



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Curso de Engenharia Elétrica - Campus João Monlevade



Trabalho de Conclusão de Curso

IDENTIFICAÇÃO E COMBATE ÀS PERDAS COMERCIAIS EM UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA

Fabiana Borges Lima

**João Monlevade
2018**

Fabiana Borges Lima

**IDENTIFICAÇÃO E COMBATE ÀS PERDAS COMERCIAIS
EM UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Área de concentração: Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas

Orientador: Francisco R. A. Couy Baracho

**João Monlevade
2018**

L732i

Lima, Fabiana Borges.

Identificação e combate às perdas comerciais em uma distribuidora de energia elétrica [manuscrito] / Fabiana Borges Lima. - 2018.

72f.: il.: color; grafs; tabs.

Orientador: Prof. Dr. Francisco R. A. Couy Baracho.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Energia elétrica. 2. Perdas Comerciais. 3. Telemedicação. I. Baracho, Francisco R. A. Couy. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.31

Catálogo: ficha.sisbin@ufop.edu.br



ANEXO III – ATA DE DEFESA

Aos 22 dias do mês de agosto de 2018, às 15 horas, no bloco B deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo (a) formando (a) _____, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Francisco Ricardo Alerantes Louy Boracho, Wilingthon Guerra Zvietscovich e Thiago Augusto de Oliveira Silva.
O (a) candidato (a) apresentou a monografia intitulada: Combate e Identificação das Perdas Comerciais nas Distribuidoras de Energia Elétrica. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela aprovação do(a) candidato(a), com a nota média 9,0, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo (a) formando(a).

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
<u>Francisco Ricardo Alerantes Louy Boracho</u>	<u>9,5</u>
<u>Wilingthon Guerra Zvietscovich</u>	<u>8,5</u>
<u>Thiago Augusto de Oliveira Silva</u>	<u>9,0</u>
Média	9,0

João Monlevade, 22 de agosto de 2018.

Francisco Ricardo Alerantes Louy Boracho Sabrina Borges Lima

Professor(a) Orientador(a)

Aluno (a)

Wilingthon Guerra Z

Thiago Augusto de Oliveira Silva

Professor(a) Convidado(a)

Professor(a) Convidado(a)

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus pelo dom da vida, por ter me dado forças e sabedoria para enfrentar os momentos de dificuldades e por tantas bênçãos recebidas.

Aos meu pais Antônio e Vera por todo apoio, confiança, orações e sobretudo pelo amor incondicional. Agradeço aos meus irmãos Ana Beatriz e Juliano por todo carinho, cumplicidade, orações e conselhos.

Agradeço a todos os amigos e colegas que dividiram comigo essa etapa, tornando-a mais alegre, em especial aos meus colegas de curso, Eduardo, Jonas, Thiago e Willsander. Agradeço à República Ti-Ti-Ti pela amizade, companheirismo e por serem minha família em João Monlevade.

À Ufop e aos professores que contribuíram de forma significativa para o meu aprendizado e para à minha formação acadêmica e pessoal. De forma especial, agradeço ao meu orientador, Professor Doutor Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho pelo apoio, dedicação e suporte oferecido no desenvolvimento desse trabalho.

RESUMO

Um dos principais desafios das concessionárias tem sido o combate às perdas não-técnicas de energia ou perdas comerciais. Essas perdas ocasionadas por fraudes, furtos e defeitos nos equipamentos de medição têm gerado enormes prejuízos financeiros às empresas. Com isso, as distribuidoras têm intensificado e aperfeiçoado o uso de novas tecnologias e metodologias que auxiliem na identificação dessas perdas. Nesse contexto, o presente trabalho tem como objetivo apresentar os métodos utilizados por uma distribuidora para identificar as unidades consumidoras que possuam irregularidades relacionadas a essas perdas. É analisado um modelo estatístico utilizado para a seleção do grupo B de tensão e uma ferramenta administrativa que recebe os dados por telemedição para a seleção do grupo A de tensão. Ambos utilizam o software SAS® para melhorar o processo de seleção das unidades consumidoras com alta probabilidade de irregularidade. Esses métodos, utilizando modelos e ferramentas, tornam o processo de inspeção mais assertivo e garante uma maior recuperação de receita.

Palavras Chaves: Perdas Não-Técnicas, Perdas Comerciais, Telemedição.

ABSTRACT

One of the main challenges of the electricity distribution companies has been the fight against non-technical and commercial losses of energy. These losses caused by fraud, theft and defects in measuring equipments have generated enormous financial losses to companies. As a result, the companies have intensified and improved the use of new technologies and methodologies that help in the identification of these losses. In this context, the present work aims to present the methods used by an electricity distribution company to identify consumer units that present irregularities related to these losses. The research is based on a statistical model used for the selection in group B and an administrative tool that receives the data by means of telemetry for the selection in group A, both using the SAS® software to improve the selection process of the consumers with high probability of irregularity. These methods, using models and tools, make the inspection process more assertive and ensure a greater revenue recovery.

Keywords: Non-Technical Losses, Commercial Losses, Telemetry

Lista de Figuras

Figura 1 - Gráfico de perdas globais de algumas distribuidoras de energia elétrica do Brasil.....	8
Figura 2 - Percentual de perdas em relação a energia injetada no sistema global das distribuidoras do Brasil.....	8
Figura 3 - Esquema de ligação no padrão de energia.....	14
Figura 4 - Esquema de ligação adulterada antes da medição.....	15
Figura 5 - Procedimentos irregulares antes da medição.....	15
Figura 6 - Procedimentos irregulares na medição 1.....	16
Figura 7 - Procedimentos irregulares na medição 2.....	17
Figura 8 - Procedimentos irregulares na medição 3.....	18
Figura 9 - Impedimento de leitura – Faturamento pelo mínimo.....	20
Figura 10 - Processo de Recuperação de Energia.....	24
Figura 11 - Processo de Fiscalização.....	25
Figura 12 - Processo de Seleção do Grupo B.....	29
Figura 13 - Processo de Seleção do Grupo A.....	39
Figura 14 - Distribuição dos clientes por classe.....	40
Figura 15 - Distribuição das irregularidades.....	41
Figura 16 - Histórico de consumo de energia da UC – A.....	42
Figura 17 - Histórico de consumo de energia da UC – B.....	43
Figura 18 - Histórico de consumo de energia da UC - C.....	44
Figura 19 – Diagrama fasorial da UC - D com a irregularidade	46
Figura 20 – Diagrama fasorial da UC – D após regularização.....	47

Figura 21 – Diagrama fasorial da UC - E com a irregularidade	49
Figura 22 - Diagrama fasorial da UC – D após regularização.....	50
Figura 23 - Diagrama fasorial da UC - F com a irregularidade.....	52
Figura 24 – Diagrama fasorial da UC - F após regularização.....	52

