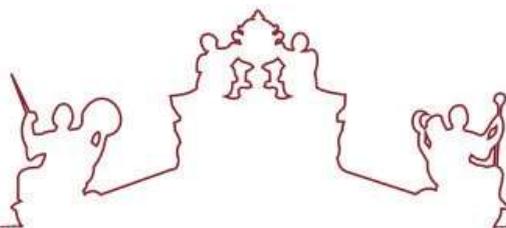
Orientadores: Mário Rui Melício da Conceição
Victor Manuel Fernandes Mendes

Évora 2019



A dissertação foi objeto de apreciação e discussão pública pelo seguinte júri nomeado pelo Diretor da Escola de Ciências e Tecnologia:

- Presidente | António Heitor Reis (Universidade de Évora)
- Vogal | Mouhaydine Tlemcani (Universidade de Évora)
- Vogal-orientador | Rui Melicio (Universidade de Évora)



Uma vertente das perdas não técnicas na rede elétrica

Aos meus Pais e Irmã

Évora 2019



RESUMO

Os objetivos deste trabalho são a realização do estado da arte sob Uma Vertente das Perdas não Técnicas na Rede Elétrica. Permite identificar os principais tipos de perdas não técnicas na rede elétrica, os métodos para detecção a classificação dessas perdas, os custos associados às perdas não técnicas, as ações para a mitigação das perdas e os efeitos socioeconómicos associados.

Numa sociedade cada vez mais dependente de eletricidade, a demanda por energia elétrica aumenta a cada ano, em contrapartida a escassez dos recursos naturais. Por isso, o uso racional da energia, juntamente com a diminuição das perdas técnicas e não técnicas de eletricidade na rede, são fundamentais para otimização deste recurso indispensável em praticamente todas as atividades humanas.

As perdas não técnicas na rede estão associadas à adulteração dos medidores de energia elétrica, conexões ilegais, irregularidade nas cobranças e contas não pagas pelos consumidores. Com a dificuldade e custo para identificação das perdas não técnicas, essas perdas têm custos associados muito significativos.

Palavras-Chave

*Perdas não técnicas
Eletricidade
Sistema de energia elétrica
Irregularidades no consumo*

Abstract

A strand of non-technical loss in the electric grid

The objectives of this work are the realization of the state of the art under a strand of non-technical losses in the power grid. It allows the identification of the main types of non-technical losses in the electricity grid, the methods for detecting the classification of these losses, the costs associated with non-technical losses, the actions to mitigate losses and the associated socioeconomic effects.

In an increasingly electricity-dependent society, the demand for electricity increases each year, offsetting the scarcity of natural resources. Therefore, the rational use of energy, together with the reduction of technical and non-technical losses of electricity in the grid, are fundamental for optimizing this indispensable resource in practically all human activities.

Non-technical losses in the grid are associated with tampering with electricity meters, illegal connections, irregular billing and unpaid bills by customers. With the difficulty and cost of identifying non-technical losses, these losses have very significant associated costs.

Keywords:

Non-Technical losses
Electricity
Power grid
Consumption irregularities

Agradecimentos

Ao Doutor Mário Rui Melício da Conceição, Professor Auxiliar com Agregação, no Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia da Universidade de Évora, responsável como orientador científico, agradeço imensamente por todo o suporte, dedicação, disponibilidade e pelas vossas valiosas contribuições para a realização desta dissertação.

Ao Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor Catedrático Convidado, no Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia da Universidade de Évora, agradeço pelo incentivo e contribuições para a realização desta dissertação.

Um especial agradecimento aos meus pais Valdir e Maristela que não pouparam esforços e palavras de incentivo para que eu pudesse concluir em outro país uma especialização de suma importância na minha vida académica, profissional e também pessoal.

Um particular agradecimento a minha irmã Ingridy, pela amizade, conselhos, apoio e incentivo em todas as etapas deste curso.

A toda a minha família e amigos que de forma direta e indireta contribuíram com a realização desta dissertação.

Índice

Lista de Figuras.....	vii
Lista de Tabelas.....	ix
Lista de Siglas.....	x
Lista de Símbolos.....	xi
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Motivação.....	3
2 Estado da Arte.....	5
2.1 Sistema de Energia Elétrica	5
2.2 Smart Grid	6
2.3 Perdas de Energia Elétrica na Rede.....	9
2.4 Perdas Técnicas.....	10
2.5 Perdas Não Técnicas	11
2.6 Tipos de NTLs	13
2.7 Classificação das NTLs	14
2.7.1 Métodos Indiretos	15
2.7.2 Métodos Diretos.....	16
2.7.2.1 Método que Utilizam Dados Históricos.....	16
2.7.2.2 Métodos Baseados em Agrupamento (Clustering)	16

2.7.2.2.1 Métodos que Utilizam Dados Obtidos em Tempo Real	17
2.7.2.2.2 Método Baseado em Estimação de Estado	17
2.7.2.2.3 Método Baseado em Ondas Viajantes.....	18
2.7.2.2.4 Técnica Baseada no Balanço de Energia	19
2.8 Efeitos Económicos das NTLs	19
2.9 Detecção de Perdas Não Técnicas.....	20
3 Mitigação das NTLs	23
3.1 Mitigação da NTL por Mineração de Dados.....	25
3.2 Mitigação com Smart Meters	26
3.3 Outras Formas de Mitigação	27
3.4 Efeito das Condições Socioeconómicas.....	28
4 Técnicas para Detecção das Perdas Elétricas	30
4.1 “k-Vizinho Mais Próximo”	30
4.2 Máquinas de Vetores de Suporte	31
4.3 K-Means	34
5 Cálculos das Perdas Elétricas.....	36
5.1 Cálculos das Perdas Técnicas	36
5.1.2 Medidor de Eletricidade	38
5.1.3 Ramal de Ligação.....	38
5.1.4 Transformador	39

5.2 Cálculos das Perdas Não Técnicas.....	41
5.2.1 Resultados da Aplicação da Metodologia.....	42
6 O Caso Light	46
6.1 Sobre a empresa Light	46
6.2 Perdas Elétricas.....	48
6.3 Ações de Combate as NTLs.....	50
7 Conclusões	54
7.1 Conclusões.....	54
8 Referências Bibliográficas	56

Lista de Figuras

Figura 1: Perdas globais de eletricidade em alguns países	4
Figura 2: O quadro conceitual de comunicação da IMA	7
Figura 3: Diagrama de blocos de um medidor eletrónico	8
Figura 4: Ligação em paralelo com o medidor.	13
Figura 5: <i>By-pass</i> no medidor.	13
Figura 6: Conexões ilegais em uma comunidade no Brasil.	14
Figura 7: Classificação das perdas não técnicas	15
Figura 8: Agrupamento de dados.	17
Figura 9: Circuito do método de comparação.	19
Figura 10: Processo de mineração de dados	25
Figura 11: Princípio do balanço de energia	27
Figura 12: Classificação do “k-vizinho mais próximo”	31
Figura 13: Treinamento de uma SVM em um hiperplano ótimo	32
Figura 14: Exemplo do algoritmo <i>k-means</i>	35
Figura 15: Tipologia padrão de um sistema de distribuição	37
Figura 16: Modelo de convolução aonde as curvas L e S não se cruzam.	41
Figura 17: Modelo aonde as curvas L e S cruzam formando uma área de interseção.	41
Figura 18: Localização dos medidores	43
Figura 19: Potência medida (em W) na SE (a) e no ponto intermediário (b).. 43	
Figura 20: Eletricidade faturada diária (kWh) do alimentador.	44
Figura 21: Curvas das perdas globais e das perdas técnicas do alimentador. 45	
Figura 22: Comparativo do consumo total de eletricidade entre 2016 e 2017.47	

Figura 23: Evolução nas perdas elétricas entre 2016 e 2017.	48
Figura 24: Evolução das perdas elétricas por área.....	49
Figura 25: Resultado dos indicadores DEC e FEC.....	50
Figura 26: Campanha antifurto de eletricidade.	51
Figura 27: Quantidade de SM instalados em milhares de unidades.....	51

Lista de Tabelas

Tabela 1: Perdas de eletricidade na rede de distribuição em Portugal de 1997 a 2015.....	9
Tabela 2: Perdas técnicas na rede de distribuição elétrica.....	11
Tabela 3: Média e desvio padrão das variáveis do alimentador.....	41
Tabela 4: Dados da rede de distribuição de 2015 a 2017.....	44
Tabela 5: Resultados do programa de combate NTLs.....	49

Lista de Siglas

AC	Corrente Alternada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasil
APZs	Áreas de Perda Zero
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCM	Centro de Controle de Medição
CRAS	Centro de Referência em Assistência Social, Brasil
CV	Coeficiente de Variação
DC	Corrente Contínua
DEC	Duração Equivalente de Interrupção
DFS	<i>Direct Field Sensor</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética, Brasil
FEC	Frequência de Interrupção
ICMS Brasil	Imposto Sobre Circulação de Mercadoria e Prestação de Serviços,
IMA	Infraestrutura de Medição Avançada
MT	Média Tensão
NTLs	<i>Non-Technical Losses</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SG	<i>Smart Grid</i>
SE	Subestação
SM	<i>Smart Meter</i>
SMC	Sistema de Medição Centralizada
SSE	<i>Sum of Squared Errors</i>
SV	Vetores de Suporte
SVM	<i>Support vector machines</i>
T&D	Transmissão e Distribuição
TI	Tecnologia da Informação
TDR	<i>Time Domain Reflectometer</i>

Lista de Símbolos

C_i	<i>Cluster</i>
δ	Desvio Padrão
dt	Duração do Período do Dia [h].
L_{RL}	Comprimento Médio do Ramal [km];
I_t	Corrente no Ramal no Período t [A];
$\cos\phi_{BT}$	Fator de Potência Típico da Rede de BT
f_{BTj}	Fator de Coincidência do Sistema de BT
f_{Uq}	Fator de Utilização do Transformador q
f_{BTj}	Fator de Coincidência da rede de BT
$I_{1\phi}$	Incidência de Medidores Monofásicos
$I_{2\phi}$	Incidência de Medidores Bifásicos
$I_{3\phi}$	Incidência de Medidores Trifásicos
$N_{1\phi}$	Número de Medidores Monofásicos
$N_{2\phi}$	Número de Medidores Bifásicos
$N_{3\phi}$	Número de Medidores Trifásicos
N_q	Número de Transformadores de Potência q
N_{Ic}	Número Ramais ativos
N_{dt}	Períodos do Dia
$N_{C_{BT}}$	Número Total de Consumidores Ligados à Rede de BT
N_q	Número de Transformadores q
$N_{MT/BT}$	Número de Transformadores MT/BT.
$P_{D.RL}$	Perdas em kW
$P_{D.MD}$	Perdas nos Medidores
P_{el}	Perdas Médias por Medidor
P_{Dfe}	Perdas Totais no núcleo dos Transformadores [kW]
P_{Dcu}	Perdas Totais nos enrolamentos dos Transformadores [kW]
$perdas_{feq}$	Perdas Nominais no núcleo do Transformador q [kW]
$perdas_{cuq}$	Perdas Nominais nos enrolamentos do Transformador q [kW]
$P_{BTfe\ trafo\ médio}$	Perda no núcleo do Transformador MT/BT [kW];
$P_{BTcu\ trafo\ médio}$	Perda nos enrolamentos do Transformador MT/BT [kW].
S_{NOMq}	Potência Nominal do Transformador q [kVA]

$S_{BT\ i}$	Potência Total Instalada [kVA]
R_{RL}	Resistência do Ramal ativo [Ω /km]
V_{fnBT}	Tensão Fase-Neutro em BT [V]

CAPÍTULO

1

1 Introdução

Neste capítulo é apresentado o enquadramento da investigação e a motivação para o desenvolvimento do trabalho sobre as perdas não técnicas na rede elétrica, que não afetam apenas as empresas de distribuição de eletricidade, mas também aos clientes devido à redução da qualidade da energia elétrica fornecida, assim como o aumento dos custos nas faturas dos clientes.

1.1 Enquadramento

A energia elétrica de origem renovável ou de origem tradicional, como vetor no consumo e na produção de bens e serviços das diversas atividades da sociedade moderna, constitui um elemento importante para o desenvolvimento da sociedade, com repercussões nos processos de crescimento e desenvolvimento dos sistemas económicos [Cruz14, Seixas16, Viegas16c].

Partindo de uma perspetiva de desenvolvimento sustentável, para os países em desenvolvimento, o consumo de energia elétrica aumenta constantemente devido ao aumento da riqueza económica dos participantes do mercado. No entanto, nos países, grande parte da energia elétrica produzida e transmitida não é contabilizada devido às perdas no sistema. Em geral, essas perdas podem ser divididas em perdas técnicas e perdas não técnicas, as perdas não técnicas também são conhecidas por perdas comerciais [Gomes16, Gomes19a, Laia16a, Laia16b, Melicio10, Glauner18].

Alguns especialistas costumam correlacionar as perdas não técnicas com o desenvolvimento de um país, incluindo aspectos de educação, distribuição de renda, violência, entre outros, contudo as perdas não técnicas envolvem quer países emergentes quer países desenvolvidos, i.e., é mundial. Nos países desenvolvidos, onde os índices de perdas não técnicas são menores, predominam os programas de conscientização e de denúncia para combater essas perdas, ao contrário do que acontece em países menos desenvolvidos, onde a prática de conscientizar e denunciar é de difícil implementação [Ramos14].

Apesar da proporcionalidade entre a riqueza e o alto grau de desenvolvimento dos países com a menor ocorrência de perdas não técnicas, essa relação não é perfeitamente simétrica, porque há outros fatores envolvidos que a afetam. Nomeadamente aspectos geográficos, a dimensão territorial e económicos, como a demanda de energia elétrica, influenciam diretamente nas perdas técnicas, uma vez que quanto maiores a quantidade de energia elétrica gerada e a extensão da rede de transmissão e distribuição, maior é a tendência de perdas inerentes aos efeitos físicos do transporte e transformação da energia elétrica para outras formas de energia. Dessa forma, as perdas por estar compostas pelas parcelas das perdas não técnicas e pela parcela das perdas técnicas, a percentagem de perdas de energia elétrica reflete a influência de uma combinação de indicadores socioeconómicos, do nível de investimento na manutenção do sistema, da eficiência institucional na gestão do setor elétrico e de aspectos geográficos e demográficos dos países [Andrade14].

É relevante observar que devido aos fenômenos físicos inerentes ao transporte e às transformações de tensão aplicadas até que a energia elétrica chegue ao consumidor final, é impossível reduzir a zero o nível de perdas técnicas. Logo, a parcela das perdas de eletricidade em que há mais espaço para redução é a perda comercial. Os erros de medição, erros de facturamento, o furto e a fraude, são as principais contribuições desse tipo de problema [Andrade14].

Em [Viegas16] as perdas de energia elétrica podem ser classificadas em dois grupos, perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas correspondem à percentagem de energia elétrica que é transformada em calor durante o processo de transmissão, que é um resultado das características dos materiais que constituem os diferentes equipamentos que compõem o sistema de energia elétrica. As perdas não técnicas estão referidas à quantidade da energia elétrica que é entregue aos usuários finais, mas não é cobrado adequadamente e, portanto, não é representado economicamente. Dentro das perdas não técnicas estão os erros e as avarias nos equipamentos de medição, a energia não faturada devido a erros na leitura do medidor ou nos processos de faturação das empresas comerciais e, finalmente, aqueles associados ao comportamento fraudulento de alguns clientes que, de uma forma ou de outra, evitam o pagamento correspondente ao seu consumo de energia elétrica, i.e., o roubo ou furto de energia elétrica.

De entre as perdas não técnicas, os furtos e as fraudes são as mais comuns. A identificação dos consumidores que praticam furtos e das fraudes são difíceis de identificar por parte das concessionárias. Perante esta situação as concessionárias de energia elétrica estão a desenvolver investigação visando a

mitigação dos seus custos operacionais, nomeadamente a mitigação das perdas não técnicas [Penin08].

1.2 Motivação

A energia elétrica, como vetor no consumo e na produção de bens e serviços das diversas atividades da sociedade moderna, constitui um elemento importante para o desenvolvimento da sociedade. Neste sentido, até 2040, as previsões indicam que a produção de energia elétrica representará mais de 40% do consumo global de energia e, de 2010 a 2040, a demanda global por energia elétrica deverá aumentar em cerca de 85% [Viegas16].

Os primeiros casos de furto de eletricidade remontam ao final do século 19, com a implementação da rede elétrica de distribuição nas cidades. Um dos primeiros casos de furto de eletricidade foi registado em Nova York no ano de 1886. No entanto, em algumas jurisdições, o roubo de eletricidade não foi considerado crime. Por exemplo, o Tribunal Imperial de Justiça da Alemanha decidiu duas vezes em 1896 e 1899 que o roubo de eletricidade não estava incluído na lei criminal. A razão para isso é que a Corte não considerava a eletricidade como um produto e, portanto, não poderia ser roubada. Um ano depois em 1900, o Parlamento alemão, introduziu uma lei tornando punível o roubo de eletricidade. Em contraste, a Corte de Casação da França decidiu que o roubo de eletricidade é coberto pela lei penal [Glauner18].

Estima-se que as concessionárias de todo o mundo percam anualmente o valor de 20 bilhões US\$ por causa das perdas não técnicas. Na Índia, onde o índice de perdas não técnicas entre as companhias de energia é da ordem de 20% a 40%, representando um valor da ordem de 4,5 bilhões US\$ por ano, sendo que 10% da energia recuperada pode conservar 83000 GWh. Nos Estados Unidos, as perdas não técnicas anuais são estimadas num valor da ordem de 6 bilhões US\$ e no Canadá são estimadas num valor da ordem de US\$ 100 milhões US\$ por ano em apenas uma distribuidora de eletricidade [Ramos14].

No Figura 1 são apresentadas as perdas globais de eletricidade no sistema de energia elétrica, sendo a soma das perdas técnicas e das perdas não técnicas. Na Figura 1, retirando os EUA, os países com maior extensão territorial apresentam as maiores perdas de eletricidade (Índia, Brasil, Rússia e Austrália). Portugal apresenta perdas globais num valor da ordem de 7,5%, sendo a Suécia o país que apresenta as menores perdas globais num valor menor que 5% [Martins16].

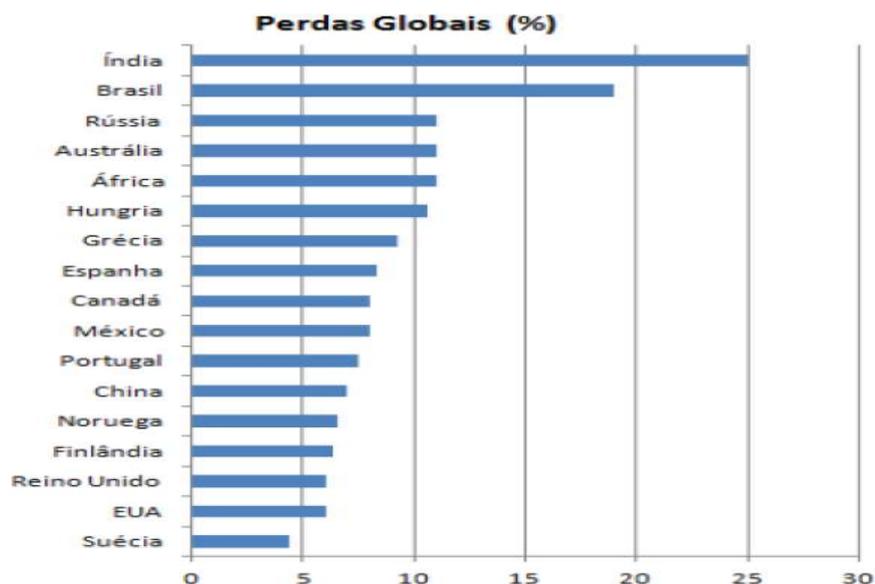


Figura 1: Perdas globais de eletricidade em diversos países (Fonte [Martins16]).