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Subgrupos do Grupo A de Tarifação.....	23
Tabela 2 - Subgrupos do Grupo B de Tarifação.....	23
Tabela 3 - Tabelas Utilizadas para Extração dos Dados.....	29
Tabela 4 - Dados Extraídos da Ferramenta Administrativa.....	36
Tabela 5 - Dados da Página Fiscal da UC – D com a Irregularidade.....	45
Tabela 6 - Dados após Fiscalização UC – D regularizada.....	47
Tabela 7 - Dados da Página Fiscal da UC – E com a Irregularidade.....	48
Tabela 8 - Dados após Fiscalização UC – E regularizada.....	50
Tabela 9 - Dados da Página Fiscal da UC – F com a Irregularidade.....	51
Tabela 10 - Dados após Fiscalização UC – F regularizada.....	53
Tabela 11 – Parâmetros Adotados.....	58
Tabela 12 - Histórico de Consumo da UC – A do Grupo B.....	59
Tabela 13 - Histórico de Consumo da UC – B do Grupo B.....	60
Tabela 14 - Histórico de Consumo da UC – C do Grupo B.....	61

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ADR	Analisador de Desvio de Registro
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
MME	Ministério de Minas e Energia
OS	Ordem de Serviço
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
TC	Transformador de Corrente
TOI	Termo de Ocorrência de Inspeção
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	PROBLEMA E JUSTIFICATIVA	2
1.2	OBJETIVOS.....	3
1.2.1	Objetivos Geral.....	3
1.2.2	Objetivos Específicos	3
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
3	AS PERDAS NO SETOR ELÉTRICO	5
3.1	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	5
3.2	PERDAS GLOBAIS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	7
3.3	PERDAS TÉCNICAS	10
3.4	PERDAS COMERCIAIS OU PERDAS NÃO - TÉCNICAS	12
4	PERDAS COMERCIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	13
4.1	PERDAS COMERCIAIS POR AÇÃO DO CONSUMIDOR – FRAUDES E FURTOS DE ENERGIA.....	13
4.1.1	Ligações à Revelia (Ligações Clandestinas)	14
4.1.2	Auto – Religação	16
4.1.3	Procedimentos Irregulares na medição	16
4.2	PERDAS COMERCIAIS POR FALTA DE MEDIÇÃO.....	18
4.3	PERDAS COMERCIAIS DEVIDO A ERROS DE MEDIÇÃO	18
4.4	PERDAS COMERCIAIS POR IMPEDIMENTO DE LEITURA	20
4.5	AÇÕES DE COMBATE ÀS PERDAS COMERCIAIS.....	21
5	ESTUDO DE CASO	22
5.1	CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES	23
5.2	PROCESSO DE RECUPERAÇÃO DE ENERGIA E RECUPERAÇÃO DE RECEITA	24
5.3	METODOLOGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE UNIDADES CONSUMIDORAS COM PERFIL DE IRREGULARIDADE	27
5.3.1	Software SAS®	28

5.3.2	Metodologia Grupo B - Modelo Estatístico para Identificação de Fraudes	28
5.3.3	Metodologia grupo A – Ferramenta Administrativa para Identificação de Fraudes	35
5.4	MÉTRICA	39
6	RESULTADOS	40
6.1	ANÁLISE DOS DADOS	40
6.2	ANÁLISES DE IRREGULARIDADE NAS UCs	41
6.2.1	Análise de Irregularidade clientes do Grupo B	42
6.2.1.1	Análise de Irregularidade na UC – A	42
6.2.1.2	Análise de Irregularidade na UC – B	43
6.2.1.3	Análise de Irregularidade na UC – C	44
6.2.2	Análise de Irregularidade clientes do grupo A	45
6.2.2.1	Análise de Irregularidade na UC - D	45
6.2.2.2	Análise de Irregularidade na UC – E	48
6.2.2.3	Análise de Irregularidade na UC – F	51
7	CONCLUSÕES	54
8	REFERÊNCIAS	55

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, a concessão de energia elétrica é dividida entre 63 concessionárias, distribuídas em todas as regiões do país. Essas concessionárias têm trabalhado para otimizar o planejamento da operação e da expansão do sistema elétrico, embora venham enfrentando grandes desafios relacionados às perdas de energia. Segundo a ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), do total de energia que é injetado na rede, cerca de 13,5% são perdas de energia. Com esse percentual tão elevado, o assunto tem sido tratado como prioridade pelas distribuidoras de energia elétrica e também pelos órgãos reguladores devido às grandes proporções e aos enormes prejuízos financeiros. Prejuízos, tanto para as empresas como também para os consumidores, já que uma parcela dessas perdas é repassada às tarifas de energia elétrica.

As perdas de energia são compostas pelas perdas técnicas e perdas não-técnicas. Sendo que as primeiras acontecem naturalmente no processo de dissipação de energia nos componentes do sistema elétrico devido as características físicas dos equipamentos (ANTMANN, 2009), e as segundas, também denominadas perdas comerciais, estão relacionadas aos furtos, às fraudes e a todos os tipos de irregularidades na medição.

Como a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) reconhece que a eliminação total das perdas comerciais (furtos e fraudes) pode ser um processo lento, ela estabelece metas de redução de nível de perdas definindo o valor que será repassado às tarifas. Sendo assim, a agência reguladora oferece um alto incentivo às distribuidoras no combate às perdas; ou seja, caso as perdas comerciais estejam abaixo da meta estipulada, a empresa recebe um valor adicional à receita estipulada na revisão tarifária. Caso contrário, estando as perdas acima da meta, há uma perda de receita em relação àquela estipulada na revisão tarifária.

Neste trabalho, os métodos de identificação de clientes com irregularidades na medição de uma distribuidora de energia elétrica do Brasil são apresentados. Foram levados em consideração os dados reais dos clientes, os da-

dos cadastrais, o histórico de consumo de energia, além de outras variáveis importantes que auxiliaram na elaboração deste trabalho.

Para os clientes do Grupo B de tarifação é apresentado o modelo estatístico utilizado juntamente com o software SAS® para a seleção dos clientes potenciais. Já para o Grupo A de tensão, é utilizada uma ferramenta administrativa, que recebe os dados de leitura dos clientes através da telemedição e em conjunto com o software SAS® é capaz de avaliar se o cliente possui algum comportamento anormal, seja irregularidade ou defeito na medição. Os métodos de seleção utilizados melhoram o processo de inspeção da empresa, aumentando a assertividade do processo e garantindo uma maior recuperação de energia e recuperação de receita.

1.1 Problema e Justificativa

Fatores como crise econômica, cenário político desestabilizado, além de altas taxas de desemprego, acaba impulsionando o consumidor a procurar por facilidades e maneiras de reduzir os valores nas contas de energia, aumentando os furtos e fraudes, e conseqüentemente elevando as perdas, conforme cita (CARVALHO, 2017).

Diante desse cenário, as distribuidoras de energia elétrica têm o desafio de identificar aqueles clientes fraudadores, as ligações clandestinas, além de identificar os problemas na medição. Uma das formas de combate é através das inspeções das unidades consumidoras; porém, é inviável inspecionar todas devido ao elevado custo.

Por isso, as empresas vêm investindo cada vez mais em estudos e tecnologias com o intuito de identificar de forma mais rápida e assertiva as irregularidades na medição. Na literatura, encontra-se diversas pesquisas que se baseiam no histórico de consumo dos clientes para esboçar um perfil de comportamento, utilizando-se de redes neurais, lógica fuzzy, algoritmos genéticos (DEPURU, 2011), dentre outros para identificar estes clientes. Há outros estudos que utilizam técnicas espaciais e de agrupamento, como a “regra dos k-vizinhos mais próximos”, para observar o comportamento da vizinhança e as-

sim identificar áreas com maior probabilidade de problemas na medição (GLAUNER, 2016).

Levando em consideração os pontos apresentados acima, é necessário o estudo mais aprofundado sobre o assunto perdas comerciais, além da utilização de novas tecnologias e ferramentas, para tentar reduzir os impactos causados nas concessionárias de energia elétrica. Havendo uma enorme oportunidade de retorno financeiro com a redução dessas perdas e também garantindo melhorias na qualidade da energia elétrica ofertada aos consumidores.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Este trabalho visa fazer um estudo das perdas comerciais em uma distribuidora de energia elétrica, considerando as ferramentas, os métodos e os procedimentos adotados pela empresa, a fim de reduzir as perdas comerciais.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos estão descritos a seguir:

- Estudo bibliográfico sobre diferentes métodos de identificação de irregularidades na medição;
- Caracterização das perdas técnicas e perdas não técnicas de energia;
- Análise dos métodos para identificar clientes com maior probabilidade de furtos e irregularidades na medição dos grupos A e B de tensão;
- Detecção de unidades consumidoras com maior probabilidade de fraudes e furtos de energia na distribuidora, para melhorar o processo de inspeções em campo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção, são apresentados artigos e trabalhos referentes à identificação e combate às perdas comerciais de energia elétrica, que deram embasamento à elaboração deste trabalho.

Aprofundando-se no estudo de caso de uma distribuidora de energia elétrica de Manaus, a qual apresenta um índice de perdas bem acima de outras concessionárias do setor elétrico brasileiro, (VIEIRALVES, 2005) analisou as causas e efeitos das perdas comerciais no Brasil.

Um estudo sobre o problema das perdas não-técnicas no Brasil e no exterior é apresentado no trabalho de (PENIN, 2008). O trabalho tem como objetivo analisar os principais métodos de combate e de prevenção a fraudes, furtos e problemas na medição e a consequente recuperação de receitas, a fim de reduzir os impactos que as perdas comerciais geram nas distribuidoras. Além de realizar uma análise financeira sobre os prejuízos ocasionados pelas perdas comerciais nas concessionárias do Brasil.

Por meio de técnicas de aprendizado de máquinas (ferramentas inteligentes), (FERREIRA, 2008) realizou um estudo para identificar os locais com maior probabilidade de fraudes, ajudando as distribuidoras a melhorarem o processo de inspeções, garantindo maior assertividade. Os dados utilizados no seu trabalho foram disponibilizados pela distribuidora de energia elétrica AES Eletropaulo.

Na dissertação de mestrado de (FARIA, 2012), implementou-se através de redes neurais e lógica fuzzy, sistemas inteligentes capazes de identificar possíveis irregularidades na medição que levem às perdas comerciais. Para a implementação dos sistemas, foram utilizados dados cadastrais dos clientes e o respectivo histórico de consumo das unidades consumidoras. Esses sistemas atuam na otimização dos processos de seleção de unidades consumidoras, aumentando a assertividade das inspeções, obtendo melhor recuperação de energia e recuperação de receita.

Utilizando-se de técnicas espaciais e de agrupamento, como a regra denominada “regra dos k-Vizinhos Mais Próximos”, juntamente com análises gráficas e visuais, (CANCIAN, 2013) realizou investigações para identificar às perdas comerciais em concessionárias de energia elétrica nos clientes de baixa tensão. Melhorando o desempenho de inspeções em unidades consumidoras com grande potencial de irregularidades, buscando uma maior recuperação de receita.

Em sua tese de doutorado (RAMOS, 2014), desenvolveu técnicas computacionais com o objetivo de classificar e selecionar características que demonstram um tipo de comportamento de clientes fraudadores e possíveis irregularidades na medição. Utilizou informações provenientes de banco de dados disponibilizados por distribuidoras de energia elétrica e também banco de dados da ANEEL, para a identificação das perdas-não técnicas, auxiliando as distribuidoras no combate às perdas comerciais e possibilitando uma maior recuperação de receitas.

Os trabalhos citados acima possuem metodologias aplicadas diferentes, com o objetivo comum de identificar com maior assertividade as unidades consumidoras com maiores probabilidades de irregularidades na medição.

3 AS PERDAS NO SETOR ELÉTRICO

3.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

A implantação da energia elétrica no Brasil ocorreu no final do século XIX, quando o então imperador, Dom Pedro II, trouxe para o Brasil, as invenções de Thomas Edson destinadas à utilização da eletricidade para iluminação pública. A partir daí, observa-se o marco do desenvolvimento econômico e do progresso para a sociedade brasileira.

De acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), a evolução do setor elétrico brasileiro pode ser dividida em 5 períodos:

- Primeiro período, de 1889 (Proclamação da República) até o início da década de 1930. Nesse primeiro período, foi realizada a primeira instalação de iluminação elétrica pública permanente no país, na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, na cidade do Rio de Janeiro. Período de forte investimento de capital estrangeiro e grupos nacionais;
- Segundo período, entre 1930 a 1945, ficou marcado pela regulamentação do setor, onde se pode citar a promulgação do código das águas, transferindo ao Estado a propriedade das quedas d'água. Houve aumento da capacidade instalada, com a construção das primeiras usinas hidrelétricas, aumentando assim a oferta de energia;
- Terceiro período, se estendeu de 1945 até o final da década de 1970. O terceiro período ficou caracterizado pelas políticas governamentais e a criação de inúmeras empresas públicas. Muitas companhias, concessionárias estaduais tiveram sua origem nesse período. Onde se destaca a criação do Ministério de Minas e Energia (MME);
- Quarto período, teve início na década de 1980 e perdurou-se até meados da década de 1990. Caracterizando-se pela consolidação do setor elétrico, com a entrada das usinas de Angra I e Itaipu em operação, além da criação do programa PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica);
- Quinto período, iniciou-se na década de 1990 e perdura até os dias atuais. Uma reestruturação do setor elétrico, chamado RESEB, que culminou no atual modelo do setor, em que muitas empresas foram privatizadas, a maioria do setor de distribuição. Grandes incentivos ao uso de fontes alternativas de energia, destacando-se a criação do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, foram implementados. Além da criação da ANEEL, órgão que tem como finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal.