Em relação à rede de distribuição nos países da União Europeia, as perdas anuais de eletricidade estão em média na banda de valores compreendidos entre 2 e 12%. Ao mesmo tempo, a Diretiva Europeia da Eficiência Energética exige que todos os Estados-Membros avaliem o potencial de eficiência energética e especifiquem medidas para o melhorar [CIRED17].

Como resultado da Diretiva Europeia da Eficiência Energética, os últimos desenvolvimentos em tecnologias trazem várias soluções promissoras que contribuem para uma otimização dos sistemas de energia elétrica, nomeadamente a implementação dos *smart meters* e a disponibilidade de novos sensores tornam potencialmente disponível um grande número de dados operacionais na rede. As técnicas da Tecnologia da Informação (TI) e de mineração de dados possibilitam a gestão de um grande volume de dados para avaliar e localizar perdas, em particular as perdas não técnicas. As perdas não técnicas apresentam desafios para a sua deteção. Já a técnica computacional tem a finalidade de resolver problemas com algoritmos e modelos matemáticos de otimização [Cancian13].

CAPÍTULO

2

2 Estado da Arte

Neste capítulo é apresentada a fundamentação teórica sobre as características do sistema de energia elétrica e os conceitos básicos sobre as perdas elétricas. Também são abordadas as características de um sistema de energia elétrica moderno e os tipos mais comuns das perdas não técnicas, assim como métodos para a detecção das perdas não técnicas.

2.1 Sistema de Energia Elétrica

Em [Rodríguez17] o sistema de energia elétrica é a rede que resulta da interconexão de centrais elétricas cuja finalidade é transportar e distribuir energia elétrica. Esses tipos de sistemas são usados para fornecer eletricidade para cidades, regiões e países, que demandam quantidades significativas de energia elétrica.

Em [Han17] o sistema de energia elétrica tradicional distribui eletricidade produzida nas centrais de geração para os consumidores finais de forma unidirecional, uma vez que não pode satisfazer a crescente demanda futura e a falta de monitoramento eficiente e com uma resposta rápida, podendo resultar em cortes de energia. O custo é da ordem de 100 bilhões de dólares/ano, devidos a interrupções nos sistemas tradicionais de energia elétrica dos EUA. A rede inteligente (*smart grid*, SG) permite fornecer um

fluxo de eletricidade bidirecional e comunicação de dados. A rede elétrica bidirecional permite integrar a produção distribuída de energia elétrica de origem renovável, nomeadamente a produção eólica e a produção fotovoltaica. A comunicação de dados bidirecional permite a gestão do sistema e mitigação de falhas.

Em [Kundur94] o sistema de energia elétrica pode ter topologias de acordo com as distâncias e níveis de tensão também diferentes. Sendo a cadeia de valor no setor elétrico integrada pela produção, transporte, distribuição, comercialização e consumo de energia elétrica.

Em [Viegas16] uma rede elétrica é composta por um grande conjunto heterogêneo de ativos, como geradores tradicionais utilizados na produção de eletricidade, disjuntores, linhas de transmissão, equipamentos de medição e diferentes tipos de transformadores para fazer a ponte entre os diferentes níveis de tensão da rede, média tensão para a geração, alta e muito alta tensão para o transporte de eletricidade, média tensão para a transmissão de eletricidade para a rede de distribuição e grandes consumidores e, baixa tensão para suprir os consumidores domésticos. Cada um deles tem diferentes necessidades de manutenção, modos de falha e graus de criticidade para a confiabilidade do sistema.

Em [Torres12] em Portugal, atualmente as redes de distribuição de AT e MT são operadas mediante concessão atribuída pelo Estado Português à EDP Distribuição. O contrato dura até 2043.

2.2 Smart Grid

Em [Jiang02], com o desenvolvimento do sistema de informação e das tecnologias de comunicação, muitos países têm modernizado o seu sistema de energia elétrica no sentido de passar a ter a SG. A SG é caracterizada por ser bidirecional, ser confiável, ter uma resposta à demanda em tempo real, ter autorrecuperação e segurança.

Em [Viegas16], uma SG utiliza comunicações e tecnologias avançadas, assim como grandes volumes de informação com o objetivo de integrar de forma inteligente a geração, transmissão e consumo de eletricidade. Os equipamentos de sensoriamento que tornam a rede inteligente conectam e monitoram uma ampla gama de ativos, permitindo o registro de grandes volumes de dados com o potencial de gerar informações valiosas sobre o estado da rede e a condição dos ativos.

Em [Batista12a;Batista14;Gomes19b] a rede inteligente é mais sustentável pois, possibilita a integração de produtores independentes, permitindo a redução das emissões antropogénicas de gases de efeito de estufa, maior demanda de energia a adição de novas cargas como os carros elétricos e híbridos e maior segurança no fornecimento de eletricidade.

Em [Wen14;Viegas16b; Batista17], na rede inteligente a Infraestrutura de Medição Avançada (IMA) ou *Smart Meters* (SM) desempenha um papel vital, estando associada à vida diária das pessoas. Em [Li13], a IMA moderniza o sistema de medição de energia elétrica, substituindo os antigos medidores

mecânicos. Os IMA fornecem comunicação bidirecional entre a distribuidora e os consumidores. Com o IMA os consumidores podem não só ler os seus dados do consumo, mas também fazer algum controlo personalizado e implementar estratégias de consumo de energia elétrica.

Em [Han17] a IMA é uma infraestrutura automática de medição na *smart grid*, que se integra com os atuais dispositivos de *hardware* e sistemas de *software* eletrónicos de última geração. A IMA emprega dispositivos, incluindo medidores inteligentes, medidores de relés, coletores, pontos de recarga, subestações e dispositivos *head-end*. Um ou vários medidores inteligentes são instalados para cada residência ou empresa para registar o consumo de energia elétrica. Os relés são usados para retransmitir mensagens para outros medidores ou para os dispositivos *head-end*. Coletores são usados para coletar informações em sub-redes. As subestações são usadas para fazer a gestão da distribuição de eletricidade e também desempenham um papel na gestão dos dados. Os dispositivos *head-end* são servidores empregados pelo utilitário para se comunicar com todos os outros dispositivos no IMA [Han17] apresentado na Figura 2.

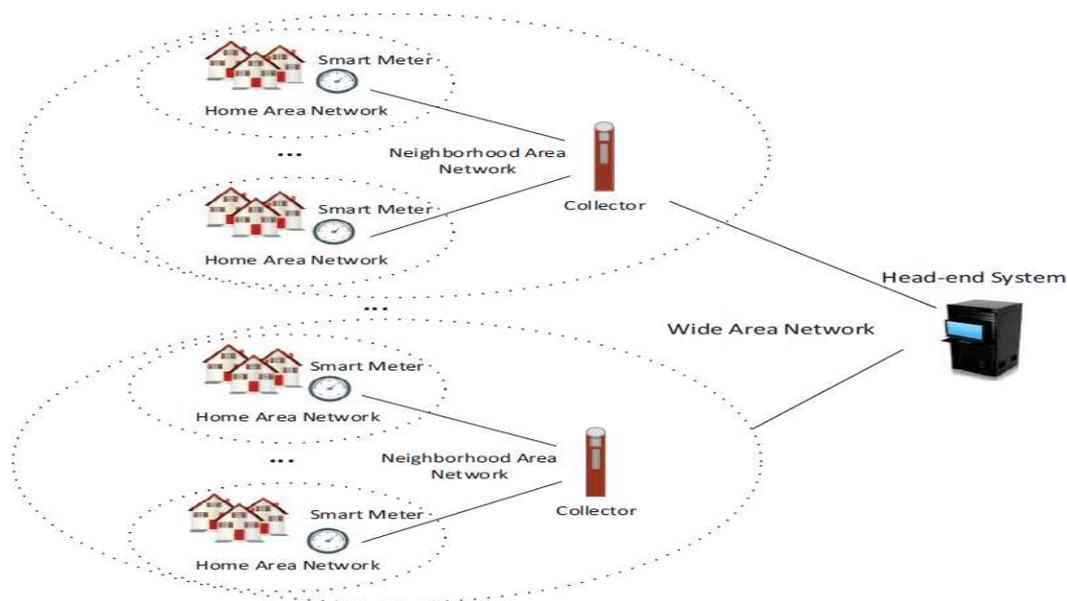


Figura 2: Dispositivos *head-end* de comunicação da IMA [Han17].

Em [Liang13], os dados em tempo real coletados do IMA podem melhorar a confiabilidade da rede elétrica de distribuição, evitando o congestionamento de linhas e sobrecargas. As distribuidoras também podem fornecer um diagnóstico mais rápido do perfil do consumidor e o preço de eletricidade.

Em [IESO12] as tecnologias da IMA estão ultrapassando rapidamente as tecnologias tradicionais de leitura de energia elétrica consumida estando a ser instalados em residências e empresas. Por exemplo, em Ontário, Canadá já existem mais de 4,7 milhões de IMA instalados em residências e empresas.

Os SM além da medição, possuem várias funções como: quantificar o consumo de eletricidade, a comunicação com dispositivos externos, registo em

memória das leituras de consumo de energia elétrica (energia ativa e de energia reativa [Nunes19]). Além disso, incorporam as funções ligação ou de corte de fornecimento de eletricidade à distância e um sistema de pré-pagamento [Nagamine11].

Em [Batista13], os SM desempenharão um papel importante na conexão entre os consumidores e a rede, não apenas oferecendo informações de uso da eletricidade em tempo real para a rede, mas também trazendo informações em tempo real da rede para o consumidor, atuando como um *gateway* de informações bidirecional. A casa deve ser um ambiente inteligente com aparelhos inteligentes que podem responder às flutuações da rede e às demandas de pico com sensores que controlam continuamente seu uso de energia e adaptam seu comportamento de maneira inteligente a um perfil conveniente, não apenas para a rede, mas também para o cliente.

Os SM são agentes no combate às fraudes e roubos de eletricidade e no seu funcionamento incorporam princípios que evitam a derivação ou *shunt*, transformadores de corrente, ou a bobina de *Rogoswki*, microprocessadores, display para visualização, memória e comunicação. O diagrama de blocos do princípio de funcionamento de um medidor eletrônico [Nagamine11] é apresentado na Figura 3.

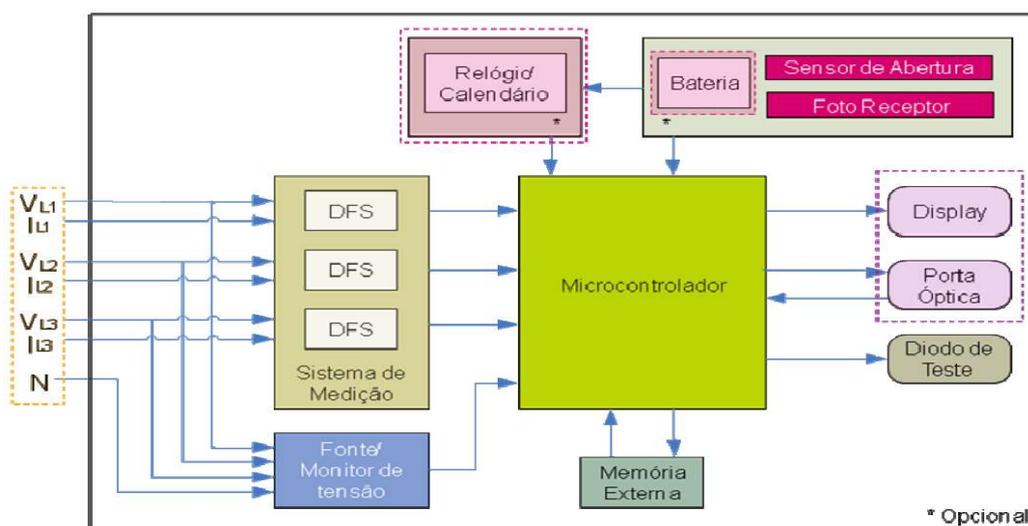


Figura 3: Diagrama de blocos de um medidor eletrônico (Fonte: [Nagamine11]).

Os três elementos de medição DFS (*Direct Field Sensor*) geram um sinal proporcional à energia em cada fase com base na tensão aplicada e corrente no circuito, esse sinal é convertido em um sinal digital para o processamento pelo microcontrolador. O microcontrolador processa os sinais de acordo com a constante do medidor e alimenta o respectivo registrador de acordo com a tarifa, determinada pelo controlador de tarifas. O microcontrolador também controla a comunicação de dados com o *display*, com a interface ótica e ainda garante uma operação segura mesmo em situação de falta de eletricidade por meio de uma memória não volátil (EEPROM) que contém os parâmetros configurados no medidor e assegura os dados de consumo [Nagamine11].

Em [IEE12], o Instituto Americano de Eficiência Elétrica relata que aproximadamente 36 milhões de IMA foram instalados nos Estados Unidos em 2012 e estão previstos instalar mais 30 milhões de medidores nos próximos anos.

Em [Batista12a, Batista12b], a Comissão Europeia investiu 300 milhões de Euros em 300 projetos de redes inteligentes, que tiveram um investimento global de 5,5 mil milhões de euros. Neste contexto, os medidores são uma ferramenta fundamental para a gestão do consumo de eletricidade. A gestão do consumo de energia residencial é fundamental para reduzir as necessidades energéticas para o futuro.

2.3 Perdas de Energia Elétrica na Rede

O setor da energia elétrica está passando por transformações significativas para lidar com a política energética atual, que pressiona por um aumento na eficiência (incluindo a mitigação das perdas elétrica), competição, uso de fontes de energia renováveis e outras estratégias projetadas para lidar com os desafios ambientais atuais [Viegas16].

Em [Figueiredo12] as distribuidoras de energia elétrica sempre tiveram grande preocupação com as perdas de energia nas suas redes, uma vez que estas constituem uma parcela significativa nos custos de exploração dos sistemas de distribuição. Por este motivo a medição das perdas bem como a introdução nas redes de meios cada vez mais eficazes que promovem a diminuição das perdas, sempre foram alvo de grande destaque nos estudos de planeamento das empresas do setor elétrico.

A taxa de perdas de energia elétrica é a relação entre as perdas totais e o fornecimento de energia elétrica. Em [ERSE18] a taxa de perdas de energia elétrica nas redes de distribuição em Portugal no período entre 1997 e 2015 registou um aumento de 7 pontos percentuais. No mesmo período foram verificadas algumas oscilações, i.e., um aumento das perdas absolutas da ordem dos de 60%, para um aumento da carga da ordem dos 50% apresentado na Tabela 1.

Tabela 1: Perdas de eletricidade na rede de distribuição em Portugal de 1997 a 2015 (Fonte: [ERSE18])

Ano	Perdas [GWh]	Fornecimentos de Eletricidade [GWh]	Taxa de Perdas [%]
1997	2,57	28,032	9,2
1998	2,757	29,645	9,3
1999	2,877	31,538	8,7
2000	3,191	33,546	8,6
2001	2,948	35,248	9,1
2002	3,451	36,056	8,2
2003	3,439	37,842	8,6
2004	3,168	40,094	8,6
2005	3,498	42,495	8,1
2006	3,168	44,042	7,2

2007	3,498	44,484	7,9
2008	3,168	44,802	8,1
2009	3,498	44,608	7,3
2010	3,633	46,312	8,2
2011	3,277	44,734	7,7
2012	3,778	42,754	9,1
2013	3,904	41,763	11,2
2014	4,302	41,69	10,3
2015	4,114	42,104	9,8

Em [Figueiredo12], as perdas podem ser classificadas conforme a sua origem:

- **Perdas técnicas:** as perdas resultantes das atividades de transporte, distribuição e transformação de energia elétrica que ocorrem antes da entrega de energia ao consumidor final, sejam estes de BT, MT ou AT, são produto da dissipação de energia nos condutores e equipamentos e perdas no núcleo dos transformadores fundamentalmente. Dentro das perdas técnicas temos as perdas ativas e as perdas reativas de energia elétrica;
- **Perdas ativas:** são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica nos condutores. Estas perdas são denominadas por perdas por efeito de Joule e constituem a maior parte das perdas técnicas, estando presentes em todos os condutores elétricos;
- **Perdas reativas:** ocorrem nas bobinas dos dispositivos. Em corrente alternada as bobinas armazenam energia, para devolver essa mesma energia à fonte, assim, a energia reativa não é efetivamente perdida, sendo, necessária para o funcionamento da rede. Embora não cause perdas de forma direta, contribui para o aumento da corrente nas linhas e aquecimento dos enrolamentos das máquinas elétricas;
- **Perdas não técnicas:** a energia que efetivamente é entregue ao consumidor, mas não é contabilizada. Estas perdas são importantes uma vez que representam um acréscimo da energia comprada pelo distribuidor que posteriormente é faturada aos consumidores clientes dos distribuidores.

2.4 Perdas Técnicas

Em [Penin08] as perdas técnicas podem ser consideradas como perdas de energia elétrica. As perdas são calculadas em cada instante do diagrama de carga, sendo medidas em kW ou MW. As perdas de eletricidade, medidas em kWh ou MWh, são calculadas para um determinado período, reguladoramente em bases mensais e anuais.

Em [Figueiredo12], as distribuidoras de energia elétrica têm grande preocupação com as perdas de energia elétrica na rede, uma vez que estas constituem uma parcela significativa nos custos de exploração dos sistemas de

distribuição. Por este motivo a medição das perdas bem como a introdução nas redes, de meios cada vez mais eficazes que promovem a diminuição das perdas, são alvo de grande preocupação nos estudos de planeamento das empresas de energia elétrica.

Em [Costa11] as perdas técnicas derivam de processos físicos associados à produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Neste processo uma parte da energia é dissipada essencialmente em condutores e transformadores por meio das perdas ativas resultantes do efeito de Joule, constituindo a maior parte das perdas técnicas.

Em [CIRED13], as perdas técnicas também são chamadas de "perdas físicas", pois se referem à energia dissipada em calor (efeito joule) e ruído enquanto distribuem eletricidade e, portanto, são fisicamente perdidas. Esta dissipação de energia custa dinheiro aos clientes e contribui para as emissões antropogénicas de gases com efeito de estufa.

Em [Navani12] a perda técnica é definida como a quantidade de energia elétrica transformada em outros tipos de energia durante o processo de transporte das centrais de geração para os centros de consumo.

As principais causas da existência de perdas técnicas nos sistemas elétricos [CIRED17] são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Perdas técnicas na rede de distribuição elétrica [CIRED17].

Tipos de Perdas Técnicas	
Fixas	Perdas por Efeito Corona; Perdas de corrente de fuga; Perdas dielétricas; Perdas de ferro / perdas sem carga.
Variáveis	Perdas por Efeito Joule; Perdas de cobre / perdas de carga; Perdas causadas por resistência de contacto; Consumo em sistemas de proteção.
Rede de Serviços	Perdas causadas pela carga contínua de elementos de medição; Perdas causadas pela carga contínua de elementos de controlo.

2.5 Perdas Não Técnicas

Em [Ramos11] as perdas não técnicas ou *Non-Technical Losses* (NTLs), são uma preocupação de estudo das várias empresas de energia elétrica no sentido a sua minimização e a sua contabilização tem com o objetivo o de reduzir fraudes e roubo de eletricidade. A minimização das NTLs pode garantir investimentos em programas de qualidade energética, bem como possibilitar a redução do preço da energia elétrica fornecida ao consumidor.