3.2 Perdas Globais de Energia Elétrica

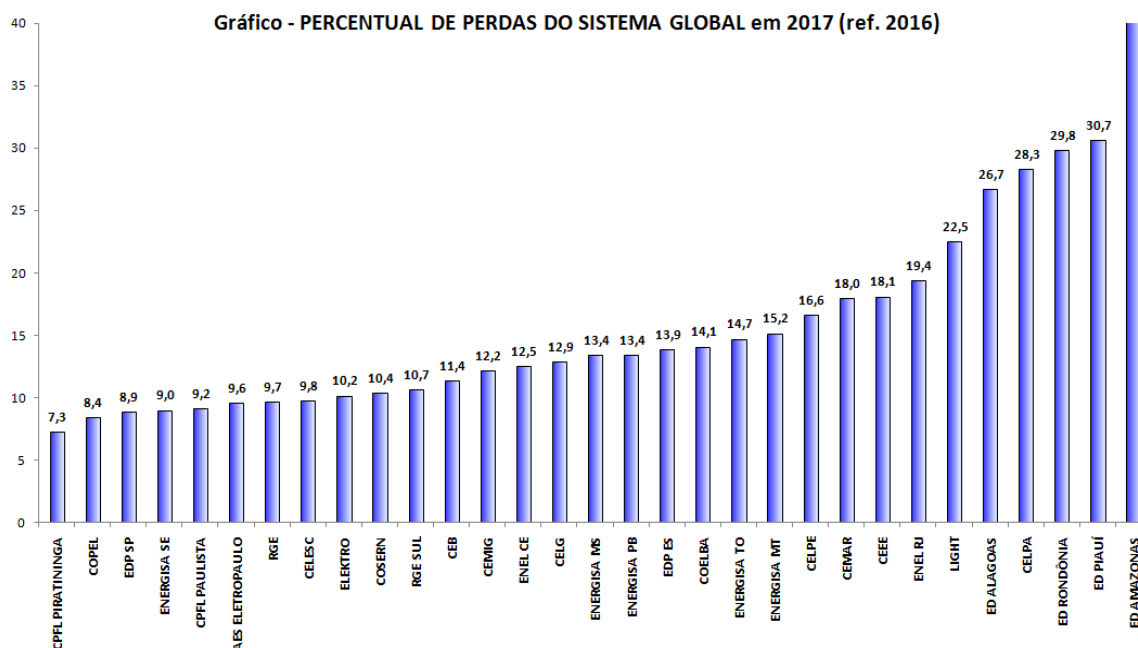
As perdas de energia elétrica podem ser definidas como a diferença entre a energia fornecida pela distribuidora de energia elétrica a uma dada rede elétrica e a energia efetivamente entregue aos consumidores na rede. Ou, também, podem ser definidas como a energia que é distribuída aos consumidores, porém não é faturada pela concessionária. Conforme (CANCIAN, 2013), teoricamente toda a energia produzida deveria ser igual à energia consumida; porém, na prática é diferente. Ou seja, as perdas ocorrem durante o processo de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em uma concessionária de energia, a parte da energia fornecida refere-se à energia entregue efetivamente a todos os clientes residenciais, industriais, comerciais, etc, além das outras distribuidoras, em todas as classes de tensão (PENIN, 2008). As perdas regulatórias de energia são compostas pelas perdas técnicas e pelas perdas não-técnicas (também conhecida como perdas comerciais).

As perdas técnicas de energia elétrica são as parcelas não faturadas de energia elétrica, inerentes ao processo de distribuição de energia. Essas perdas de energia ocorrem nos equipamentos e elementos instalados ao longo da rede de distribuição, tais como cabos, transformadores, chaves, medidores, dentre outros. Já às perdas comerciais (perdas não – técnicas) são as parcelas de energia elétrica não faturadas, ocasionadas por procedimentos irregulares, ausência de medição ou divergência cadastral.

Os gráficos das figuras 1 e 2 apresentam importantes estatísticas, relacionadas às perdas de energia das empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil.

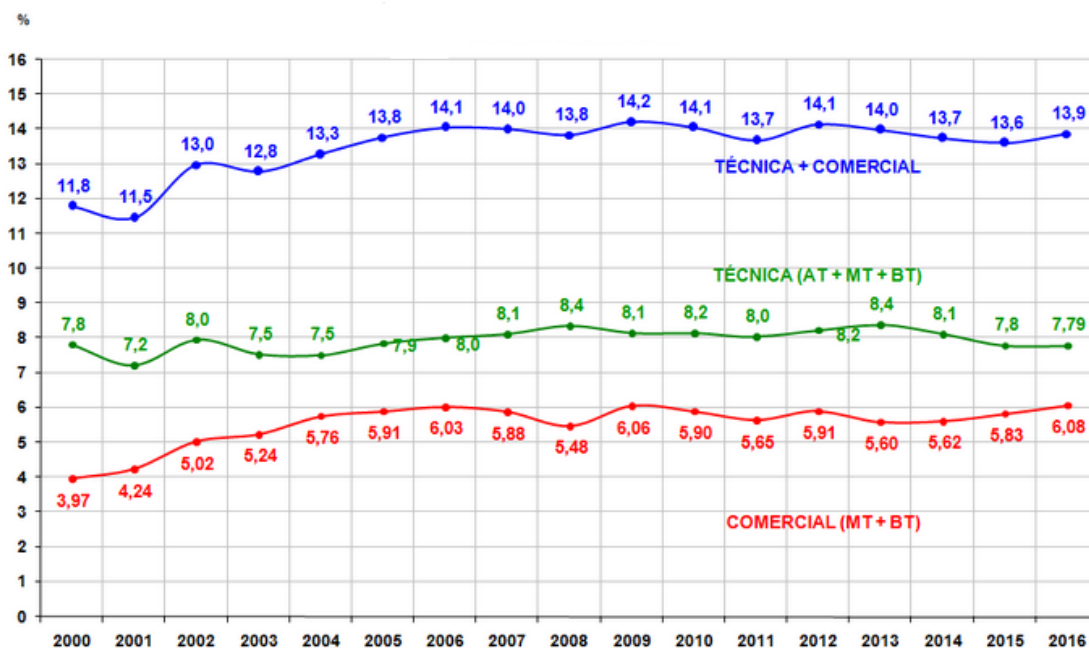
Figura 1 – Gráfico de perdas globais de algumas distribuidoras de energia elétrica do Brasil



Fonte: ABRADÉE

De acordo com a figura 1, pode-se notar que os percentuais de perdas nas distribuidoras do Norte são bastante elevados. Também merece destaque a situação da Light, concessionária que atua no Rio de Janeiro.

Figura 2 – Percentual de perdas em relação a energia injetada no sistema global das distribuidoras do Brasil.



Fonte: ABRADÉE

De acordo com o módulo 7 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição), alguns indicadores de perdas são definidos como:

- Energia Injetada (EI): Energia que é recebida e medida na rede elétrica pelos supridores de energia (transmissoras, outras distribuidoras, consumo próprio);
- Energia Fornecida (EF): Energia que é efetivamente entregue e medida nas unidades consumidores residenciais, industriais e em todas as outras classes;
- Perdas Totais na Distribuição (PTD): Diferença entre a Energia Injetada e a Energia Fornecida;
- Perdas Técnicas (PT): Energia dissipada na rede elétrica devido a fenômenos da física;
- Perdas Não – Técnicas (PNT): É a diferença entre às perdas Totais na Distribuição e às perdas Técnicas.