Em [Smith04] o valor total das perdas de eletricidade na Transmissão e Distribuição (T&D) técnicas e não técnicas, equivale à diferença entre o total

de energia elétrica injetada no T&D e a associada à receita decorrente do valor das contas pagas pelos clientes. Enquanto, que as perdas técnicas são responsáveis pela energia elétrica dissipada através dos equipamentos necessários para implementar o T&D de eletricidade, as NTLs respondem pela diferença entre o valor das perdas totais de T&D e as perdas técnicas. NTLs podem ser estimados, mas a medição exata não é viável.

Em [Aguero12], as NTLs têm sido verificados principalmente como resultado de desvio devido à adulteração do *hardware*, furto por toque de linha e contas não pagas. Além disso, irregularidades na medição do consumo/faturação e conluio com funcionários das distribuidoras são consideradas fontes de NTLs.

Em [Viegas17], as fontes de imputação de NTLs, são caracterizadas pelas zonas a seguir:

- **Antes do medidor:** Fontes de NTLs, fraudes/roubos podem ocorrer nesta zona, como a perfuração ilegal de linhas de distribuição e alimentadores;
- **Medidor:** Fontes de NTLs, como reverter, desconectar, contornar e interferir no medidor. Explorações de rede, explorações de *software* e *firmware* também podem comprometer os medidores e medições. A falha/erro pode ocorrer nesta zona, como a presença de imprecisão no equipamento de medição e falha do equipamento;
- **Faturação:** Fontes de NTLs, fraude/roubo de NTLs podem ocorrer nesta zona, como o não pagamento de contas, conluio entre o cliente e o funcionário da distribuidora para organizar reduções de faturação e ataques cibernéticos aos sistemas de leitura ou fatura imprecisa devido ao erro do sistema e do funcionário.

Em [Penin08] as perdas não-técnicas são causadas normalmente por problemas relacionados com a faturação da energia elétrica distribuída. As causas mais são:

- Inexistência de SM;
- Falta de aferição dos SM;
- Erros na leitura;
- Furto de energia elétrica;
- Fraude.

2.6 Tipos de NTLs

Em [Smith04] foi realizado um estudo em 102 países durante um período prolongado de vinte anos. O relatório estima a extensão das fraudes das NTLs e as classifica em quatro categorias: adulteração nos medidores; conexões ilegais; irregularidades nas cobranças e contas não pagas:

- **Adulteração nos medidores:** existem várias formas de alteração nas leituras realizadas pelos IMA, as técnicas utilizadas podem ser rebuscadas, mas também podem ser tão rústicas como danificar o medidor propositalmente. Além disso, o fácil acesso ao medidor facilita práticas como: a interferência magnética, que consiste em usar um ímã para impedir a rotação do disco magnético do medidor analógico (medidores antigos); o chamado “*by-pass*” e a ligação em paralelo com o equipamento apresentado na Figura 4. A ligação em paralelo do medidor disfarça melhor o roubo de energia em relação ao “*by-pass*” que faz a energia elétrica não passar pelo medidor registrando assim um consumo nulo [Etimes13] apresentado na Figura 5.

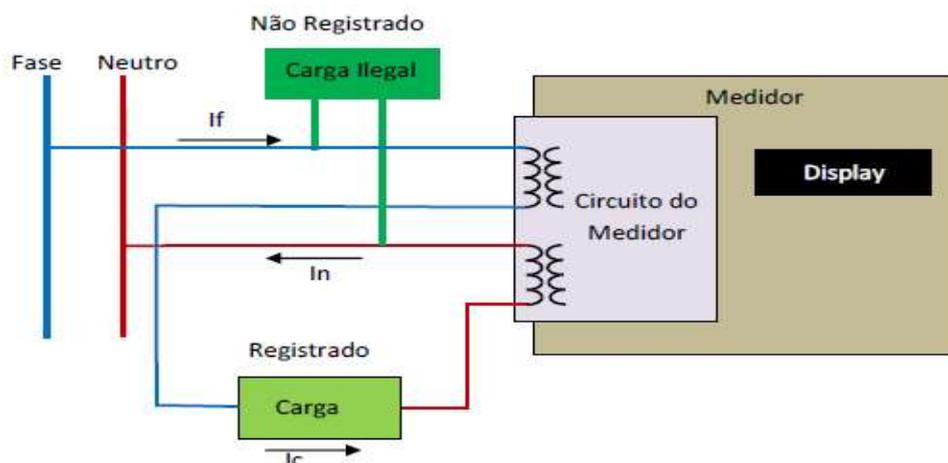


Figura 4: Ligação em paralelo com o medidor (Fonte: [Etimes13]).

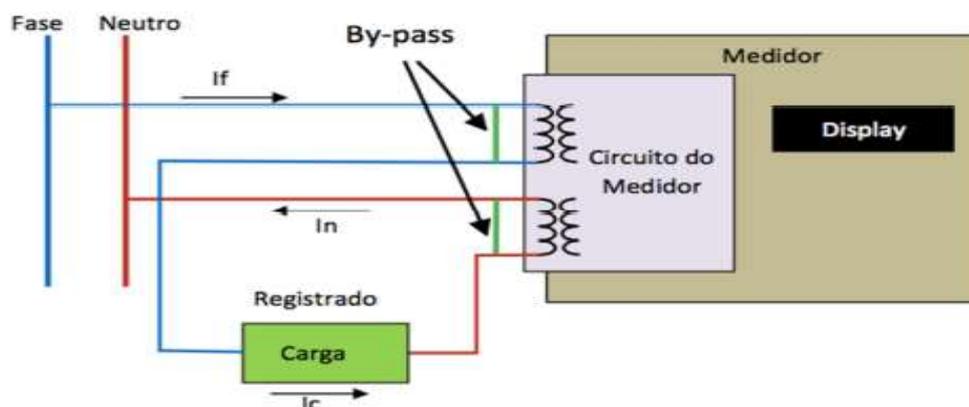


Figura 5: *By-pass* no medidor (Fonte: [Etimes13]).

- **Ligações ilegais:** em [Ferreira15], as conexões ilegais abrangem basicamente as ligações irregulares feitas por consumidores que não querem ou não podem pagar pela energia elétrica consumida. Nos países emergentes como o Brasil, esse tipo de conexões ocorre com frequência em comunidades desfavorecidas. Essas conexões ilegais são realizadas geralmente, no ramal de BT, neste caso as conexões se encontram expostas, o que torna possível a sua identificação visual apresentada na Figura 6.



Figura 6: Conexões ilegais em uma comunidade no Brasil (Fonte: [Estadão17]).

- **Irregularidades nas cobranças:** ocorrem basicamente quando a cobrança não é realizada corretamente, pode acontecer devido a erros na leitura do equipamento pelo funcionário responsável ou pela danificação do mesmo.
- **Inadimplência:** estes casos correspondem as contas faturadas, mas não pagas pelos clientes.

2.7 Classificação das NTLs

A classificação das perdas não técnicas, podem ser agrupados de acordo com o tipo e a quantidade de dados explorados [Ferreira15] apresentada na Figura 7.

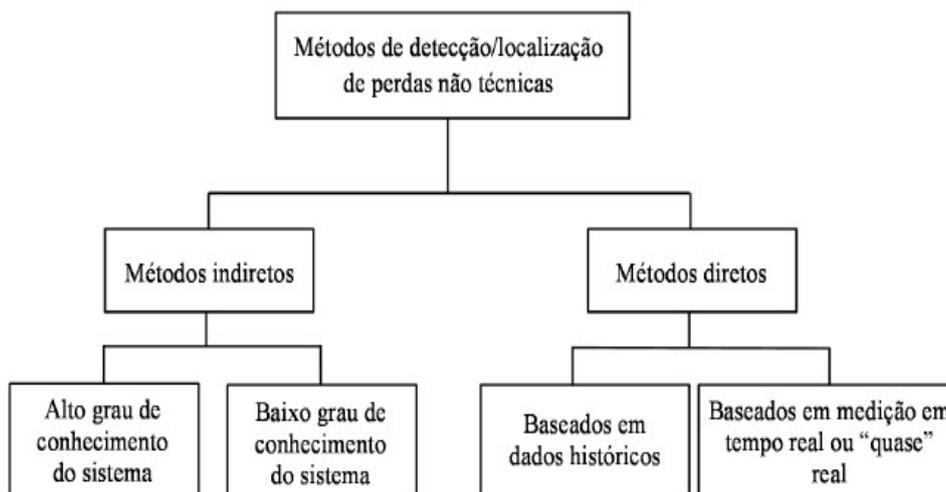


Figura 7: Classificação das perdas não técnicas (Fonte: [Ferreira15]).

Em [Ferreira15] a classificação dos métodos para detecção de NTLs baseia-se em duas classes principais: métodos indiretos e diretos. Na classe dos métodos indiretos, as perdas não técnicas são obtidas pela diferença entre a potência total fornecida e o total estimado de perdas técnicas. Nestes métodos, objetiva-se estimar as perdas técnicas com a maior exatidão possível, pois quanto mais próximo for o valor estimado do valor real, melhor é a detecção das perdas não técnicas. Já os métodos diretos procuram detetar diretamente as perdas não técnicas, ou seja, não dependem da estimação das perdas técnicas.

2.7.1 Métodos Indiretos

Em [Saisse16] a estimação das perdas técnicas permite, além de obter as perdas não técnicas pela diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas, obter a eficiência do sistema e detetar necessidades de melhorias. A precisão da estimação das perdas técnicas depende das informações disponíveis na rede elétrica e, portanto, pode acontecer em situações de:

- **Alto grau de conhecimento:** neste caso há bastantes informações sobre a rede e sobre a carga sendo possível calcular com boa precisão as perdas técnicas;
- **Baixo grau de conhecimento:** quando não se dispõe muitas informações utiliza-se para a estimação as medidas disponíveis, geralmente subestação e alguns dispositivos da rede, além das comparações com sistemas similares;
- **Caso híbrido:** quando se possui alto grau de conhecimento de apenas parte da rede, utilizam-se outras metodologias.

2.7.2 Métodos Diretos

Em [Viegas15; Saisse16], os métodos diretos podem ser divididos em duas classes: métodos que utilizam dados históricos a fim de definir padrões de consumo e detetar comportamentos anómalos, ou métodos que utilizam dados em tempo real ou quase tempo real para detetar a ocorrência de perdas não técnicas no sistema.

2.7.2.1 Método que Utilizam Dados Históricos

Em [Saisse16], os métodos que utilizam dados históricos possuem uma estrutura similar entre si, sendo divididos em três etapas: preparação, classificação e averiguação.

- A preparação consiste na criação de perfis de consumo de clientes similares levando em conta diversos fatores como dia da semana, temperatura, época do ano, região, entre outros. Essa etapa varia de acordo com o método utilizado, mas em geral tem como desvantagem o grande número de dados a serem agrupados e processados;
- Na classificação são utilizadas técnicas para comparar os perfis de consumo e identificar perfis irregulares que podem estar associados a consumidores fraudulentos;
- Na averiguação os consumidores classificados como suspeitos na etapa anterior são examinados a fim de detetar o problema e tomar as medidas corretivas necessárias.

2.7.2.2 Métodos Baseados em Agrupamento (*Clustering*)

Em [Ferreira15], o desempenho dos métodos baseados em agrupamento, como o *clustering*, depende da qualidade do treinamento realizado. O treinamento consiste no próprio agrupamento de dados de diversos consumidores, que pode ser realizado de acordo com diferentes critérios como considerando diferenças climáticas, diferentes estações do ano, região, entre outros. A ideia básica destes métodos é apresentada na Figura 8.

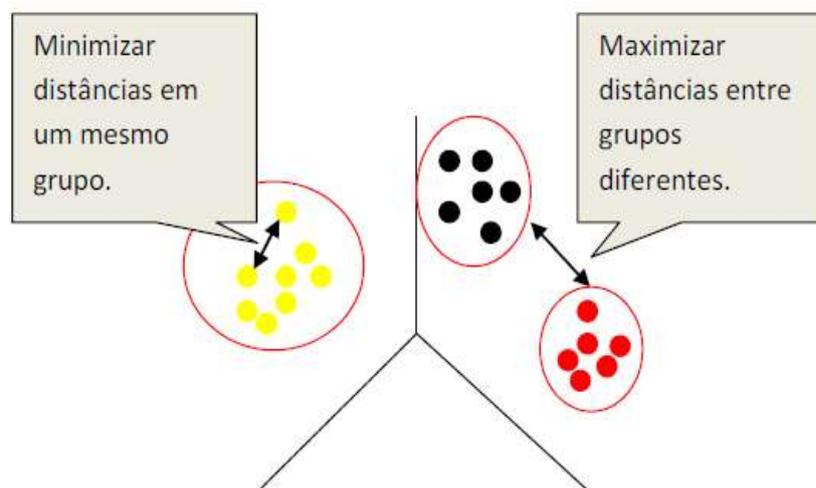


Figura 8: Agrupamento de dados (Fonte: [Ferreira15]).

Em [Nizar08] depois da etapa de agrupamento, a análise dos perfis de consumo é feita pela comparação com os grupos selecionados, caso o consumo seja classificado como associado a um consumidor fraudulento, o consumidor é selecionado para a etapa de averiguação.

Um dos problemas desta técnica é a variedade dos critérios de agrupamento, por isto é importante que as características mais importantes de cada grupo de dados sejam identificadas para que a etapa de agrupamento atinja um bom desempenho. Além disto, o método proposto também depende de uma base de dados bem estruturada, que forneça informações adequadas para permitir um agrupamento adequado.

2.7.2.2.1 Métodos que Utilizam Dados Obtidos em Tempo Real

Em [Ferreira15] esta classe de métodos difere da apresentada em [Nizar08] por não focar na utilização da base de dados históricos. Tais métodos partem de alguma teoria aplicada a circuitos elétricos e utilizam medições em tempo real ou “quase real”, para comparação do estado esperado com o observado ou para confirmação de resultados. Estes métodos podem ser divididos em duas subclasses definidas de acordo com a quantidade de medidas usadas.

2.7.2.2.2 Método Baseado em Estimação de Estado

Em [Cruz06] há uma análise realizada utilizando estimação de estado. Este método é baseado na comparação do valor da anergia elétrica calculada e medida nos transformadores. Em posse destas informações, é possível estimar o estado nos transformadores e achar os locais que apresentam grandes perdas, em tais lugares provavelmente há furto de eletricidade.

Em [Huang13] outro método, propõe a utilização de estimação de estado para detetar os transformadores em que os consumidores associados a perdas não técnicas estão conectados. Em seguida, aplica-se uma técnica de análise de variância nos dados de consumo de energia dos consumidores conectados nos transformadores suspeitos e os consumidores fraudulentos são identificados.

Em [Chen11] tais métodos têm a observabilidade do sistema como maior desafio, ou seja, em sistemas de distribuição raramente é possível estimar o estado da rede com a quantidade de medidas existentes. Em redes de distribuição, chegar neste estado pode demandar certo investimento (custo elevado) em IMA e em sistemas de comunicação.

Em [Saisse16] as informações utilizadas pelos estimadores de estado podem conter os seguintes tipos de erros ou incertezas:

- **Ruído de medição:** erros inerentes à medição, consiste em pequenas diferenças entre o valor medido e o valor real devido à precisão limitada dos medidores;

- **Erros grosseiros:** podem ser vistos como diferenças entre os valores reais e medidos, podem ocorrer por diversos motivos como a existência de fraudes ou defeito nos medidores;
- **Erros de parâmetros:** são erros nos dados da rede elétrica, interferem diretamente no cálculo do estimador de estado;
- **Erros de topologia:** erros associados à configuração da rede, também comprometem a correta estimação de estado.

Em [Abur04] o estimador de estado pode facilitar um acompanhamento satisfatoriamente preciso e eficiente das grandezas relacionadas à operação, identificando o estado de carga das linhas e tensões nos barramentos. Os estimadores de estado geralmente possuem as seguintes funções:

- **Processador de topologia:** consiste em reunir todos os dados, tais como estado das chaves e disjuntores no sistema. Estas informações permitem modelar o diagrama unifilar do sistema;
- **Análise de observabilidade:** é determinada a partir das medidas disponíveis, é possível realizar a estimação de estado e identifica os tramos não observáveis caso as medidas disponíveis não sejam suficientes para realizar a estimação;
- **Solução da estimação de estado:** realiza a estimação calculando o estado, carregamento de linhas, fasores de tensão e injeções de energia ativa e reativa, mais provável do sistema a partir dos dados coletados funcionando como um filtro para incertezas associadas à medição;
- **Detetor e identificador de erros grosseiros de medida:** detetar, identificar e eliminar a existência de erros grosseiros nas medidas. Para a eliminação destes erros é necessário que haja redundância suficiente nos dados adquiridos tal que o sistema não perca a observabilidade com a retirada do dado suspeito de conter erros grosseiro;
- **Identificador de erros de topologia e de parâmetros:** Detetar possíveis erros nos parâmetros ou nos dados associados à topologia da rede.

2.7.2.2.3 Método Baseado em Ondas Viajantes

Em [Chen11] algumas tecnologias utilizam medições em alta frequência, é o caso da metodologia que emprega o TDR (*Time Domain Reflectometer*). Esta técnica usa o TDR que é composto por um gerador de sinais e um osciloscópio, permitindo injetar sinais na rede e obter a resposta através do pulso refletido, identificando os possíveis pontos em que ocorrem as fraudes. Os testes são realizados nos condutores do secundário, entre o fusível e o medidor de energia, e podem ser feitos de duas maneiras:

- Com os dois terminais conhecidos do condutor abertos;
- Com o condutor energizado e um filtro AC para bloquear sinais que não estejam na frequência desejada. Entre as desvantagens deste método destacam-se: o desconforto dos clientes, nos casos em que os consumidores são desconectados, e a necessidade de testar os consumidores individualmente.

2.7.2.2.4 Técnica Baseada no Balanço de Energia

Em [Ilo12; Pereira15] a técnica proposta utiliza medições em tempo real para fazer uma comparação entre os valores da energia elétrica medidos e esperados. O sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) é utilizado no primário do transformador para medir a energia total entregue aos consumidores e tal valor é comparado com o total da energia consumida por todos os clientes, descontando-se as perdas técnicas que ocorrem no sistema apresentado na Figura 9.

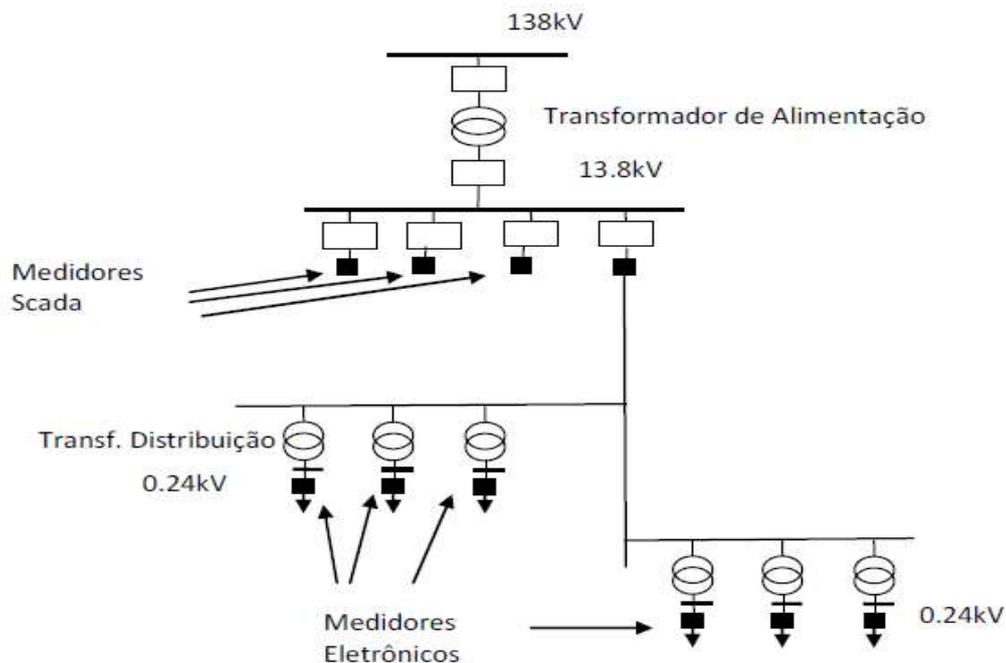


Figura 9: Circuito do método de comparação (Fonte: [Ilo12]).

2.8 Efeitos Económicos das NTLs

Em [Depuru11] vários efeitos de perdas não técnicas são relatados na literatura, sendo a mais importante a perda de receita que, na maioria dos casos, leva as empresas de distribuição a repassar essas perdas a consumidores benignos via tarifas. Além disso, a qualidade do fornecimento de eletricidade é afetada (violação de tensão ou danos à infraestrutura).

Em [Glauner18] as NTLs têm efeitos económicos diretos e indiretos sobre o custo da energia elétrica consumida. Os efeitos diretos das NTLs são a perda

de receita e lucro para as concessionárias de energia elétrica. Isso pode levar a uma sobretaxa de preço para os clientes regulares. Os efeitos indiretos resultam de várias causas como: as concessionárias de eletricidade devem verificar regularmente clientes ou regiões suspeitas realizando inspeções no local. Uma inspeção é cara, pois exige a presença física de técnicos e de instrumentos de verificação. As perdas não técnicas também podem gerar sobrecarregar as unidades de geração, o que resulta em uma infraestrutura instável e não fiável, com impactos físicos, como quedas de tensão, variação na qualidade da eletricidade fornecida e *blackouts*. A receita perdida devida instabilidade da tensão elétrica e apagões é chamada de valor da carga perdida. Os problemas de fiabilidade da rede elétrica têm um impacto negativo na eficiência dos negócios pois, afetam a economia como uma rede não confiável que impede atividades que dependem de uma rede estável. Na mesma linha, uma rede não fiável exige que as entidades invistam em salvaguardas, como sistemas de acumulação de energia elétrica, nomeadamente as baterias de fluxo de vanádio redox [Arribas16] ou geradores aumentando os custos operacionais.

Em [DN18] a EDP Distribuição detetou 56 mil casos possíveis de fraudes em 2017, cerca de três vezes mais face aos 4636 casos detetados em 2016, sendo o valor do prejuízo da ordem dos 70 milhões de euros.

Em [Depuru11] há uma grande experiência global na deteção de perdas não técnicas. A fraude no domínio da eletricidade pode ser mais intensa nos países em desenvolvimento, assim o Banco Mundial relata mais de 50% de roubo, mas ainda é uma realidade nos países desenvolvidos. No geral, tem sido relatado que empresas de serviços de utilidade pública em todo o mundo perdem mais de 25 bilhões de US\$/ano devido a roubo de eletricidade.

Em [Krebs12] o FBI relatou em 2012, uma tentativa ampla e organizada de roubo de energia elétrica que pode ter custado até 400 milhões US\$/ano para uma distribuidora após uma implantação da IMA nos EUA.

Em [Glauner18] no total, as perdas financeiras anuais em todo o mundo devido as NTLs são estimadas em cerca de 100 bilhões de dólares. Diferentemente das perdas técnicas, elas representam a maior parte das perdas totais nos mercados emergentes que frequentemente demandam por mais energia. As NTLs incluem, mas não estão limitadas a roubo de eletricidade, medidores quebrados ou com defeito e leituras falsas do medidor. Nos mercados dos países emergentes, as NTLs são uma preocupação primordial e podem chegar a 40% do total de eletricidade distribuída. Reduzir as NTLs para aumentar a receita, o lucro e a confiabilidade da rede é, portanto, um interesse vital para as concessionárias e autoridades [Glauner18].

2.9 Deteção de Perdas Não Técnicas

Em [Jiang14] de todas as técnicas de deteção de furto de energia elétrica, a técnica de deteção baseada em classificação, que é definida como a classificação do perfil de carga do consumo de eletricidade de um cliente ou grupo de clientes durante um período, é uma das abordagens mais utilizadas.

O procedimento básico para a detecção de furto de energia elétrica baseada em classificação consiste em:

- Aquisição de dados;
- Pré-processamento de dados;
- Extração de características;
- Treinamento de classificadores;
- Otimização de parâmetros;
- Classificação;
- Pós-Processamento de dados e geração suspeita de lista de clientes.

A ideia principal desta técnica é distinguir padrões anormais de uso de energia elétrica de todos os padrões de uso da eletricidade fornecida, baseado em um conjunto de dados de teste contendo exemplos da classe normal e da classe suspeita.

Em [Cavdar04] existem esquemas para lidar com as fraudes de NTL que podem ser categorizados como métodos físicos, métodos baseados em detecção de intrusão, análise do comportamento dos usuários, métodos estatísticos e métodos baseados em comparação.

Em [SEPE17] as pesquisas baseadas em fraudes e na detecção de NTLs estão presentes em vários campos. Mas, as pesquisas que são baseadas na detecção de NTLs nas concessionárias de energia são menores, porém, a percentagem dos NTLs é comparativamente maior. Na literatura os trabalhos são geralmente baseados em teoria e os tipos de técnicas de detecção utilizadas são menores. As empresas de eletricidade adotam a metodologia atual em termos de detecção de NTLs e é basicamente dividido em dois tipos.

- O tipo primário é baseado na realização de inspeções situadas para o usuário desejado;
- O tipo secundário é baseado no estudo do usuário e contém o consumo nulo em um determinado ponto.

Em [Jiang02] a principal questão que é enfrentada na alternativa primária é que ela necessita de um número considerável de inspetores, o que resulta em alto custo. A alternativa secundária contém o problema de possivelmente detetar os usuários apenas com o consumo nulo. Mas, para os clientes que têm consumo não nulo será bastante baixo quando comparado com o seu consumo.

Em [Bolton02] diferente de outras questões em redes inteligentes, o roubo de energia elétrica parece mais intratável. Isto é parcialmente porque envolve a

natureza humana e considerações económicas que são difíceis de observar e controlar até mesmo por equipamentos de medição avançados. A deteção e identificação de fraudes em sistemas de potência foi inicialmente abordada com técnicas estatísticas.

Em [Smith04] o roubo ou furto de eletricidade pode ser estimado, mas não mensurado exatamente. Para isso, o método comumente aplicado leva em conta o cálculo e análise das perdas nos setores de transmissão e distribuição de energia. Este método se baseia na diferença entre a energia gerada pelo sistema e a energia medida e vendida aos consumidores. Se for realizado um cálculo das perdas nas linhas de transmissão percebe-se que as perdas devidas aos roubos correspondem à parcela de energia que não foi contabilizada. Contudo, este método ainda é um tanto impreciso para estimar roubos de energia e não inclui a parcela de eletricidade que não é paga.

Em [Smith04], métodos de naturezas distintas para lidar com o problema do roubo de energia elétrica, são: métodos tecnológicos, gestão e mudanças no sistema.

- **Métodos tecnológicos:** o aspeto abordado está ligado às várias inovações tecnológicas que têm ocorrido no ramo de energia elétrica, contudo muitos sistemas de energia ainda não se apropriaram desses avanços técnicos e, por isso, não dispõem de alguns benefícios presentes em sistemas que possuem essas tecnologias já inseridas na rede elétrica. Para a redução de perdas em transmissão e distribuição (T&D) são necessários investimentos que devem visar à melhoria nas linhas de transmissão, transformadores, e, principalmente, instalação e manutenção de sistemas modernos de medição, que não permitem qualquer tipo de alteração por parte de usuários mal-intencionados;
- **Gestão do sistema:** a corrupção é uma das áreas mais problemáticas para as organizações do ramo de energia visto que, neste caso, o roubo de energia ocorre com a conivência dos próprios operários do sistema elétrico;
- **Mudanças no sistema:** verifica-se a necessidade de regulamentação do setor, o que já fez com que, em todo o mundo, diversas comissões independentes surgissem como órgão regulador do setor elétrico e discutissem questões como quais são os níveis de roubo de energia aceitáveis para as concessionárias, se estas podem ou não repassar o prejuízo com o roubo de energia e ineficiência aos clientes, e quais as sanções aplicáveis caso as concessionárias não atingissem as metas para redução de perdas técnicas e não técnicas.

CAPÍTULO

3

3 Mitigação das NTLs

Muitas medidas de controlo e combate às perdas não técnicas de electricidade na rede foram desenvolvidas e aperfeiçoadas aos longos dos anos. Medidas desde programas de inspeção na rede eléctrica, á mineração de dados para detetar clientes fraudulentos.

Em [Ramo14] uma das principais causas das perdas não técnicas de electricidade na rede são furtos e adulterações de medidores de energia eléctrica. Para mitigar essas perdas, algumas empresas de distribuição de electricidade adotam as seguintes medidas:

- **Programas de inspeção:** verificação da integridade do medidor e do ramal, deteção de falhas nos equipamentos, desvios, erros de ligação e outros problemas que possam comprometer a leitura do consumo de energia eléctrica;
- **Substituição de medidores:** avaliação das leituras dos medidores através de amostragens, testes em laboratório e a substituição dos medidores mecânicos por SM;
- **Regularização de ligações clandestinas:** mediante programas de carácter social, reduzindo assim às perdas não técnicas;

- **Implementação de políticas comerciais:** virados para a comunidade no sentido de dar explicações, negociações e treinamentos sobre o consumo de energia elétrica;
- **Ações de eficiência energética:** com foco na conscientização para a diminuição do consumo racional de eletricidade, servindo de incentivo aos consumidores para que não cometam as fraudes.

A inspeção periódica nos consumidores é uma forma eficiente de mitigar as perdas comerciais, mas demanda um custo elevado, por isso, a importância da identificação de grupos suspeito através de algum dos métodos a seguir.

Em [Alberto08], algumas ações práticas podem ser implementadas pelas distribuidoras de eletricidade a fim de mitigar ou até extinguir as perdas não técnicas, principalmente o furto de eletricidade que corresponde a maior parcela das NTLs em países em desenvolvimento com o Brasil e a Índia, no qual as condições socioeconômicas estão relacionadas diretamente na prática de fraudes e furtos de eletricidade na rede de distribuição.

- Identificar as comunidades pobres e desenvolver ações de conscientização;
- Incorporar os clientes clandestinos ao sistema de faturação;
- Reconstruir o ramal: instalando cabos antifurto, redes compactas de MT;
- Implementar políticas comerciais para o uso racional da energia elétrica;
- Ações no sentido de reduzir o valor das contas de eletricidade: utilização de eletrodomésticos e de lâmpadas de alta eficiência energética, instalação de aquecimento solar de água e de painéis fotovoltaicos;
- Projetos de responsabilidade social, como: formação de eletricitas na própria comunidade, palestras em escolas, qualificação dos professores para educar os alunos no uso racional da energia elétrica;
- Aumentar as inspeções aos ramais das comunidades e substituição dos medidores mecânicos por SMs;
- Mitigação dos erros de leitura;
- Gestão dos ativos da rede instalados: para o controle efetivo das perdas técnicas e para correta administração dos consumidores.

3.1 Mitigação da NTL por Mineração de Dados

A mitigação de NTL pode ser melhorada por dois tipos de mineração de dados (*data mining*): Abordagem Estatística Regular e Abordagem de *Big Data* e *Smart Meters*. A representação do processo de *data mining* [CIRED17] é apresentada na Figura 10.

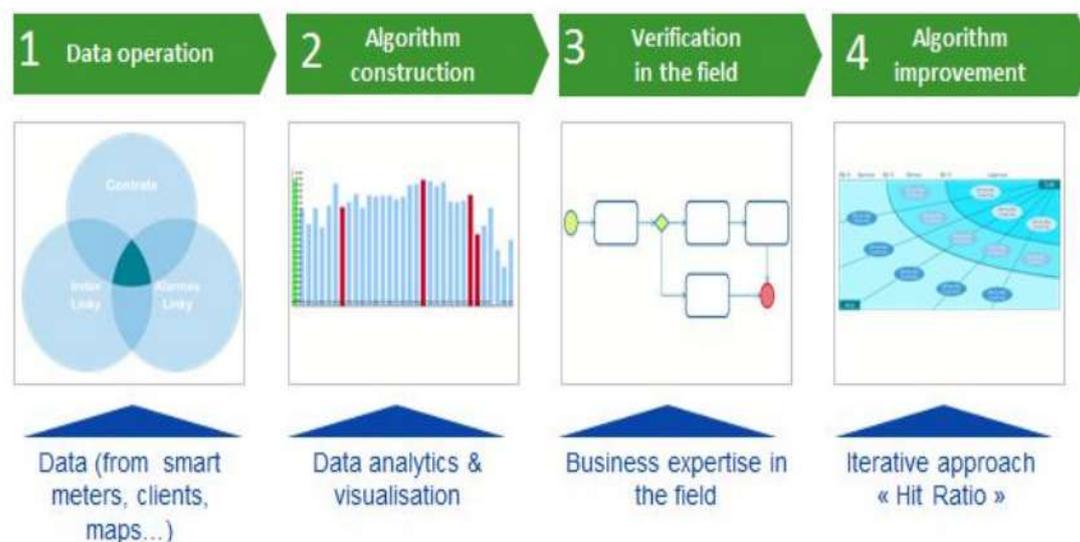


Figura 10: Processo de mineração de dados (Fonte: ([CIRED17])).

A mineração de dados pode ser usada como uma ferramenta para otimizar as inspeções no campo, direcionando-as a áreas específicas ou locais suspeitos de fraude, em vez de enviar equipes em inspeções gerais. É um processo contínuo que envolve modelagem estatística, com os modelos atualizados com os resultados do campo [CIRED17].

Em [Penin08] o uso da *data mining*, é possível identificar comportamentos dos dados e obter variadas formas de análise sobre as informações, permitindo a obtenção de resultados mais claros. É utilizado técnicas analíticas que ajudam a alcançar resultados mensuráveis, que normalmente não poderiam ser descobertos com técnicas convencionais. Em linhas gerais pode-se dizer que a mineração de dados é a exploração e a análise, realizada de forma automática ou semiautomática, de grandes quantidades de dados com o intuito de descobrir padrões e regras significativas.

Em modelos estatísticos, algumas definições de medidas de localização e dispersão são normalmente utilizadas e definidas pelas equações a seguir:

- A Média é definida por:

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} \quad (3.0)$$

- Variância é definida como o desvio quadrático médio da média:

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1} (x_i - \bar{x})^2}{n-1} \quad (3.1)$$

- Desvio Padrão:

$$\sigma = \sqrt{s^2} \quad (3.2)$$

O desvio padrão é a medida mais comum da dispersão estatística e é definido pela raiz quadrada da variância.

- Coeficiente de Variação (CV): uma maneira de expressar a variabilidade dos dados sem a influência da ordem de grandeza da variável é através do coeficiente de variação, definido em (3.3):

$$cv = \frac{s}{\bar{x}} \quad (3.3)$$

Em que CV é interpretado como a variabilidade dos dados em relação à média. Quanto menor o CV mais homogêneo é o conjunto de dados.

Adimensional, que será positivo se a média for positiva, e será zero quando não houver variabilidade entre os dados, ou seja, $s = 0$.

Um CV para variáveis de consumo de energia elétrica é considerado baixo (indicando um conjunto de dados razoavelmente homogêneo) quando for menor ou igual a 25%. Entretanto, esse padrão varia de acordo com a aplicação.

3.2 Mitigação com *Smart Meters*

Em [CIRED17], os IMA ou *Smart Meters* podem melhorar drasticamente a eficácia de uma solução de mineração de dados, detetando eventos como tentativa de adulteração.

O balanceamento de energia pode ser realizado (dependendo da quantidade de medidores implantados na rede analisada) através da diferença entre as entradas e saídas de energia em uma área específica. O princípio do balanço de energia, usando um exemplo hipotético [CIRED17] é apresentado na Figura 11.

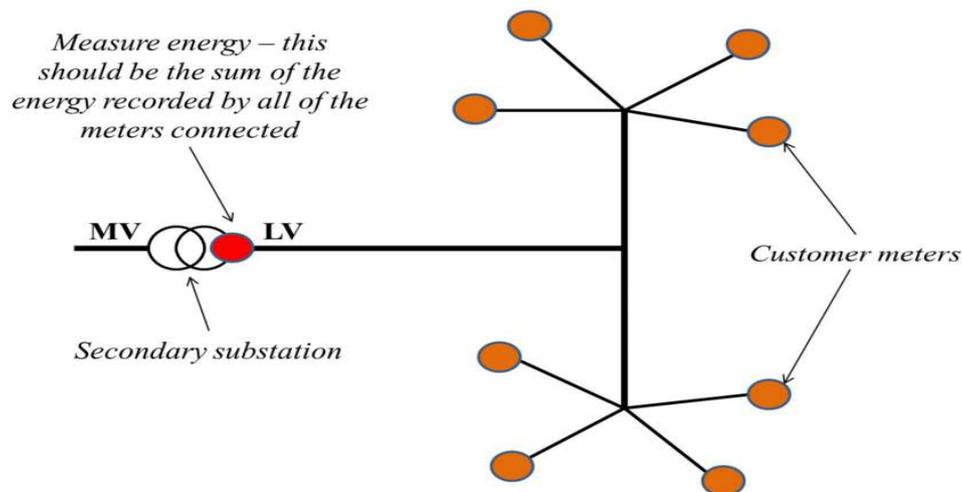


Figura 11: Princípio do balanço de energia (Fonte: [CIRED17]).

A soma da energia elétrica registada por cada SM dos clientes deve ser igual a quantidade da energia registada na subestação secundária. Se o valor for diferente, o cliente deve ser investigado.

3.3 Outras Formas de Mitigação

Em [CIRED17], outras medidas propostas estão listadas abaixo.

Medidas relacionadas ao equipamento:

- Caixas de medição à prova de adulteração e outros materiais de segurança, como vedações numeradas à prova de falsificação;
- Redução do número médio de consumidores por transformador;
- Redução das distâncias dos alimentadores de baixa tensão dos consumidores;
- Medidores pré-pagos;
- Substitua transformadores com classificações de potência mais baixas e proteção aprimorada;
- Atualização de medidores de eletricidade;
- Tecnologia de cartão inteligente (para minimizar o roubo de eletricidade);
- Monitoramento estatístico do consumo de energia elétrica.

Medidas relacionadas ao processo de utilidade:

- Auditorias de energia / inspeções direcionadas;

- Meios adequados para testar medidores;
- Programação para verificação de medidores e substituição de medidores defeituosos;
- Atualização de registos para remover erros;
- Formação;
- Conscientização.

Medidas relacionadas com a aplicação da lei:

- Investigação de clientes que solicitaram uma conexão, mas não concluíram o processo;
- Promulgar leis rigorosas e melhorar sua aplicação;
- Aplicação de todas as medidas de segurança razoáveis quando for detetada uma conexão ilegal.

3.4 Efeito das Condições Socioeconómicas

Em [CIRE17], as condições socioeconómicas são uma contribuição importante ao decidir quais medidas de mitigação das NTLs devem ser empregadas. As áreas podem ser classificadas dependendo dessas áreas:

Áreas tradicionais:

- Áreas onde as metodologias tradicionais (inspeções, normalizações e similares) são suficientes para controlar efetivamente o nível de fraude e roubo;
- As medidas de mitigação incluem inspeções mais produtivas, melhorando o direcionamento de campanhas, o balanceamento de energia, a mineração de dados e outros equipamentos avançados e medidas relacionadas ao processo.