Matematicamente, essas definições podem ser determinadas pelas equações abaixo:

$$PTD = EI - EF \quad (3.1)$$

Considerando um sistema com n segmentos,

$$PT = \sum_{k=1}^n PTs_k \quad (3.2)$$

Logo,

$$PNT = PTD - PT \quad (3.3)$$

Portanto, as perdas não-técnicas (PNT) de um sistema elétrico de distribuição são obtidas pela diferença entre as perdas totais na distribuição (PTD), calculadas através de medições, e as perdas técnicas (PT), que consistem no cálculo das perdas em cada um dos componentes do sistema elétrico. Todos os valores são integralizados em um mesmo período de tempo. Conclui-se que as perdas não-técnicas dependem da precisão das apurações dos cálculos de

perdas técnicas, assim como das medições da energia recebida (injetada) e da energia fornecida (faturada) (TREVIZAN, 2014).

3.3 Perdas Técnicas

De acordo com (PENIN, 2008), as perdas técnicas são ocasionadas pelas características físicas dos próprios elementos utilizados na rede elétrica, sendo a parte da energia que é perdida no transporte da energia devido às características desses elementos. As perdas técnicas são inerentes ao processo de transformação da energia elétrica em energia térmica nos condutores, processo definido como efeito joule. O efeito joule pode ser explicado pela relação entre o aquecimento gerado e a corrente elétrica que percorre um condutor em determinado tempo. Pode ser verificado pela expressão:

$$PERDAS = R \times I^2 \quad (3.4)$$

Onde:

$I =$ Corrente (A);

$$R = \rho \left(\frac{l}{\text{Área}} \right) \quad (3.5)$$

$R =$ Resistência elétrica do condutor (Ω);

$\rho =$ Resistividade do material ($\Omega \cdot m$);

$l =$ comprimento do condutor (m);

Área = Área da seção transversal do condutor (m^2)

Podem ser citados como perdas técnicas: as perdas a vazio, o efeito corona, perdas por histerese, correntes de fuga em isoladores, perdas nos bancos capacitivos, perdas nos cabos, etc.

Estas perdas são medidas ou estimadas por cálculos e também por simulações através de ferramentas computacionais. E conforme (MÉFFE, 2001),

os cálculos das perdas técnicas são realizados por segmentos divididos da rede elétrica, de forma a garantir melhores resultados nos estudos. Esses segmentos são divididos por:

- Sistema de Alta Tensão;
- Subestação de Distribuição;
- Rede Primária;
- Transformador de Distribuição;
- Rede Secundária;
- Ramal de Ligação;
- Medidor de Energia;

Definidos os segmentos, são aplicadas metodologias específicas para cada segmento, em que são extraídos dados como resistência dos condutores da rede, bitola dos condutores do ramal de ligação, potência dos transformadores, energia fornecida pela concessionária, além de vários outros dados. Com essas informações, a ANEEL, através da revisão tarifária, define qual a parcela de perdas técnicas injetadas no sistema elétrico correspondente a cada distribuidora, conforme regras do Módulo 7 do PRODIST. É também na revisão tarifária que a ANEEL define o percentual da parcela de perdas que será repassado para o consumidor.

Segundo (CANCIAN, 2013), o percentual de perdas técnicas de uma concessionária de energia está relacionado tanto com os elementos utilizados na rede elétrica, como também com a qualidade da manutenção do sistema elétrico, a melhoria dos processos de distribuição de energia elétrica, juntamente com as tecnologias utilizadas.

Algumas ações que podem ser tomadas para minimizar as perdas técnicas são as seguintes:

- Construção de novas subestações;
- Construção de novos alimentadores;
- Aumento da capacidade de circuitos existentes;

- Instalação de bancas de capacitores.

3.4 Perdas Comerciais ou Perdas Não - Técnicas

As perdas comerciais (ou perdas não-técnicas), que são o foco desse trabalho, são descritas como “o montante de energia comprado pela concessionária e não faturado a seus consumidores, descontadas as perdas técnicas”, conforme consta nos estudos de (COMETTI E VAREJÃO, 2005). O não faturamento dessa energia pelas concessionárias distribuidoras de energia gera um enorme impacto na receita, ocasionando grandes prejuízos.

As perdas comerciais não são inerentes ao sistema elétrico de potência, mas são causadas tanto por consumo sem autorização das concessionárias, como também por erros na gestão dos processos ou erros administrativos.

Como atividades não autorizadas pelas concessionárias, podem ser citadas:

- Fraudes no sistema elétrico;
- Furtos de energia (os popularmente chamados “gatos” de energia);
- Procedimentos irregulares;
- Auto – religação;
- Ligações clandestinas.

Como erros na gestão dos processos, podem ser mencionados:

- Erros de leituras das unidades consumidoras;
- Falhas nos registros do consumo;
- Falhas nos equipamentos de medição;
- Erros nos cadastros dos clientes.

São inúmeros os meios que podem ocasionar perdas comerciais, os quais serão melhor detalhados no capítulo posterior. Além disso, é importante entender as causas que influenciam e induzem as perdas de energia, sejam elas causadas pelo cenário econômico brasileiro, a falta de emprego no país, a

falta de políticas públicas mais severas que punem esse tipo de crime, entre outros fatores, conforme comenta (ALMEIDA et. Al, 2005).

RAMOS (2014, pag. 7), reafirma:

“A necessidade de se combater as perdas comerciais se destaca pelo fato de que quanto maior elas são, menor é o faturamento e o lucro para a concessionária de energia e menor é o investimento de expansão para atender a demanda, pois as concessionárias de energia precisam cumprir todas as metas estabelecidas pela ANEEL.”

4 PERDAS COMERCIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 Perdas Comerciais por ação do consumidor – Fraudes e Furtos de Energia

As perdas comerciais por ações dos consumidores são, hoje, as que geram maiores prejuízos para as empresas distribuidoras de energia, conforme ANEEL. Qualquer tipo de adulteração ou prática de violência nos equipamentos de medição de energia elétrica das unidades consumidoras ou interferências nas instalações de entrada que implique em registros de fornecimento inferiores aos valores reais são consideradas procedimentos irregulares.

Os procedimentos irregulares mais comuns são os furtos e as fraudes de energia. De acordo com a ABRADDEE, “os **furtos** se caracterizam pelo desvio direto de energia da rede elétrica das distribuidoras para o consumidor ilegal, o que faz com que a energia seja utilizada, mas não contabilizada”. Já as **fraudes**, são descritas por (PENIN, 2008) como a adulteração dos sistemas de medição de energia, ou desvios antes da medição, que são os desvios nos padrões de entrada das unidades consumidoras, com o intuito de pagar uma fatura menor do que realmente foi consumido.

Os tipos mais comuns de furtos e fraudes são:

1. Ligações à revelia;
2. Auto – Religação;
3. Procedimentos Irregulares antes da medição;
4. Procedimentos Irregulares na medição.