Áreas complexas:

- Áreas onde o apoio da aplicação da lei é necessário para executar medidas tradicionais de mitigação de fraude e roubo. Estas são geralmente áreas nas quais a metodologia tradicional aplicada para a mitigação da NTL tem uma vida útil curta, por causa da reincidência imediata de roubo e fraudes. Nessas áreas, mais instalações robustas são necessárias para evitar fraudes e roubo;

- Medidas de mitigação incluem soluções técnicas antirroubo como medidores pré-pago e contadores de leitura remotos, caixas de contadores blindados, tubos blindados para conexões e alarmes remotos para caixas de medição.

Áreas de risco:

- Regiões que são geralmente tem acesso restrito (por exemplo, favelas, comunidades) nas quais contexto social dificulta ou até impede qualquer acesso às instalações, a fim de inspecionar ou resolver qualquer tipo de anomalia. Nas piores situações deste tipo, mesmo baixa aplicação é ineficaz. Nestas áreas nem o tradicional nem as soluções mais robustas são eficazes e as perdas podem crescer de forma incontrolável;
- Mitigação é geralmente por regulamentação, como estudos sociais para objetivamente demonstrar a situação social e fazer *lobby* junto às organizações reguladoras para obter maiores perdas reconhecidas. Sustentabilidade, melhoria de renda, promover políticas de economia de energia e campanhas de segurança reduzem o risco de eletrocussão.

CAPÍTULO

4

4 Técnicas para Detecção das Perdas Elétricas

Devido a grande quantidade de dados que podem ser obtidos da rede para análise, as empresas distribuidoras de eletricidade utilizam algumas técnicas para classificar os perfis dos consumidores e solucionar os problemas de detecção de perdas elétricas na rede, entre elas, a regra do “k-Vizinho Mais Próximo”, “Máquina de Vetores de Suporte” e o algoritmo “K-Means” são as técnicas que são apresentadas neste capítulo.

4.1 “k-Vizinho Mais Próximo”

O método do “k-Vizinho Mais Próximo”, (*k-Nearest Neighbors*) é uma classificação supervisionada e não-paramétrica, onde um padrão é dito pertencer a uma classe de acordo com o número de vizinhos que pertençam a essa classe, conforme um critério de distância, normalmente a distância Euclidiana [Pan04].

A regra classifica x atribuindo-o a classe mais frequentemente representada dentre as demais k amostras mais próximas, ou seja, a decisão é realizada através da análise das classes dos k vizinhos mais próximos (k-NN) [Cancian13] apresentada na Figura 12.

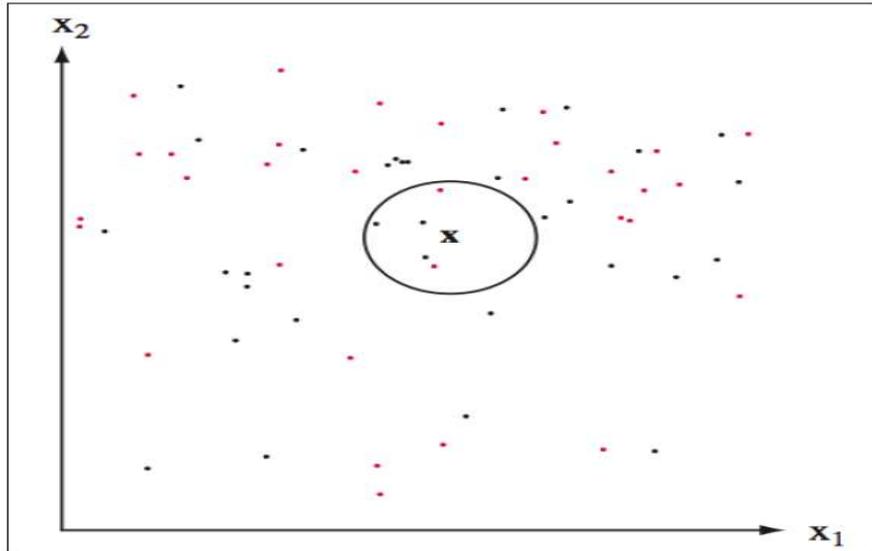


Figura 12: Classificação do “k-vizinho mais próximo” (Fonte: [Cancian13]).

Através do ponto x , inicia-se a busca do k-vizinho mais próximo, no qual, em uma região esférica engloba k amostras pré-classificadas. Considerando uma instância arbitrária x que é descrita pelo vetor de características dadas por:

$$x = \langle a_1(x), a_2(x), \dots, a_n(x) \rangle \quad (4.0)$$

A $a_r(x)$ representa o valor do r -ésimo atributo da instância x logo, a distância Euclidiana entre duas instâncias x_i e x_j é definida como $d(x_i, x_j)$, dado por:

$$d(x_i, x_j) = \sqrt{\sum^n (a_r(x_i) - a_r(x_j))^2} \quad (4.1)$$

Uma das vantagens do k-NN é o reduzido tempo de treino, resume-se a adicionar padrões aos vetores. O treino é constituído por vetores n -dimensionais, sendo elemento do conjunto um ponto no espaço n -dimensional. Para cada padrão de teste é calculada a distância entre o elemento e todos os padrões de treino. Verifica-se a quais classes pertencem, os k padrões mais próximos, sendo a classificação realizada mediante, a associação do padrão de teste à classe predominante [Ramos14].

4.2 Máquinas de Vetores de Suporte

Em [Schölkopf02] as máquinas de vetores de suporte (*support vector machines* - SVM) são um tipo de técnica computacional, cuja finalidade é obter a representação do problema a ser resolvido por modelos matemáticos de otimização e são normalmente consideradas a primeira aplicação prática da teoria do aprendizado estatístico.

Em [Rodríguez17] o SVM foi inicialmente criado como um algoritmo de classificação supervisionada, portanto, sua definição geral é orientada para a solução desse tipo de problema. No entanto, a abordagem desta técnica foi modificada a partir da definição geral para permitir que ela resolva também outros tipos de problemas dentro da abordagem supervisionada, como regressão e ajuste de curvas.

A ideia de uma SVM é pré-processar os dados de tal forma que o problema de encontrar uma função discriminante não-linear onde neste espaço multidimensional, uma separação hiperplana ótima é construída. A separação hiperplana ótima é construída mediante a definição de um mapeamento que transforma o vetor de entrada em outro (usualmente maior) vetor. É esperado que um mapeamento adequado, o novo conjunto de treino seja linearmente separável [Ramos14].

Apesar de sua forma básica e original proposta por *Vapnik*, se fosse considerar a separação das classes (classificação) de forma linear, em alguns problemas, tal forma de separação seria inócua, visto que os erros inerentes à classificação poderiam ser maiores que os esperados, motivados pelo fato de que a grande maioria dos problemas reais não são separáveis linearmente. A abordagem utilizada para as técnicas SVM, a fim de resolver esse efeito, consiste no mapeamento ou conversão dos dados para um espaço de dimensão maior [Cancian13]. O treinamento de uma SVM em um hiperplano ótimo [Cancian13] é apresentado na Figura 13.

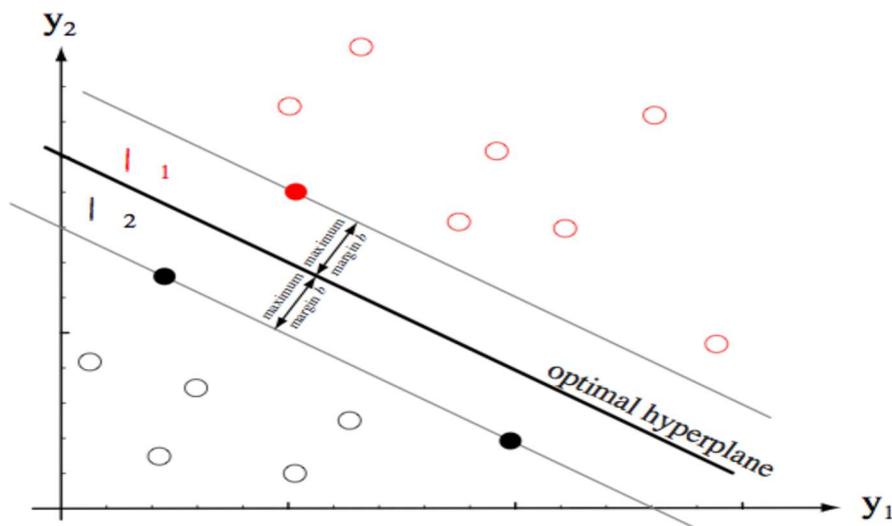


Figura 13: Treinamento de uma SVM em um hiperplano ótimo ([Cancian13]).

Os vetores de suporte são os padrões mais próximos (distância b do hiperplano). Com as distâncias máximas a partir dos padrões, os vetores de suporte são representados nos pontos em destaque na Figura 13.

Em [Ramos14], o hiperplano ótimo distinguido pela margem de máxima separação entre qualquer ponto de treinamento e este hiperplano é dado por:

$$\min\{\|x - x_i\| \mid x \in H(w, x) + b = 0\} \quad (4.2)$$

Para desenvolver um hiperplano ótimo, é necessário resolver:

$$\tau(w) = \frac{1}{2} \|w\|^2 \quad (4.3)$$

Para:

$$y_i \{w, x_i\} + b \geq 1 \quad \text{onde } i = 1, \dots, m, \quad (4.4)$$

A função τ (4.3) é a *função objetivo*, enquanto a (4.4) representa as *restrições de desigualdade*. Juntas, elas dão origem ao *problema de otimização restrita*, que é resolvido através do *Lagrangiano*:

$$L(w, b, \alpha) = \frac{1}{2} \|w\|^2 - \sum_{i=1}^m \alpha_i (y_i (w, x_i) + b - 1) \quad (4.5)$$

Onde $\alpha_i \geq 0$ são os *multiplicadores de Lagrange* e L deve ser minimizado em relação às *variáveis primais* w e b e maximizada com relação com as *variáveis duais* α_i .

Ao derivar L :

$$\frac{\partial}{\partial b} L(w, b, \alpha) = 0; \quad \frac{\partial}{\partial w} L(w, b, \alpha) = 0 \quad (4.6)$$

Logo,

$$w = \sum_{i=1}^m \alpha_i y_i x_i \quad (4.7)$$

O vetor-solução é um subconjunto dos padrões de treinamento, especificamente aqueles com i diferente de zero, que são os chamados vetores de suporte (SVs). Ao substituir as (4.6) e (4.7) no Lagrangiano (4.), eliminam-se as variáveis primais w e b resultando no chamado problema de otimização dual, que é o tipo de problema que as SVMs normalmente resolvem na prática:

$$w_{(\alpha)} = \sum_{i=1}^m \alpha_i - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \alpha_i y_i y_j (x_i, x_j) \quad (4.8)$$

Com a base na Equação (4.7) a função pode ser escrita como:

$$f(x) = \text{sgn}(\sum_{i=1}^m y_i \alpha_i (x, x_i) + b) \quad (4.9)$$

O b poder ser calculado através da seguinte equação:

$$\alpha_i [y_i((x_i, w) + b) - 1] = 0 \quad (4.10)$$

De acordo com a Teoria da Otimização, os SVs situados na margem apresentam $\alpha_i > 0$, sendo possível demonstrar:

$$b = y_i - (x_i, w) \quad (4.11)$$

O b também pode ser calculado através das variáveis duais α_i e α_j .

4.3 K-Means

Em [Nunes16], este algoritmo começa por distribuir aleatoriamente os pontos do conjunto D em k clusters e calcula os centroides através da média dos pontos do cluster C_i . De seguida aplicam-se duas fases iterativamente: a atribuição de clusters e a atualização dos centroides.

Na atribuição de clusters, cada ponto $X_j \in D$ é associado ao cluster que tem o centroide Z_i mais próximo do ponto, isto é, X_j é atribuído ao cluster C_{j^*} quando:

$$j = \operatorname{argmin} \left\{ \|x_j - z_i\|_2^2 \right\} \quad (4.12)$$

Na atualização dos centroides, é utilizado uma média de todos os pontos que se encontram no cluster C_i . Estas duas fases são realizadas iterativamente até alcançarem um mínimo local, isto é, o *K-means* converge se os centroides não mudarem após uma iteração.

$$\sum_{i=1}^k \|z_i^t - z_i^{t-1}\|_2^2 \leq \epsilon \quad (4.13)$$

Onde $\epsilon > 0$ é o limite de convergência, t é a iteração corrente e z_i^t é o centroide do cluster C_i na iteração t . O algoritmo *K-Means* é apresentado na Figura 14.

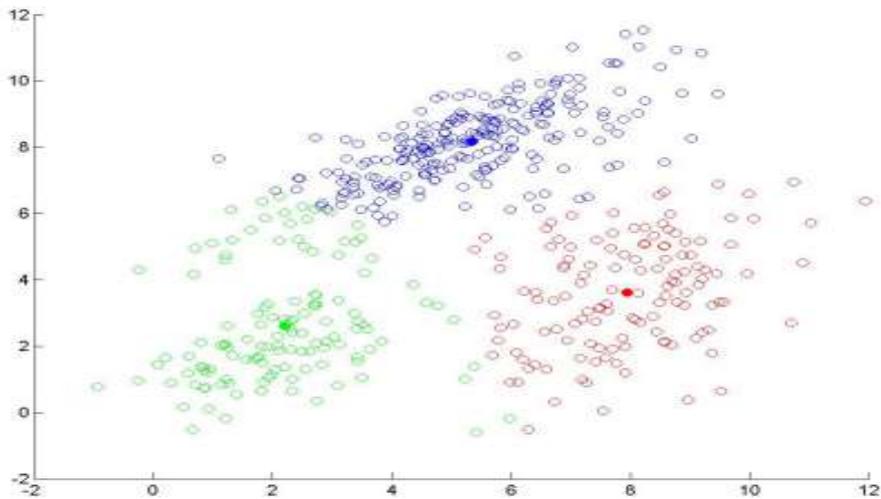


Figura 14: Exemplo do algoritmo *k-means* (Fonte: [Nunes16]).

Na aplicação dos algoritmos de *clusters* é necessário avaliar iterativamente a qualidade do *clustering* e, para tal, recorreu-se a uma função de semelhança. Esta denomina-se de soma dos erros quadrados (*Sum of Squared Errors - SSE*) e mede a semelhança de cada elemento através da sua distância aos centroides:

$$SSE(C) = \sum_{i=1}^k \sum_{x \in C_i} D(x_j, z_{j,i}) \quad (4.14)$$

Esta função também pode ser vista como uma avaliação de dispersão dos elementos dentro de um *cluster*.

CAPÍTULO

5

5 Cálculos das Perdas Elétricas

O sistema de energia elétrica tem perdas, sendo as perdas classificadas em: perdas globais; perdas técnicas; e as perdas não técnicas ou comerciais que envolvem as fraudes, desvios e falhas na faturação. Neste capítulo é apresentado os cálculos das perdas técnicas e não técnicas na rede de distribuição de eletricidade.

5.1 Cálculos das Perdas Técnicas

A precisão dos resultados dos cálculos das perdas técnicas, dependerá do grau de conhecimento da rede elétrica, dos parâmetros elétricos e das curvas de carga. Se o grau de conhecimento for baixo, as perdas são estimadas a partir dos dados dos equipamentos instalados na rede.

De acordo com o grau de conhecimento da rede, há três metodologias utilizadas: *Bottom-Up*, *Top-Down* e Híbrida [Curado15].

Para estimar a curva de carga dos consumidores, e a curva de carga dos transformadores, é necessário realizar medições conforme a topologia da rede apresentado na Figura 15.

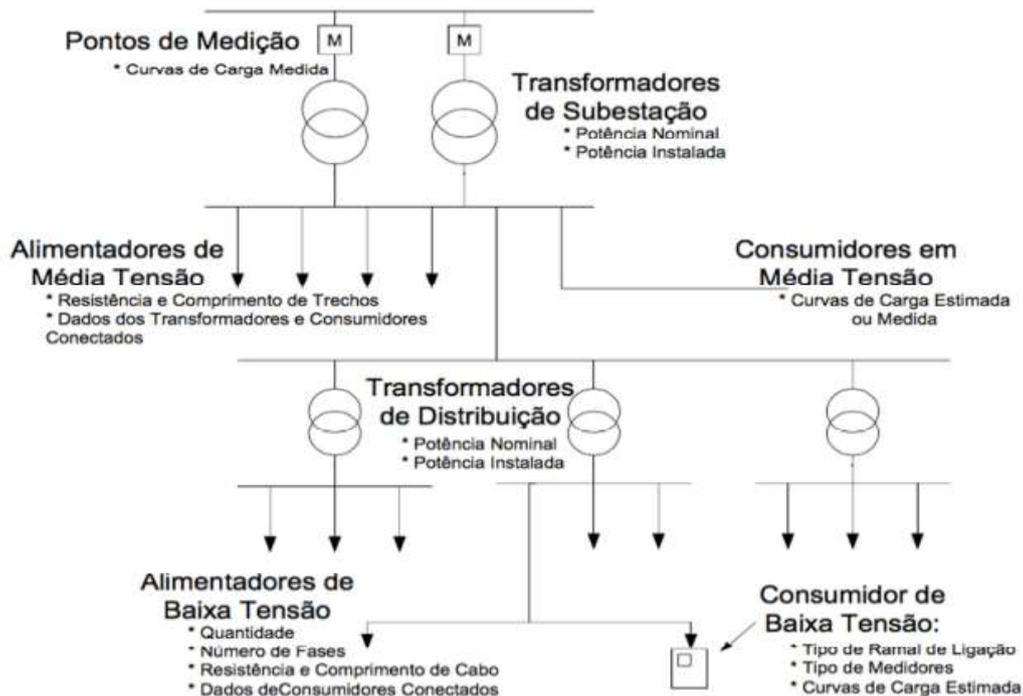


Figura 15: Tipologia padrão de um sistema de distribuição (Fonte: [Curado15]).

Para [Curado15] estimar as perdas técnicas de eletricidade e as curvas de cargas, é necessário dividir o sistema de distribuição nos seguintes segmentos:

- Transmissão/Subtransmissão: os consumidores possuem sua própria subestação e as medições são realizadas de forma direta;
- Transformadores de AT/MT: as perdas nos transformadores (perdas no núcleo e nos enrolamentos) são padronizadas para cada transformador;
- Redes de MT: ramais entre as subestações de distribuição. Os consumidores conectados em MT podem ter seu próprio transformador, possibilitando a medição das perdas;
- Transformadores de MT/BT: os consumidores podem ter ou não seu transformador;
- Redes de BT: os ramais levam a energia elétrica entre os postos de transformação e o ponto de ligação dos consumidores;
- Ramais de Ligação: são as conexões entre as linhas de BT e os consumidores. Nas redes de MT e BT, para calcular as perdas necessário uma base de dados da rede;

- Medidores de Energia Elétrica: as perdas nas bobinas são assumidas pela distribuidora;
- Outros: existem as perdas em outros dispositivos, nomeadamente reguladores de tensão, condensadores, isoladores. As perdas nesses dispositivos são assumidas.

Após conhecer a rede de distribuição, é possível aplicar umas das metodologias, sendo a *Bottom-Up*, a que apresenta resultados mais precisos, podendo identificar os locais das perdas técnicas. Já a metodologia *Top-Down* é mais simplificada, e pode ser útil quando há uma base de dados menor, resultando em um cálculo estimado mais rápido. A metodologia híbrida é aplicada quando há dados detalhados de apenas uma parte do sistema elétrico.

5.1.2 Medidor de Eletricidade

Em [Oliveira09] as perdas de demanda nos medidores ($P_{D.MD}$), em kW, são obtidas por:

$$P_{D.MD} = \frac{P_{el}}{1000} (N_{1\phi} + N_{2\phi} + N_{3\phi}) \quad (5.0)$$

Sendo:

P_{el} : Perdas médias por medidor [W];

$N_{1\phi}$: Número de medidores monofásicos;

$N_{2\phi}$: Número de medidores bifásicos;

$N_{3\phi}$: Número de medidores trifásicos.

Considerando que os medidores estejam sempre ligados, tem-se as perdas técnicas ($P_{E.MD}$), em kWh, para um período Δt [h]:

$$P_{E.MD} = P_{D.MD} \Delta t \quad (5.1)$$

5.1.3 Ramal de Ligação

Em [Oliveira09] a quantidade de ramais é tão elevada quanto o número de medidores de energia, porém a diversidade de comprimento e características dos ramais dificulta os cálculos das perdas de energia. Nos ramais são usados valores médios para resistência e comprimento. As perdas de demanda ($P_{D.RL}$), em kW, são dadas por:

$$P_{DRL} = \frac{1000 R_{RL} [f_{BT} \sum_{q=kVAmin}^{kVAmax} (N_q KVA_q f U_q) - P_{D.BT}]^2}{V_{fn}^2 \cos^2 \phi_{BT} N_{CBT}} \frac{2i_{1\phi} + 3(i_{2\phi} + i_{3\phi})}{(i_{1\phi} + 2(i_{2\phi} + 3i_{3\phi}))^2} \quad (5.2)$$

R_{RL} : Resistência do condutor [Ω];
 f_{BT} : Fator de coincidência da BT;
 N_q : Número de transformadores q ;
 S_{NOMq} : Potência nominal do transformador q [kVA];
 f_{Uq} : Fator de utilização do transformador q ;
 $V_{fNB T}$: Tensão fase-neutro da rede de BT [V];
 $\cos\phi_{BT}$: Fator de potência típico da rede de BT;
 N_{CBT} : Número total de consumidores ligados à rede de BT;
 $I_{1\phi}$: Incidência de consumidores monofásicos;
 $I_{2\phi}$: Incidência de consumidores bifásicos;
 $I_{3\phi}$: Incidência de consumidores trifásicos.

Em [Méfefe02], para cada tipo de consumo (residencial, comercial, industrial) são pré-fixados valores médios de resistência ôhmica (Ω) e o comprimento dos condutores. Dessa forma, as perdas de demanda ($P_{D.RL}$) por ramal são dadas por (5.3):

$$P_{D.RL} = \frac{J}{1000} N_{IC} R_{RL} L_{RL} dt \sum_{t=1}^{N_{dt}} I_t^2 \quad (5.3)$$

Em que:

N_{IC} : Número de condutores do ramal;
 R_{RL} : Resistência dos condutores do ramal [Ω/km];
 L_{RL} : Comprimento médio do ramal [km];
 I_t : Corrente no ramal no período t do dia [A];
 N_{dt} : Número de períodos do dia;
 dt : Duração de cada período do dia [h].

5.1.4 Transformador

Em [Oliveira09] as perdas nos transformadores são calculadas de duas maneiras:

- Conhecendo-se a distribuição por potência dos transformadores instalados (base de dados detalhada):

$$P_{Dfe} = \sum_{qmin}^{qmax} N_q N_{perdas_{feq}} \quad (5.4)$$

$$P_{Dcu} = \sum_{qmin}^{qmax} N_q \text{perdas}_{cuq} f_{Uq}^2 \quad (5.5)$$

Em que:

P_{Dfe} : Perdas totais do núcleo dos transformadores [kW];

P_{Dcu} : Perdas totais nos enrolamentos dos transformadores [kW];

perdas_{feq} : Perdas nominais no núcleo do transformador q [kW];

perdas_{cuq} : Perdas nominais nos enrolamentos do transformador q [kW];

f_{BTj} : Fator de coincidência da rede de BT;

f_{Uq} : Fator de utilização do transformador q ;

N_q : Número de transformadores q .

Sendo f_{Uq} :

$$f_{Uq} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{Nq} f_{Ui}^2}{Nq}} \quad (5.6)$$

- Conhecendo-se a potência instalada e o número total de transformadores MT/BT do sistema de distribuição (base de dados simplificada), as perdas são calculadas através dos transformadores médios MT/BT, definidas por:

$$kVA_{BT} = \frac{kVA_{BTinst}}{N_{MT/BT}} = \frac{\sum_{i=1}^{MT/BT} kVA_{BTi}}{N_{MT/BT}} \quad (5.7)$$

Em que:

S_{BTi} : Potência total instalada [kVA];

$N_{MT/BT}$: Número de transformadores MT/BT.

Logo as perdas de demanda totais no núcleo (P_{Dfe}) e nos enrolamentos (P_{Dcu}) são dadas por:

$$P_{Dfe} = N_{MT/BT} P_{BTfe \text{ trafo médio}} \quad (5.8)$$

$$P_{Dcu} = f_{js} N_{MT/BT} P_{BTcu \text{ trafo médio}} \quad (5.9)$$

Em que:

P_{BTfe} trafo médio: Perda média no núcleo do transformador MT/BT [kW];

P_{BTcu} trafo médio: Perda média enrolamento do transformador MT/BT [kW].

5.2 Cálculos das Perdas Não Técnicas

Em [Neto12], as perdas não técnicas podem ser obtidas pelo equilíbrio entre as perdas globais e as perdas técnicas e que ambos os valores possuem média e desvio padrão que foram adequadamente estimados, e assumindo que essas variáveis aleatórias seguem uma distribuição normal, as subtrações dessas duas curvas normais podem ser realizadas por meio do processo de convolução dessas curvas. Fazendo uma analogia com o modelo de convolução da interferência carga-força, existem dois casos possíveis, como mostradas na Figura 16 e na Figura 17, onde L (carga) são as perdas técnicas e S (força) são as perdas globais.

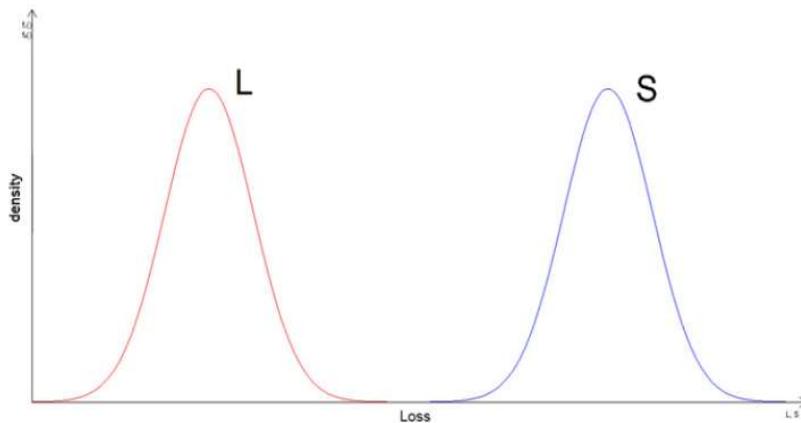


Figura 16: Modelo de convolução aonde as curvas L e S não se cruzam (Fonte: [Neto12]).

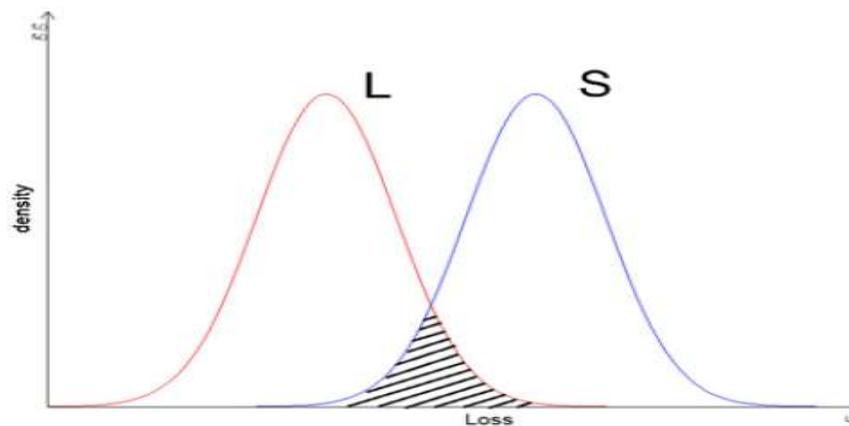


Figura 17: Modelo aonde as curvas L e S cruzam formando uma área de interseção (Fonte: [Neto12]).

Na primeira situação, representada na Figura 16, as duas curvas não têm área comum, indicando que existem grandes diferenças no balanço de perda de energia e que é altamente provável que ocorram perdas não técnicas. Na segunda situação na Figura 17, as duas curvas se cruzam, formando uma área de intersecção. Quanto maior a área de intersecção, mais semelhantes são as duas curvas e menor é a diferença no balanço de energia, indicando que é improvável que ocorram perdas não técnicas.

Em [Neto12], por meio das expressões de convolução das duas curvas, a área de intersecção entre elas pode ser calculada, como:

$$P_f = \int_0^{\infty} F_S(l) f_L(l) dl \quad (5.10)$$

Onde F_S é a função de distribuição cumulativa de S (perdas globais) e f_L é a função de densidade de probabilidade de L (perdas técnicas).

A probabilidade de ocorrência de perda não técnica (PS) é dada por:

$$P_s = \Phi(\beta P_{Com}) = 1 - P_f \quad (5.11)$$

Onde $\Phi(z)$ é a função de distribuição cumulativa de uma distribuição normal padrão e β é o índice de confiabilidade ou índice de segurança dado por:

$$\phi(z) = \int_{-\infty}^z \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-u^2/2} du \quad e \quad \beta = \frac{\mu_S - \mu_L}{\sqrt{\sigma_S^2 + \sigma_L^2}} \quad (5.12)$$

5.2.1 Resultados da Aplicação da Metodologia

Um alimentador real foi usado para testar e validar a metodologia probabilística desenvolvida, no sul do Brasil em 2012. Este alimentador possui características de carga mista: comercial, residencial, pequenas indústrias e uma pequena região rural. O alimentador serve principalmente o centro da cidade e tem aproximadamente 10 km de comprimento. Um total de 4129 consumidores estão conectado com uma carga instalada de cerca de 11 MVA.

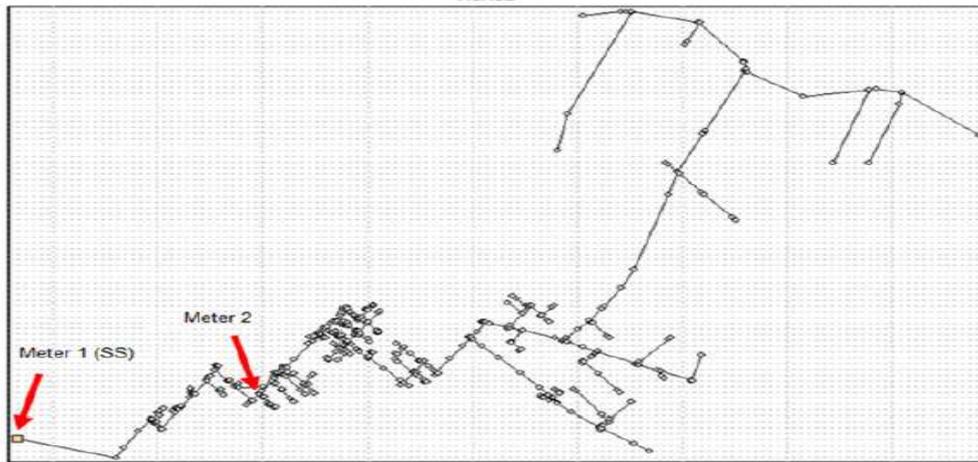


Figura 18: Localização dos medidores (Fonte: [Neto12]).

As medições foram feitas de 10 a 10 min por dia, obtendo-se um total de 144 pontos de medição diários. Assim, uma matriz com 368 linhas, representando o número de barramentos do sistema. Na Figura 19a é representada a potência medida na Subestação (SE), e na Figura 19b a potencia medida em um ponto intermediário, nos dois medidores. A análise tem um total de 720 h (30 dias).

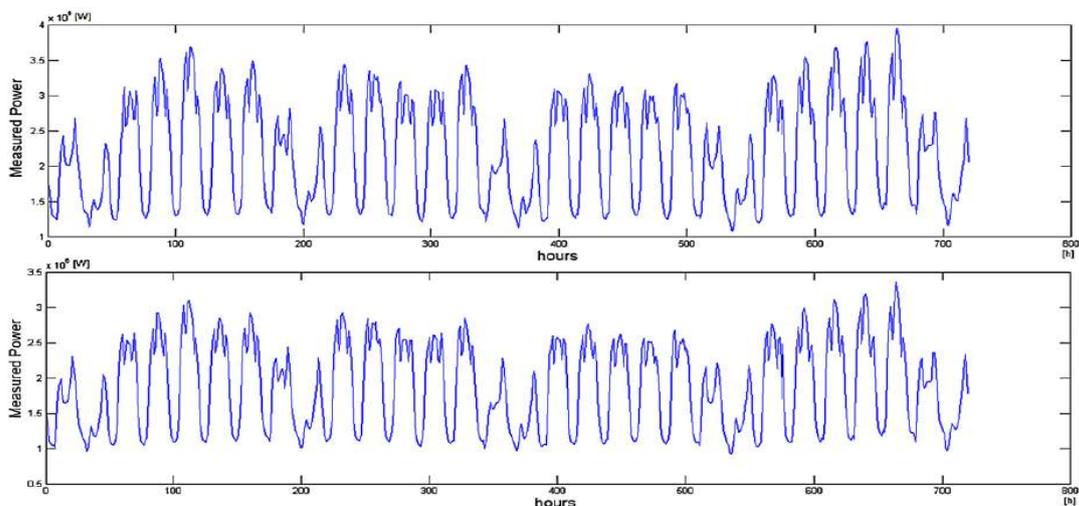


Figura 19: Potência medida (em W) na SE (a) e no ponto intermediário (b) (Fonte: [Neto12]).

Na Figura 20, a eletricidade faturada diária para o alimentador pode ser visualizada. Através da execução do fluxo de potência, com a média diária do mês de análise, é estimado o valor médio das perdas técnicas e, utilizando a metodologia analítica desenvolvida, é calculado o desvio padrão dessas perdas. Ao fazer a diferença entre a energia medida e a energia faturada, os valores das perdas globais são avaliados.

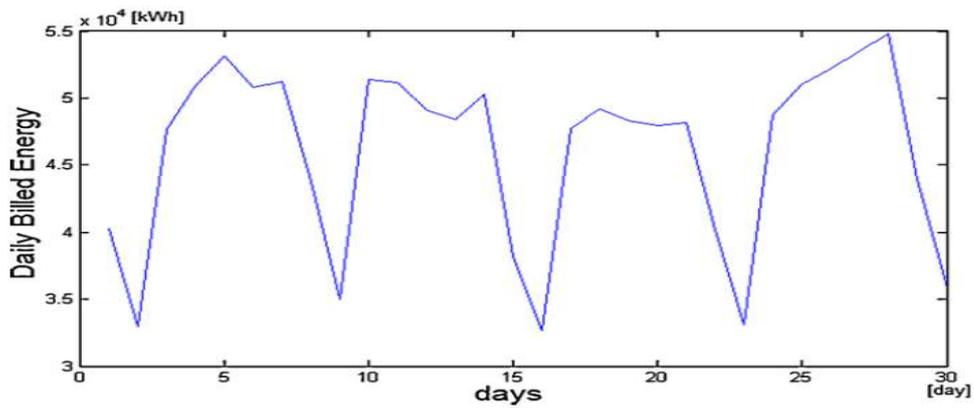


Figura 20: Eletricidade faturada diária (kWh) do alimentador (Fonte: [Neto12]).

As perdas não técnicas são obtidas através da diferença entre as perdas globais e as perdas técnica. Na Tabela 1, os valores calculados para o alimentador podem ser vistos.

Tabela 3: Média e desvio padrão das variáveis do alimentador (Fonte: [Neto12]).

	Média (kWh)	Desvio Padrão (kWh)
Eletricidade Medida Diária	52923,39	7636,48
Eletricidade Faturada Diária	46050,24	6644,73
Perdas Totais Diárias	6873,15	991,75
Perdas Técnicas Diárias	917,9	395,27
Perdas não técnicas diárias	5955,26	1067,61

Na Figura 21, as curvas de perda total e técnica podem ser observadas. Visualmente, as curvas não se cruzam, indicando uma alta probabilidade de perdas não técnicas.

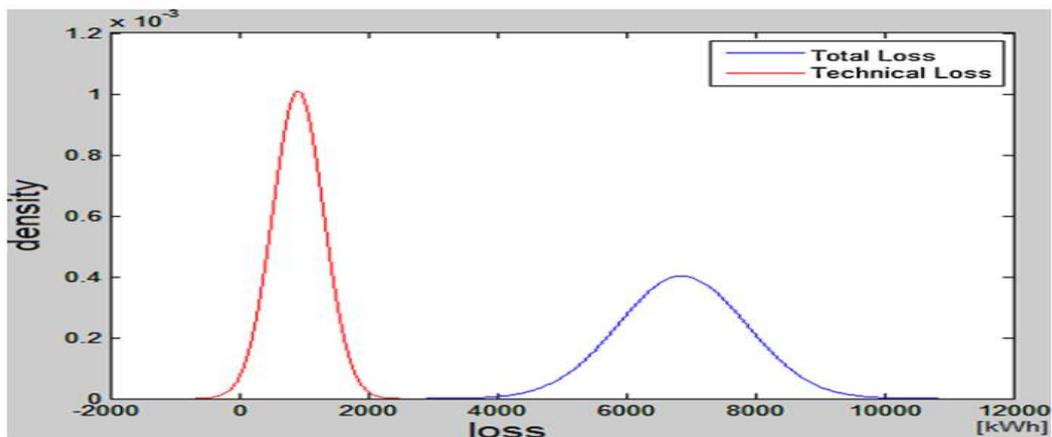


Figura 21: Curvas das perdas globais e das perdas técnicas do alimentador [Neto12].

O valor do índice de confiabilidade (β) calculado foi de 5,5781 resultando em um valor da função de probabilidade acumulada de uma distribuição normal padrão, $\Phi(\beta)$, de 0,99999, significando que a probabilidade de perdas não técnicas é praticamente de 100%.

Com estes resultados, é possível constatar e validar a metodologia probabilística por meio de comparação das curvas de cargas entre as perdas globais e as perdas técnicas.

Essa metodologia é útil em países nos quais as *Smart Grids* estão longe da realidade e os recursos são escassos, portanto as equipes de inspeção para combate a fraudes podem trabalhar com maior eficiência [Neto12].

CAPÍTULO

6

6 O Caso Light

Neste capítulo é feito um estudo sobre a experiência da distribuidora de eletricidade do Rio de Janeiro, Light Serviços de Eletricidade S. A (Light SESA). São apresentados dados de sua área de concessão, das perdas técnicas, assim como as medidas de combate e prevenção das NTLs, em áreas extremamente críticas devido aos fatores socioeconômicos diversos da zona de atuação da empresa.

6.1 Sobre a empresa Light

O Grupo *Light* com sede no Rio de Janeiro, Brasil, é uma empresa dedicada à produção, transmissão, distribuição de energia elétrica. A empresa emprega 4064 colaboradores diretos, dos quais 196 colaboradores são portadores de alguma deficiência [Light17].