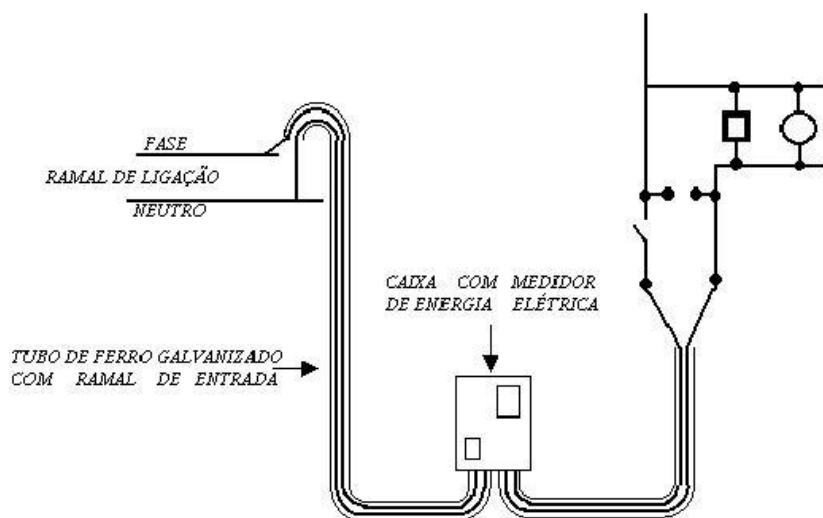
4.1.1 Ligações à Revelia (Ligações Clandestinas)

As ligações à revelia são executadas diretamente na rede da concessionária, na conexão do ramal de entrada com o padrão de entrada (pingadeira). Esses casos acontecem quando o cliente já esteve regularizado, ou seja, já fez parte do cadastro como cliente da distribuidora, porém, teve o fornecimento suspenso. Além disso, a unidade consumidora constava em situação cortada (exemplo: por falta de pagamento) ou em situação desligada.

Há também os casos de ligações clandestinas em que são feitas ligações na entrada de serviço de outra unidade consumidora, antes da medição. Esses casos são bem mais difíceis de serem tratados, pois, esses clientes nunca estiveram no cadastro da empresa, ou nunca foram regularizados.

Na Figura 3, vê-se um esquema de uma correta ligação no padrão de energia.

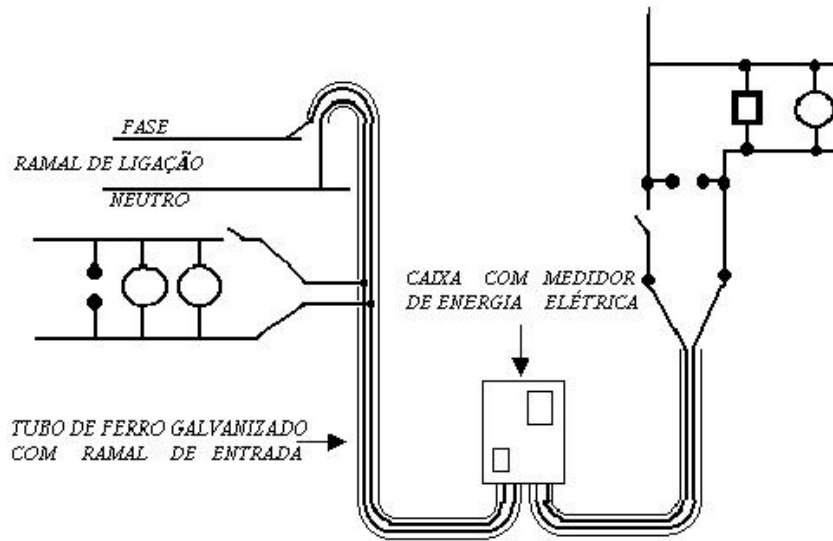
Figura 3 – Esquema de ligação no padrão de energia.



Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira

Já a Figura 4, mostra um exemplo de desvio de ligação de energia no padrão de entrada com perfuração do eletroduto do ramal de entrada.

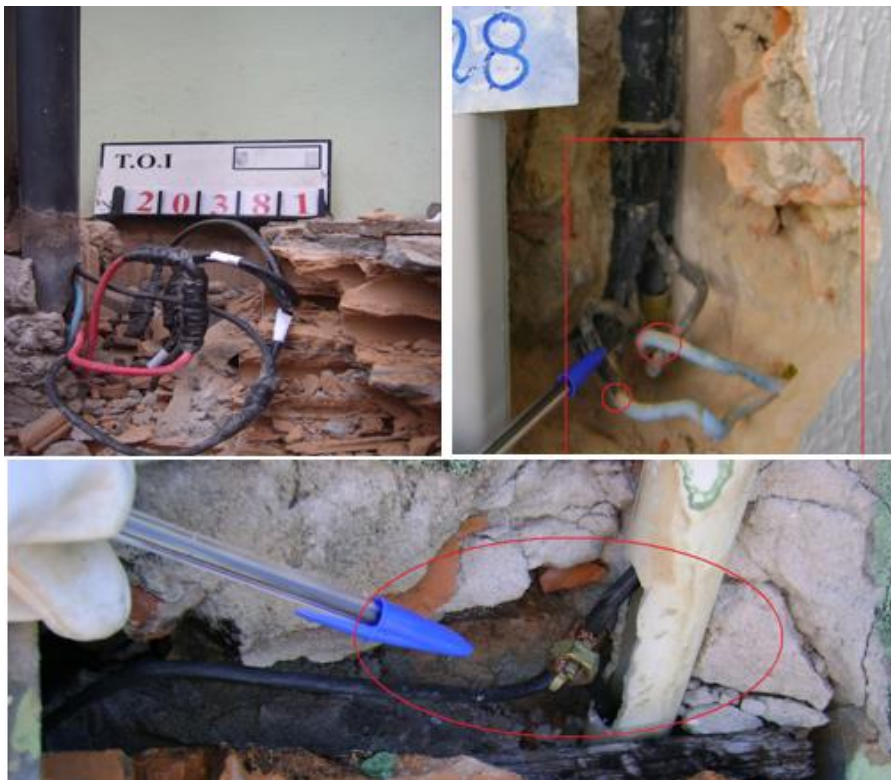
Figura 4 – Esquema de ligação adulterada antes da medição.



Fonte: Eng. Punaro Bley Adão de Oliveira

A Figura 5 mostra alguns tipos de procedimentos irregulares antes da medição, ou seja, no padrão de entrada das unidades consumidoras.

Figura 5 – Procedimentos irregulares antes da medição.



4.1.2 Auto – Religação

A auto – religação é uma artimanha que os clientes utilizam quando sua unidade consumidora tem o fornecimento cortado. Eles realizam a auto - religação no borne do medidor ou no poste auxiliar, porém como a concessionária não retirou os equipamentos de medição, estes ainda continuam registrando o consumo.