O Grupo *Light* fornece energia elétrica a 4,5 milhões de clientes, em 31 municípios, sendo a quarta maior distribuidora de energia elétrica do Brasil, em número de clientes, e a quinta maior em valores de energia elétrica distribuída, i.e., 25.846 GWh [Light17].

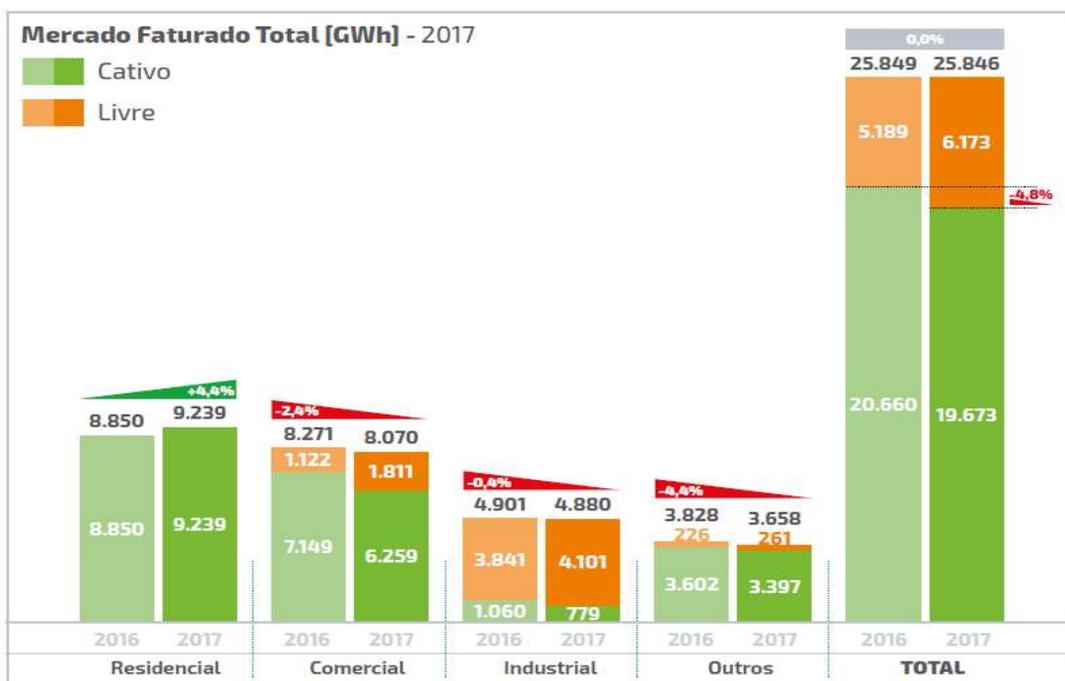


Figura 22: Comparativo do consumo total de eletricidade entre 2016 e 2017 [Light17].

Em 2017, considerando os clientes do Grupo o consumo total energia elétrica foi de 25.846 GWh [Light17].

Em relação à rede de distribuição, o Grupo tem uma rede de distribuição composta por 2.494 linhas de 39 kV e 6 kV; 2.291 linhas de 13,8 kV; 164 linhas de 25 kV, em que predominam as linhas aéreas apresentado na Tabela 3. Os grandes consumidores industriais e comerciais recebem energia elétrica em AT, enquanto os consumidores industriais e comerciais recebem energia elétrica em MT e BT.

Tabela 4: Dados da rede de distribuição de 2015 a 2017 [Light17]

Dados da Rede	2015	2016	2017
Capacidade instalada (MVA)	10.340	10.492	10.522
Linhas de subtransmissão (km)	1.987	2.033	2.494
Rede total de distribuição (km)	67.807	77.063	77.684
Subestações	221	222	222
Transformadores de distribuição (un.)	89.622	90.720	91.741

6.2 Perdas Elétricas

Em [Light17], a área de concessão da *Light SESA* ocupa o 2º lugar no *ranking* de complexidade socioeconômico da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Aproximadamente 22% da energia distribuída tem sido furtada, ocasionando contas mais caras e interrupções de energia, reduzindo a arrecadação de Imposto Sobre Circulação de Mercadoria Prestação de Serviços (ICMS) e a faturação da empresa, além do desperdício energético e o impacto ambiental.

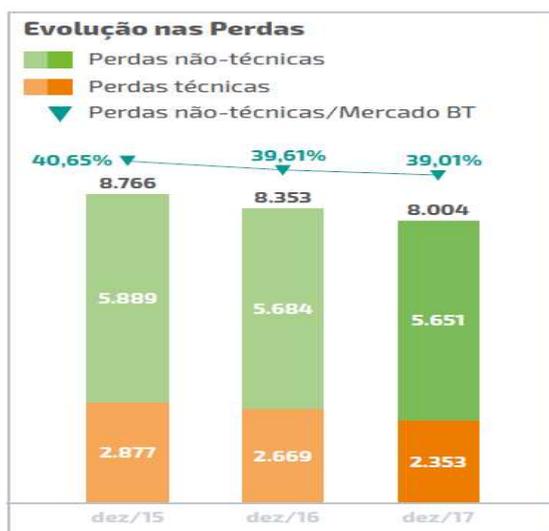


Figura 23: Evolução nas perdas elétricas entre 2016 e 2017 [Light17].

As perdas totais dos últimos 12 meses encerrados em dezembro de 2017 somaram 8.004 GWh, representando 21,92% sobre a carga fio. A *Light SESA* reduziu as perdas totais em 0,62 p.p. (pontos percentuais) na comparação com dezembro de 2016 e já acumula queda de 2,01 p.p. comparado com março de 2016, quando foi iniciada a atual estratégia de combate às perdas como é apresentado na Figura 23.

Em [Penin08] as são definidas como o total de perdas técnicas, considerando a parcela de perdas técnicas originadas das perdas não técnicas. Assim, as perdas fio são compostas de 2 parcelas: uma parcela que é exatamente correspondente às perdas técnicas devidas ao consumo regular, e outra correspondente às perdas técnicas advindas do consumo irregular.

As perdas da *Light* podem ser divididas em dois tipos de áreas: Áreas Possíveis e Áreas de Risco. A primeira refere-se à região em que a empresa consegue atuar, e a segunda está relacionada às áreas dentro da concessão em que a empresa não consegue realizar manutenção e operações necessárias devido a complexidade da área (violência). Sendo que a *Light* limita as operações em áreas com severas restrições para preservar a integridade física de sua equipa.

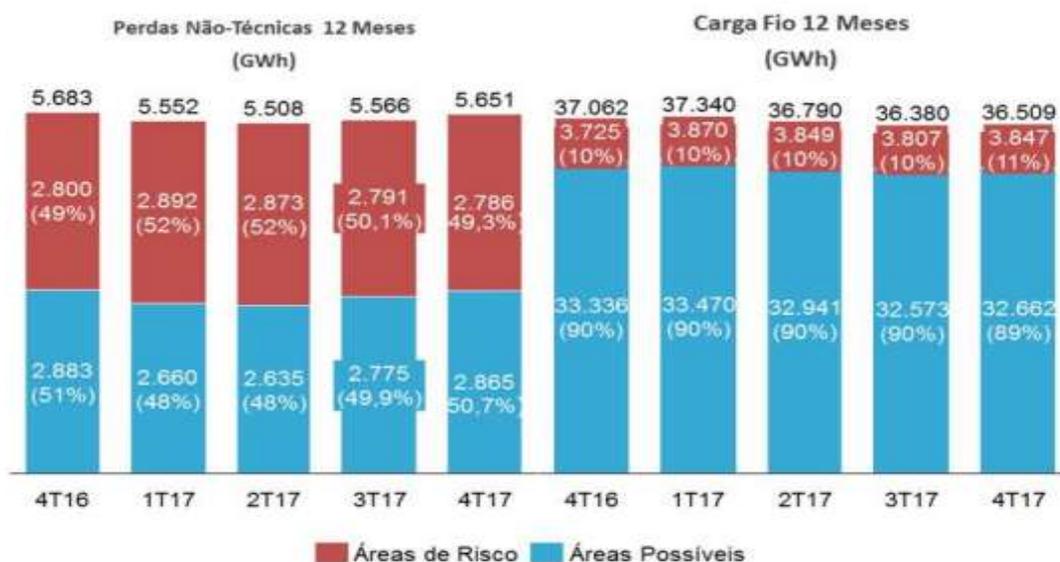


Figura 24: Evolução das perdas elétricas por área (Fonte: [Light17]).

Como apresentado na Figura 24, nas áreas possíveis, as perdas não técnicas fecharam o ano em 2.865 GWh (50,7% das perdas não técnicas da *Light*) e as perdas totais atingiram 15,0% da carga fio. Já nas áreas de risco, as perdas totais apresentaram uma redução para 80,4 % da carga fio versus 82,8% no final de 2016. Tal redução deve-se, principalmente, ao investimento realizado ao longo de 2017, no tocante a instalação de medidores de fronteira para melhoria da precisão no processo de aferição das perdas nas áreas de risco. Atualmente, cerca de 70% das áreas de risco têm sua perda monitorada [Light17].

O furto de eletricidade também afeta na qualidade da eletricidade devido as sobrecargas na rede elétrica, o que amplia a possibilidade de interrupções no fornecimento. Dessa forma, fraudes na rede elétrica afetam a todos os consumidores, incluindo os que furtam a energia. Em relação à qualidade operacional que é apresentado na Figura 25, no final de dezembro de 2017, o DEC (Duração Equivalente de Interrupção) em 12 meses, que mede o tempo de interrupção do fornecimento de energia em uma área específica foi de 9,15 horas, uma melhora de 21,79% em relação a dezembro de 2016 (11,70 horas). Em relação ao indicador de Frequência de Interrupção (FEC), que mede o número de interrupções em uma determinada área, ao final de dezembro de 2017 foi de 5,26 interrupções. (LIGHT, 2017).

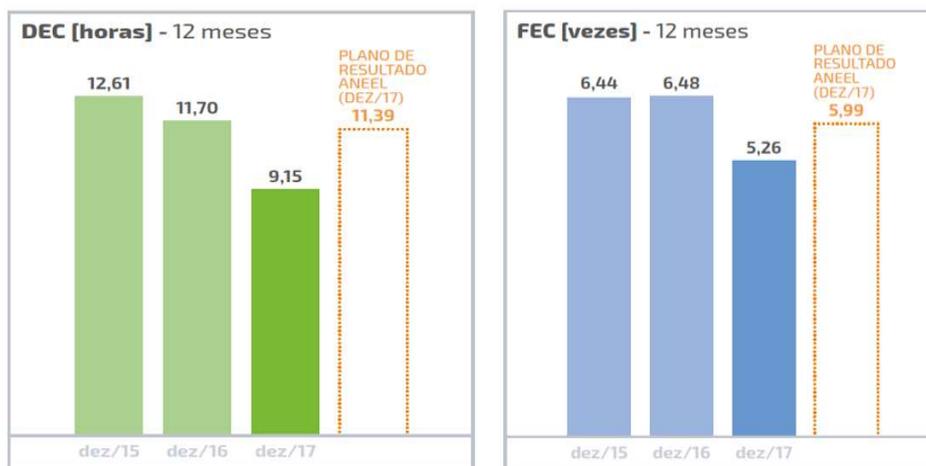


Figura 25: Resultado dos indicadores DEC e FEC (Fonte: [Light17]).

6.3 Ações de Combate as NTLs

Algumas estratégias são adotadas pela empresa *Light* para mitigar ou até mesmo combater as perdas não técnicas de eletricidade na rede de distribuição:

- Ações de inspeção em clientes de média tensão e baixa tensão indireta direcionados por alarmes do Centro de Controle de Medição (CCM);
- Ações com foco em grandes condomínios residenciais;
- Ações de disciplina de mercado;
- Projeto *Smart Grid*: Implantação de rede automatizada com sistema de comunicação;
- Estratégia de acesso e manutenção nas comunidades: interlocução com as comunidades por meio das associações e lideranças comunitárias;
- Utilização de sistemas de medição coletiva e blindagem de rede em áreas de risco;
- Inspeções baseadas em denúncias e consumos suspeitos de energia (“Centro de Inteligência”);
- Mais de 100 mil inspeções com mais de 30% de sucesso;
- Conscientização com publicidades, foco em rádio e redes sociais, com mensagem segmentada e custos mais baixos. Um exemplo de conscientização por publicidade da empresa *Light* é apresentado na Figura 26.



Figura 26: Campanha antifurto de eletricidade (Fonte: [Light16]).

Além das medidas acima, a empresa investe em medidas tecnológicas de alto custo para inspecionar e combater as perdas não técnicas, como: redes blindadas, medidores eletrônicos, inspeções em clientes suspeitos e sistemas de medição centralizada.

Uma das estratégias adotadas pela *Light* para reduzir a quantidade de furtos, é ampliação da instalação dos *Smart Meters*, que é apresentado na Figura 27. A empresa conta atualmente com um parque de 898 mil medidores eletrônicos instalados e continua ampliando-o com prioridade para os clientes das áreas possíveis com consumo por unidade significativo. Atualmente, já é possível controlar remotamente cerca de 64% da faturação da distribuidora através do centro de controle de medição. Este monitoramento é de fundamental importância para identificar dos alvos para inspeções, disciplinar o mercado e evitar reincidências no furto de energia [Light17].

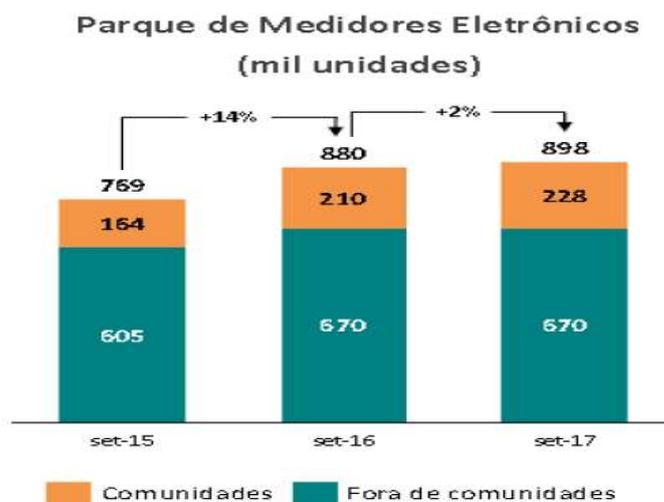


Figura 27: Quantidade de SM instalados em milhares de unidades (Fonte: [Light17]).

Ainda há dificuldades para implementação dos medidores nas áreas de risco (comunidades), uma vez que o fornecimento ilegal de eletricidade é uma forma de renda para as melícias e traficantes das favelas, que utilizam a violência para impedir as inspeções pela companhia de eletricidade [Huback18].

Do total de 898 mil medidores eletrônicos instalados até setembro de 2017, apenas 228 mil estão localizados dentro de comunidades [Light17]. Isso ocorre, porque há dificuldade para a concessionária operar e instalar esse tipo de medidor em áreas vulneráveis, visto que os grupos que controlam as comunidades (tráfico ou milícias) dificultam a entrada da empresa nestas áreas.

Em 2012 com a implementação do programa de combate as NTLs, a empresa conseguiu normalizar, blindar e substituir medidores em 8 comunidades na área de risco. Os resultados comparando antes e depois da implementação do programa de combate às perdas não técnicas é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5: Resultados do programa de combate NTLs (Fonte: [Light13]).

Localidade	Ano de Conclusão	Perdas	
		Antes de 2012	Depois de 2012
Santa Maria	2009	95%	8,22%
Cidade de Deus	2010	52,10%	14,45%
Chapéu Mangueira	2010	62,70%	14,75%
Babilônia			
Cabritos			
Tabajaras	2011	62,30%	12,47%
Formiga	2011	73,30%	9,37%
Batan	2012	61,80%	10,66%

Atualmente, a empresa busca fortalecer a interação com as lideranças locais e a comunidade, para melhorar a sua imagem e alertar a população sobre as consequências do furto de energia, como a interrupção da eletricidade e riscos possíveis desta prática. A *Light* dedica um departamento para tratar somente das comunidades e realiza palestras de conscientização sobre o uso consciente da energia e os perigos das ligações clandestinas. Além disso, promove visitas de estudantes ao Instituto *Light*, o qual dispõe de palestras, conteúdos e exposições educativas para o público jovem [Huback18].

Ainda no âmbito de ações sociais, o Centro de Referência em Assistência Social (CRAS), realiza o cadastro dos moradores que atendem as condições do programa na Tarifa Social. O cliente cadastrado no programa pode reduzir em até 65% sua conta de eletricidade. Também são realizadas outras ações, como a substituição de eletrodomésticos ineficientes (frigoríficos, aparelhos de ar condicionado, aquecedores de água, etc.) por equipamentos novos; troca de lâmpadas incandescentes por outras mais eficientes como as lâmpadas

fluorescente e LED; programa de reciclagem de lixo que oferece créditos na conta de eletricidade; e descontos escalonados, para que os consumidores se habituem a pagar a fatura (Gesel17).

Outra medida adotada pela empresa foi o Programa *Light Legal*, conhecido como Áreas de Perda Zero (APZs), criado em 2012. O objetivo é contemplar pequenas áreas dentro de comunidades, com aproximadamente 10 a 20 mil clientes, e elevados índices de perdas não técnicas e in adimplência. O programa consiste na união da tecnologia do Sistema de Medição Centralizada (SMC) com a atuação diária de equipas exclusivas. O medidor inteligente está ligado a central de comando da concessionária, permitindo o monitoramento contínuo do consumo do cliente e facilitando também o combate à in adimplência. Atualmente o projeto abrange 850 mil clientes, com 39 APZs em operação [Light13].

Aliado a isso, foram contratadas pequenas empresas, com menores encargos sociais, com técnicos eletricitas que residem nessas áreas para reparação da rede elétrica em pequenas regiões, com remuneração variável atrelada aos resultados obtidos da redução das perdas e da in adimplência [Light13].

CAPÍTULO

7

7 Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as conclusões desta dissertação que abordou os principais aspectos envolvidos das perdas não técnicas de eletricidade na rede e as ações para detecção, combate e prevenção das NTLs.

7.1 Conclusões

Algumas técnicas são utilizadas para a detecção das perdas não técnicas em sistemas de energia elétrica, assim como a utilização de métodos tecnológicos que modernizam e transformam para uma rede inteligente através de investimentos nas linhas de transmissão e distribuição e instalações de equipamentos como os medidores inteligentes que desempenham um papel importante na conexão entre os consumidores e a rede, não apenas oferecendo informações de uso da eletricidade em tempo real para a rede, mas também trazendo informações em tempo real da rede para o consumidor em um sistema bidirecional de informações, que auxiliam empresas e gestores públicos a buscarem métodos para que o setor energético seja integrado e eficiente.

Em uma sociedade em constante demanda por energia, a rede inteligente tem sido uma aposta de muitos países sendo uma boa alternativa de modernização da rede elétrica, monitorizando e registrando grandes quantidades de dados

que geraram informações valiosas sobre o estado da rede elétrica e o perfil de consumo dos clientes. A *smart grid* também possibilita a integração de energias renováveis, reduzindo assim a emissões de gases tóxicos e aumentando a oferta de eletricidade ao acréscimo das alternativas elétricas de mobilidade urbana atuais e futuras.

Verifica-se também a importância da regulamentação do setor energético, que fez com que, em todo o mundo, diversas comissões independentes surgissem como órgãos reguladores em diversos países visando que as empresas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade desenvolvam metas de redução das perdas técnicas e não técnicas, melhorando a qualidade da energia elétrica distribuída, a fiabilidade e a segurança da rede elétrica.