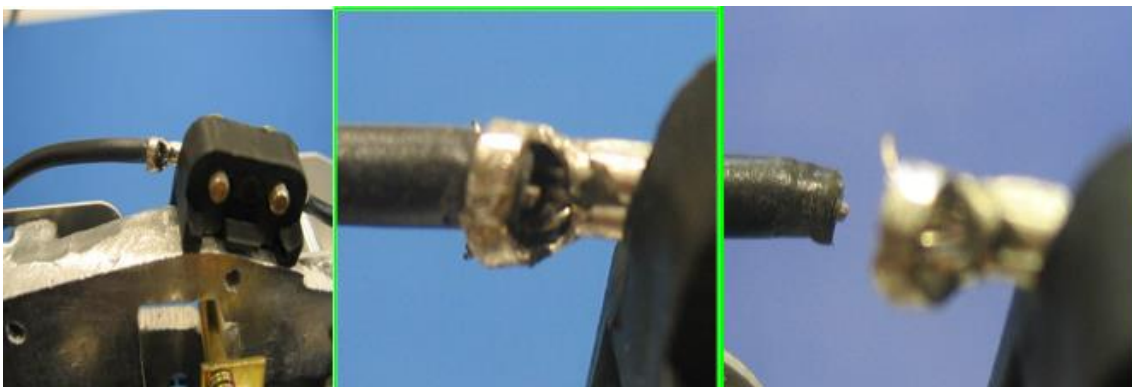
4.1.3 Procedimentos irregulares na medição

As fraudes mais utilizadas na medição vão desde métodos simples aos métodos com tecnologias mais sofisticadas, que são realizadas tanto em medidores analógicos quanto em medidores digitais. Dentre os procedimentos, podem ser citados:

- Objetos inseridos que travam o disco do medidor;
- Lacs ausentes, adulterados ou violados;
- Fios da bobina de potencial cortados dentro do medidor;
- Furos no borne, a fim de atingir o disco do medidor;
- Relojoaria danificada.

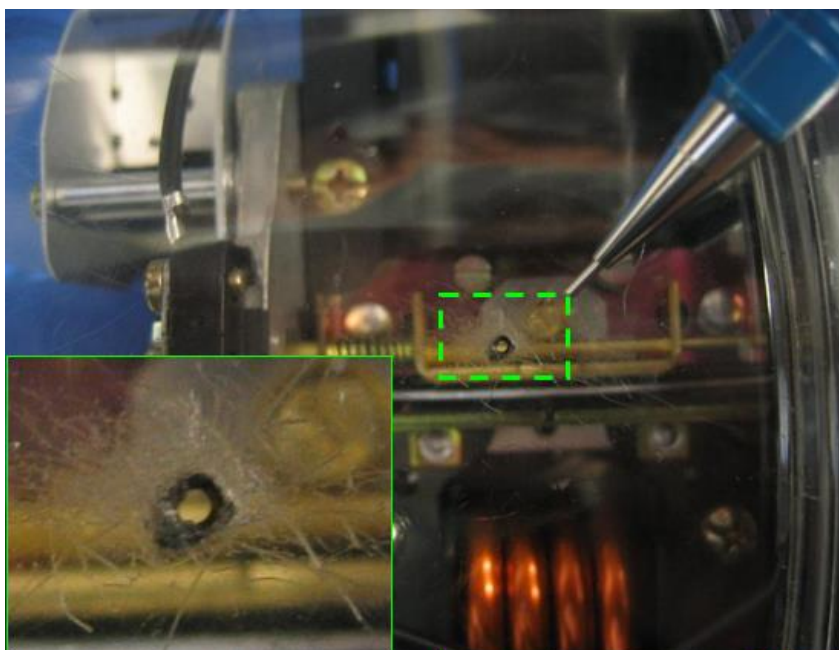
Na Figura 6, através de uma aproximação é possível ver que o fio da bobina de potencial do medidor está cortado.

Figura 6 – Procedimentos irregulares na medição 1.



Na Figura 7, é possível ver o furo na tampa do medidor, confirmando assim o procedimento irregular.

Figura 7 – Procedimentos irregulares na Medição 2.



Nas Figuras 6 e 7 são mostrados procedimentos irregulares nos medidores. Estes procedimentos são facilmente visualizados e identificados no momento da fiscalização. Porém, muitos procedimentos irregulares não são tão visíveis ou facilmente identificados pela equipe que realiza a fiscalização em campo. Nesses casos, é necessário retirar o medidor da unidade consumidora e realizar um teste em laboratório para confirmar se houve irregularidade.

Na Figura 8, é mostrado um medidor que aparentemente não apresentava nenhuma irregularidade. E, apesar do lacre estar intacto, os técnicos utilizando o Analisador de Desvio de Registro (ADR), aparelho para identificar possíveis desvios no consumo de energia elétrica, identificaram um erro considerável. O medidor foi levado para o laboratório, e após ensaio, identificaram resistores em seu interior para reduzir o consumo de energia, confirmando a fraude.

Figura 8 – Procedimentos irregulares na medição 3.



4.2 Perdas Comerciais por Falta de Medição

Outros motivos que contribuem para as perdas comerciais são os casos de falhas por parte da própria concessionária distribuidora. Muitas vezes, a concessionária realiza a ligação de uma unidade consumidora, porém esquece ou deixa de instalar o equipamento de medição. Com isso, o cliente consome a energia que a distribuidora fornece, mas sem pagar por essa energia, impactando diretamente na receita da empresa.

Há casos também de unidades consumidoras que não possuem medição instalada, pois seus consumos são estimados pelas cargas utilizadas, pelas demandas e também pelo número de horas. Iluminação pública, radares de velocidade, painéis óticos instalados em vias públicas, são exemplos de casos estimados. Por mais que essa estimativa seja regulada, podem haver divergências no resultado do processo que implicam diretamente em perdas comerciais. Além disso, desatualizações nos cadastros desses casos estimados já causam aumento nas perdas.

4.3 Perdas Comerciais Devido a Erros de Medição

Os erros de medição podem ser causados por: a) erros durante o processo de leitura; b) causados por questões de vida útil do medidor, como também por; c) fenômenos da natureza que exercem influência sobre os equipa-

mentos de medição e acabam os danificando. Todos esses erros impactam diretamente as perdas comerciais.

a) os erros no processo de leitura podem ser cometidos pelos agentes de faturamento no momento de ler o consumo registrado nos medidores. Esses erros ficam ainda mais frequentes quando os medidores são eletromecânicos, o que corresponde à maioria do parque das distribuidoras. Uma forma de diminuir ou até mesmo extinguir esses erros e tornar o processo mais rápido e mais seguro é implantar a telemedição. A telemedição consiste em realizar a leitura a distância através de aparelhos que permitem a comunicação entre a distribuidora e o medidor por meio de cobertura celular. Hoje, a maioria das distribuidoras utilizam a telemedição somente para os clientes do grupo A, por se tratar de uma tecnologia mais robusta e por isso mais cara.

b) por questão de vida útil do medidor são devido à degradação dos equipamentos ao longo do tempo, mas que não são causadas por atos ilícitos de clientes, e sim por problemas técnicos do próprio equipamento. Dentre esses erros estão:

- Medidor com disco preso travando o consumo;
- Más condições de conservação;
- Ruptura das bobinas dos medidores;
- Outros.

Esses equipamentos com problemas técnicos podem gerar faturas distorcidas pela falta de aferição dos medidores por parte da concessionária (PENIN, 2008). Sendo assim, é de suma importância que as distribuidoras mantenham seu parque aferido, a fim de minimizar as perdas. Quando os problemas são identificados no momento da fiscalização, os equipamentos são levados para laboratório, sendo realizados ensaios com o objetivo de identificar possíveis erros na medição. Os casos onde são constatados erros, são denominados erros por avaria.

c) devido as descargas atmosféricas também são grandes causadoras das perdas comerciais, pelo fato de queimarem os equipamentos de medição.