Observa-se na classificação das NTLs os métodos indiretos, em que as perdas não técnicas são obtidas pela diferença entre a potência total fornecida e o total estimado de perdas técnicas. Nestes métodos, objetiva-se estimar as perdas técnicas com a maior exatidão possível, pois quanto mais próximo for o valor estimado do valor real, melhor é a detecção das perdas não técnicas. Já os métodos diretos procuram detectar diretamente as perdas não técnicas, ou seja, não dependem da estimativa das perdas técnicas.

Devido os fenômenos físicos inerentes ao transporte e às transformações de tensão aplicadas até que a energia elétrica chegue ao consumidor final, pode-se constatar que é impossível reduzir à zero o nível de perdas técnicas. Logo, há mais possibilidades na redução das perdas não técnicas de eletricidade, sobretudo nos furtos, fraudes, falhas de medição e erros de facturamento.

Foram apresentadas metodologias de cálculos das perdas técnicas em redes de distribuição, indicando os principais pontos aonde decorrem as principais perdas técnica no sistema elétrico de distribuição. Sendo a diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas uma das técnicas utilizadas para calcular a estimativa das perdas não técnicas na rede elétrica.

Visto que as condições socioeconômicas do país ou região contribuem com o aumento das perdas comerciais, foi feito um estudo sobre a experiência da empresa *Light SESA* de lidar com as elevadas perdas não técnicas de eletricidade e atuar em uma zona que ocupa o 2º lugar no *ranking* de complexidade socioeconômico do Brasil. A empresa atua em uma zona de concessão que possui severas restrições operacionais devido a violência local.

Com o resultado da implementação de um programa de combate as perdas não técnicas em 2012 pela *Light*, houve uma diminuição significativa das NTLs nas comunidades em que foram implementadas. Ações de inspeção em zonas suspeitas, implementação dos medidores inteligentes, blindagem da rede em áreas de risco e ações de conscientização social, são algumas ações de combate as NTLs que produziram resultados positivo para a empresa e para a sociedade da região.

8 Referências Bibliográficas

[Abur04] Abur, A; Exposito, A. G. “Power System State Estimation: Theory and Implementation”. New York: Marcel Dekker, 2004.

[Aguero12] Aguero JR, “Improving the efficiency of power distribution systems through technical and non-technical losses reduction”. In: *Proceedings of the IEEE PETransmission and distribution conference and exposition, 2012*.

[Alberto08] Alberto, B. L. A.; Almeida, P. E. M.; Durães, R. L. “Inteligência computacional nas distribuidoras de energia elétrica: evolução tecnológica, aplicações e impactos na redução das perdas não-técnicas”. In: *Seminário Nacional De Distribuição De Energia Elétrica, Brasil, 2008*.

[Andrade14] Andrade, Victor Roberto Pereira. “Perdas Comerciais de Energia Elétrica: Uma Análise Sobre as Causas e Impactos para a Sociedade”. Monografia para conclusão do Curso de Especialização em Gestão Ambiental e Negócios do Setor Energético do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2014.

[Arribas16] B.N. Arribas, R. Melício, J.G. Teixeira, V.M.F. Mendes, “Vanadium redox flow battery storage system linked to the electric grid”, *Renewable Energy and Power Quality Journal (RE&PQJ)*, Vol. 1, N.º 14, pp. 1025-1030, May 2016.

[Batista12a] N.C. Batista, R. Melício, J.C.O Matias, J.P.S. Catalão, “ZigBee wireless area network for home automation and energy management: field trials and installation approaches”, *Proceedings of the 3rd IEEE PES Europe Conference on Innovative Smart Grid Technologies – ISGT 2012*, pp. 1-5, Berlin, Germany, 14-17 October, 2012.

[Batista12b] N.C. Batista, R. Melício, J.C.O Matias, J.P.S. Catalão, “ZigBee standard in the creation of wireless networks for advanced metering infrastructures”, *Proceedings of the 16th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference – MELECON’2012*, pp. 220-223, Medina Yasmine Hammamet, Tunisia, 25-28 March 2012.

[Batista13] N.C. Batista, R. Melício, J.C.O. Matias, J.P.S. Catalão, “Photovoltaic and wind energy systems monitoring and building energy management using ZigBee devices within a smart grid”, *Energy*, Vol. 49, N.º 1, pp. 306-315, January, 2013.

[Batista14] N.C. Batista, R. Melício, V.M.F. Mendes, “Layered smart grid architecture approach and field tests by ZigBee technology”, *Energy Conversion and Management*, Vol. 88, pp. 49-59, December 2014.

[Batista17] N.C. Batista, R. Melício, V.M.F. Mendes, “Services enabler architecture for smart grid and smart living services providers under industry 4.0”, *Energy and Buildings*, Vol. 141, pp. 16-27, 15 April 2017.

[Boston02] Bolton. R. J, D. J. Hand. “Statistical fraud detection: A review, *Statistical Science*” vol. 17, no. 3, pp. 235-249, 2002.

[Cancian13] Cancian. Wellington Fazzi. “ Metodologia para Identificação e Clusterização Espacial de Perdas Não-Técnicas em Sistemas de Distribuição de energia Elétrica” Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Federal de Minas Gerais, 2013.

[Cavdar04] Cavdar. IH. “A solution to remote detection of illegal electricity usage via power line communications”. *IEEE Trans Power Del*, 2004.

[CIRED13] *Dynamic load profiling; Enedis*, CIRED 2013. Disponível em: <http://www.cired.net/publications/cired2013/index.html>, acessado em 15 de setembro, 2018.

[CIRED17] *CIRED Working Group on Losses Reduction: “Reduction of Technical and Non-Technical Losses in Distribution Networks”*. Final Report, 2017.

[Chen11] L. Chen, X. Xu, C. Wang, “Research on Anti-electricity Stealing Method Base on StateEstimation”. *Power Engineering and Automation Conference*, 2011, pp 413-416.

[Costa11] Paulo. M. A. Costa, “O efeito pelicular ou efeito skin”, disponível em: <http://www.estv.ipv.pt/PaginasPessoais/paulomoises>, acessado em 17 de agosto, 2018.

[Cruz06] R.V. Cruz, C. V. Quintero, and F. Perez, “Detecting Non-Technical Losses in Radial Distribution System Transformation Point through the Real Time State Estimation Method”. *Em Proc. IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2006.

[Cruz14] P. Cruz, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Optimal coordination on wind-pumped-hydro operation", *Procedia Technology*, Vol. 17, pp. 445-451, December 2014.

[Curado15] Curado. Maria Isabel Coutinho, “Localização de Perdas Não Técnicas de Energia em Sistemas de Distribuição Utilizando Método PQ”. Dissertação de Mestrado apresentado á Universidade de São Paulo, 2015.

[Depuru11] Depuru SSSR, Wang L, Devabhaktuni V., *Electricity theft: overview, issues, prevention and a smart meter-based approach to control theft*. *Energy Policy*, pp.1007-15, 2011.

[DN18] Diário de Notícias, “Roubos de eletricidade custam 70 milhões à EDP”, novembro de 2010. Disponível em: <https://www.dn.pt/dinheiro/interior/roubos-de-eletricidade-custam-70-milhoes-a-edp-9255378.html>. Acessado em 02 de outubro, 2018.

[ERSE18] Portal ERSE; ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos; www.erse.pt. Acessado a 16 de agosto, 2018

[Etimes13] *Etimes*, “Prevent tampering in energy meters”. Disponível em: <<http://www.eetimes.com/General/PrintView/4014235>>. Acedido em 13 de outubro, 2018.

[Evaldt14] Evaldt, M. C., “Uma Metodologia para a Identificação de Perdas Não Técnicas em Grandes Consumidores Rurais”. Dissertação de Mestrado apresentado á Universidade Federal de Santa Maria, Brasil, 2014.

[Ferreira15] T. S. D. Ferreira. “Método para Detecção e Localização de Perdas Não Técnicas em Sistemas de Distribuição Explorando Medidores Inteligentes”. Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, 2015.

[Figueiredo12] G. Figueiredo., “Caracterização das Perdas na Rede de Distribuição de Média Tensão”. Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 2012.

[Huang13] S.C. Huang, Y.-L.Lo, C.-N. Lu, “Non-Technical Loss Detection Using State Estimation and Analysis of Variance”. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.28, 2013.

[Huback18] Huback, Vanessa Barroso da Silva. “Medidas Ao Combate A Perdas Elétricas Não Técnicas em Áreas com Severas Restrições À Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”. Dissertação de Mestrado apresentado á Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

[IESO12] *Independent Electricity System Operator*. “Office of the Information and Privacy Commissioner Ontario, Canada”. Disponível em: <http://www.ipc.on.ca/english/Resources/Discussion-Papers/Discussion-Papers-Summary/?id=1183>, May 07, 2012. Acedido em 12 de setembro, 2018.

[IEE12] *IEE Report*, “Utility-scale smart meter deployments, plans, & proposals” Disponível em: <http://www.edisonfoundation.net/iee/Documents/>, 2012. Acedido em 05 de setembro, 2018.

[Ilo12] A. Ilo, J. Koppensteiner, M. Reischböck, P. Parra, H. Socorro, L. Rodriguez, T. Romero, R. Cespedes, “On-line estimation and location of non-technical losses in a distribution system”. *Elektrotechnik und Informationstechnik*, pp 424-428, 2012.

[Estadão17] *Jornal Estadão*, disponível em: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,perda-com-gatos-na-rede-eletrica-chega-a-r-8-bi,70001714037>. Acedido em 12 de novembro, 2018.

[Gesel17] GESEL. “Mapeamento da Experiência Nacional no Tratamento de Perdas Não Técnicas em Áreas com Diversos Níveis de Risco: A experiência da concessionária Light”. Rio de Janeiro, 2017.

[Glauner18] *Patrick Glauner, Christian Glaeser, Niklas Dahringer, Petko Valtchev, Radu State, Diogo Duarte*. “Non-Technical Losses in the 21st Century: Causes, Economic Effects, Detection and Perspectives”.

Interdisciplinary Centre for Security, Reliability and Trust, University of Luxembourg, may, 2018.

[Gomes16] I.L.R. Gomes, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Bidding and optimization strategies for wind-pv systems in electricity markets assisted by CPS", *Energy Procedia*, Vol. 106, pp. 111-121, December 2016.

[Gomes19a] I.L.R. Gomes, R. Melício, V.M.F. Mendes, H.M.I. Pousinho, "Decision making for sustainable aggregation of clean energy in day-ahead market: uncertainty and risk", *Renewable Energy*, Vol. 133, pp. 692-702, April 2019.

[Gomes19b] I.L.R. Gomes, R. Melicio, V.M.F. Mendes, "Electric vehicles aggregation in market environment: a stochastic grid-to-vehicle and vehicle-to-grid management", in: *Technological Innovation for Resilient Systems, DoCEIS 2019*, SPRINGER, Cham, Switzerland, pp. 1-8, May 2019.

[Han17] Welin Han, "*Non-Technical Loss Fraud Detection in Smart Grid*". Degree of Doctor of Philosophy in the Department of Computer Science in the Graduate School of The University of Alabama, Tuscaloosa, Alabama, 2017.

[Jiang02] Jiang R, Tagiris H, Lachs A, Jeffrey M. "*Wavelet based features extraction and multiple classifiers for electricity fraud detection*". In: *Proceedings of the transmission and distribution conference and exposition 2002: Asia pacific*, pp 2251-6. 2002.

[Jiang14] Jiang, R., Lu, R., Wang, Y., Luo, J., Shen, C., and Shen, X.: "*Energy-Theft Detection Issues for Advanced Metering Infrastructure*". *Tsinghua Science and Technology*, pp. 105-120, 2014

[Kundur94] Kundur, P. "*Power system stability and control*". Chapter 1, pp. 5-8. McGraw-Hill, 1994.

[Krebs12] B. Krebs, FBI: "*Smart meter hacks likely to spread*" disponível em: <https://krebsonsecurity.com/2012/04/fbi-smart-meter-hacks-likely-to-spread>, 2012. Acedido em 02 de outubro, 2018.

[Laia16a] R. Laia, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "*Bidding strategy of wind-thermal energy producers*", *Renewable Energy*, Vol. 99, pp. 673-681, December 2016.

[Laia16b] R. Laia, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "*Bidding decision of wind-thermal GenCo in day-ahead market*", *Energy Procedia*, Vol. 106, pp. 87-96, December 2016.

[Li13] H. Li, X. Liang, R. Lu, X. Lin, H. Yang, and X. Shen, EPPDR: "*An efficient privacy-preserving demand response scheme with adaptive key evolution in smart grid*", *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*, vol. 9, pp. 1-10, 2013.

[Light13] LIGHT. Contribuição à Audiência Pública n° 089/2013: Perdas Não Técnicas. Rio de Janeiro, 2013.

[Light16] Relatório Anual de Sustentabilidade 2016. Light, Rio de Janeiro, 2016.

[Light17] Relatório Anual Light 2017, disponível em: <http://ri.light.com.br/sustentabilidade/relatorios>, acessado em: 10 de dezembro, 2018.

[Liang13] X. Liang, X. Li, R. Lu, X. Lin, and X. Shen, *UDP: “Usagebased dynamic pricing with privacy preservation for smart grid, IEEE Transactions on Smart Grid”*. vol. 4, no. 1, pp. 141-150, 2013.

[Martins16] Martins, Edson Colombo. “Análise das Perdas Elétricas em Baixa Tensão do Sistema de Distribuição da Cooperativa de Distribuição de Energia-Cersul (Turvo/SC)”. Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil, 2016.

[Méffe02] Méffe, A.; Oliveira, C. C. B.; Kagan, N.; Jonathan, S.; Caparroz, S.; Cavaretti, J. L., “*Technical and economic analysis for the reduction of losses in distribution systems*”. In: *Transmission And Distribution Conference And Expositio: Latin America, São Paulo, 2002*.

[Melicio10] R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, “A pitch control malfunction analysis for wind turbines with permanent magnet synchronous generator and full-power converters: proportional integral versus fractional-order controllers”, *Electric Power Components and Systems*, Vol. 38, N.º 4, pp. 387-406, January 2010.

[Nagamine11] Nagamine, Guilherme Key. “Estudo das perdas não técnicas no sistema elétrico de distribuição e as tecnologias utilizadas para seu combate”. Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Brasil, 2011.

[Navani12] Navani, J. P., Sharma, N. K., Sapra, S, “*Technical and non-technical losses in power system and its economic consequence in Indian economy*”. *International Journal of Electronics and Computer Science Engineering*, pp.757-61, 2012.

[Neto12] Edison A.C. Aranha Neto, Jorge Coelho., “*Probabilistic methodology for Technical and Non-Technical Losses estimation in distribution system*”. *Electrical Systems Planning Research Laboratory, Federal University of Santa Catarina, Campus Universitario, Brazil, 2012*.

[Nizar08] A. H. Nizar, Z. Y. Dong, and P. Zhang, “*Detection Rules for Non-Technical Losses Analysis in Power Utilities*”. *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008*.

[Nunes16] Nunes, Henrique Freitas. “Um Breve Estudo Sobre o Algoritmo *K-means*”. Dissertação de Mestrado em Matemática, Universidade de Coimbra, Portugal, 2016.

[Nunes19] P. Nunes, M. Seixas, R. Melicio, V.M.F. Mendes, "Auxiliary digital control unit for capacitor banks", in: Technological Innovation for Resilient Systems, SPRINGER, Cham, Switzerland, pp. 367-375, May 2019.

[Oliveira09] Oliveira. Marcelo Escobar., "Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica". Tese de Doutorado apresentado a Universidade Estadual Paulista, 2009.

[Pan04] J. Pan, Y. Qiao, and S. Sun., "A fast k nearest neighbors classification algorithm". In IEICE Transactions on Fundamentals of Electronics, Communications and Computer Sciences, volume E87-A, 2004.

[Penin08] Penin, Carlos A. Sousa., "Combate, Prevenção e Otimização das Perdas Comerciais de Energia Elétrica". Tese de Doutorado apresentada á Universidade de São Paulo, 2008.

[Pereira15] R. Pereira, J. Figueiredo, R. Melício, V.M.F. Mendes, J. Martins, J.C. Quadrado, "Consumer energy management system with integration of smart meters", Energy Reports, Vol. 1, pp. 22-29, November 2015.

[Ramos11] Ramos. Caio, André N. Souza, Giovani. Chiachia, Alexandre X. Falcão c, João P. Papa. "A novel algorithm for feature selection using Harmony Search and its application for non-technical losses detection". Computers and Electrical Engineering 37, 2011.

[Ramos14] Ramos. Caio. O. C., "Caracterização de Perdas Comerciais em Sistemas de Energia Através de Técnicas Inteligentes", Tese de doutorado apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2014.

[Rodríguez17] Rodríguez. Rubén D. G., "Intelligent system for non-technical losses management in electricity users", Dissertation for Degree of Master of Science, Universidad Del Norte, Colombia, 2017.

[Saisse16] Saisse. Raphael, "Detecção De Perdas Não Técnicas Em Redes De Distribuição Radiais Utilizando Estimacão De Estado", Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.

[SEPE17] School of Energy and Power Engineering, Huazhong University of Science and Technology. "Non-technical loss analysis and prevention using smart meters". China, 2017.

[Seixas16] M. Seixas, R. Melício, V.M.F. Mendes, C. Couto "Blade pitch control malfunction simulation in a wind energy conversion system with MPC five-level converter", Renewable Energy, Vol. 89, pp. 339-350, April 2016.

[Smith04] Smith. T.B. "Electricity theft: a comparative analysis. Energy Policy"; pp. 2067-76, 2004.

[Schölkopf02] B. Schölkopf and A. J. Smola. "Learning with Kernels". MIT Press, 2002.

[Torres,12] J. Torres, "O caso da EDP Distribuição, Caminhos para melhor qualidade de serviço"; EDP Distribuição - Energia, S.A; V Conferencia Anual RELOP; Lisboa, 2012.

[Viegas15] Joaquim L. Viegas, Susana M. Vieira, João M.C. Sousa, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Electricity demand profile prediction based on household characteristics", Proceedings of the 12th International Conference on the European Energy Market – EEM 2015, pp. 1-5, Lisbon, Portugal, 20-22 May 2015.

[Viegas16a] Joaquim L. Viegas, Susana M. Vieira, R. Melício, Matos H.A., Sousa J.M.C., "Prediction of events in the smart grid: interruptions in distribution transformers", Proceedings of the IEEE 17th International Conference on Power Electronics and Motion Control – PEMC 2016, pp. 436-441, Varna, Bulgaria, 25-30 September 2016.

[Viegas16b] Joaquim L. Viegas, Susana M. Vieira, R. Melício, V.M.F. Mendes, João M.C. Sousa, "Classification of new electricity customers based on surveys and smart metering data", *Energy*, Vol. 107, pp. 804-817, July 2016.

[Viegas16c] Joaquim L. Viegas, Susana M. Vieira, R. Melício, V.M.F. Mendes, João M.C. Sousa, "GA-ANN short-term electricity load forecasting", in: Technological Innovation for Cyber-Physical Systems, SPRINGER, Cham, Switzerland, pp. 485-493, April 2016.

[Viegas17] Joaquim L. Viegas, Paulo R. Esteves, R. Melício, V.M.F. Mendes, Susana M. Vieira; "Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: Review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 80, pp.1256-68, 2017.

[Viegas18] Joaquim L. Viegas, Paulo R. Esteves, Susana M. Vieira, "Clustering-based novelty detection for identification of non-technical losses", *Electrical Power and Energy Systems* 101, pp.301-310, 2018.

[Wen14] M. Wen, R. Lu, J. Lei, H. Li, X. Liang, and X. Shen, SESA: An efficient searchable encryption scheme for auction in emerging smart grid marketing, *Security and Communication Networks*, vol. 7, no. 1, pp. 234-244, 2014.