Logo, esses fenômenos da natureza acabam contribuindo com as perdas comerciais.

4.4 Perdas Comerciais por Impedimento de Leitura

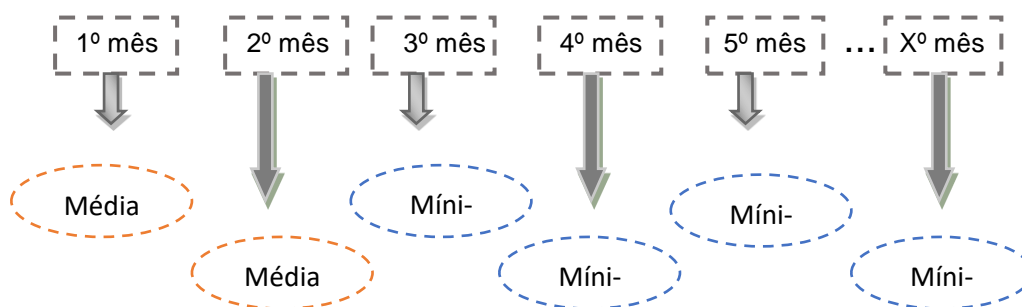
As perdas comerciais por impedimento de leitura ocorrem na maioria das vezes, por dificuldades dos agentes de faturamento em realizar a leitura do consumo registrado no medidor em algumas unidades consumidoras. Essas dificuldades acontecem devido ao fato de muitos clientes instalarem os equipamentos de medição em lugares de difícil acesso, ou difícil visualização, o que dificulta o trabalho dos leituristas e aumenta os prejuízos para as empresas.

Segundo o Módulo 5 do PRODIST – Sistemas de Medição, são responsabilidades dos consumidores:

*“Preparar nas unidades consumidoras, quando couber, o lugar destinado à instalação dos equipamentos de medição, em **local de livre e fácil acesso**, com iluminação, ventilação e condições de segurança adequadas, conforme normas técnicas da distribuidora.”*

Caso não se consiga realizar a leitura, o consumo do cliente será faturado pela média de consumo da classe dele. Após dois meses consecutivos de média, o cliente passa a ser faturado pelo mínimo da classe e a distribuidora tem a opção de realizar a suspensão do fornecimento de energia (corte) até a regularização. Caso a distribuidora não realize a suspensão, e ainda houver impedimento, o cliente continuará a ser faturado pelo mínimo. A empresa pode cobrar todo o retroativo, porém muitos clientes não pagam, e muitos se tornam inadimplentes.

Figura 9 - Impedimento de leitura – Faturamento pelo mínimo.



O impedimento da leitura, pode ocasionar vários problemas, dentre os quais:

- Aumento no número de reclamações;
- Alto risco jurídico;
- Aumento no número de refaturamentos;
- Aumento da inadimplência.

4.5 Ações de Combate às Perdas Comerciais

Em decorrência do aumento das perdas de energia elétrica de forma exponencial ao longo dos anos, as empresas distribuidoras de energia e também os agentes reguladores começaram a olhar mais criteriosamente para esse indicador devido ao seu efeito no setor elétrico brasileiro (SILVEIRA, 2012).

As concessionárias de energia vêm adotando planos que representam desafios no combate às perdas. Além de utilizarem estratégias mais robustas para conseguirem melhores recuperações de receita, uma intensificação da gestão do processo de perdas nas concessionárias tem feito toda a diferença nos resultados. “É uma tarefa difícil de calcular ou medir a quantidade de perdas e, em parte dos casos, é quase impossível saber onde elas ocorrem” (RAMOS, 2014).

O combate às perdas pode ser realizado através da conscientização da população com divulgações na mídia, por meio de denúncias, como também por fiscalizações das unidades consumidoras. Além de outras ações com o intuito de recuperação de energia, tais como melhorias no ciclo de faturamento, renovação do parque de medidores, manutenções na rede, regularização de clandestinos, entre outros.

A forma mais assertiva de identificação de fraudes, defeitos na medição ou qualquer outro tipo de problema que possa comprometer a medição de consumo de energia elétrica é a realização de um plano de inspeções/fiscalizações nas unidades consumidoras. Esse plano tem como objetivo a recuperação de energia e recuperação de receita, a fim de impactar diretamente no índice de

perdas. Quanto maior a recuperação de energia, melhores os resultados no índice de perdas.

A recuperação de energia pode ser dividida em dois termos: energia retroativa e perda evitada. O termo energia retroativa refere-se a quanto de energia recuperou-se em determinada inspeção e o quanto a empresa conseguiu retroagir o cliente após regularizá-lo, ou seja, quanto a empresa recuperou em receita pela energia consumida durante a irregularidade. Já o termo perda evitada refere-se a energia recuperada após a regularização, sem retroagir em relação ao consumo durante a irregularidade; ou seja, a empresa não recupera receita mas evita que o cliente continue consumindo sem pagar.

A gestão das perdas comerciais nas concessionárias é realizada, geralmente, através de acompanhamentos mensais do índice de perdas na distribuição, além de acompanhamentos semanais sobre a atuação sistemática na prevenção, identificação de furtos, fraudes e procedimentos irregulares na medição. Com esse controle, é possível avaliar se as ações e estratégias adotadas estão sendo eficazes no combate às perdas.

5 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo é apresentado um estudo de caso utilizando um software utilizado pela distribuidora visando identificar e selecionar as unidades consumidoras com maiores probabilidades de furtos, fraudes ou defeitos na medição, direcionando o processo de fiscalização da empresa, otimizando o tempo das equipes e reduzindo os custos operacionais.

É apresentado um modelo estatístico para realizar a seleção das unidades consumidoras do grupo B de tensão. E também é apresentada uma ferramenta administrativa, que recebe os dados de leitura dos medidores de clientes do grupo A de tensão (telemedição de leitura). Tanto o processo de seleção do grupo B pelo modelo estatístico, quanto a ferramenta administrativa, utilizam o software SAS® para realizar a seleção das unidades consumidoras com indícios de irregularidades.

Um breve resumo sobre a classificação dos consumidores e também uma breve explicação do processo de recuperação de energia e recuperação de receita será exposto nas próximas seções. Além de apresentar a metodolo-

gia utilizada para a seleção de fiscalizações do grupo B e seleção de fiscalizações do grupo A.

5.1 Classificação dos Consumidores

Conforme Resolução nº 414 da ANEEL, os consumidores podem ser classificados em dois grupos tarifários: Grupo A, que possui a tarifa binômia¹ e grupo B, que possui a tarifa monômia².

O Grupo A é o “agrupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido em subgrupos”, conforme Tabela 1.

Tabela 1: Subgrupos do Grupo A de Tarifação

SUBGRUPOS	TENSÃO
A1	230 kV ou superior
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30kV a 44kV
A4	2,3kV a 25kV
AS	(Subterrâneo) inferior a 2,3kV

O Grupo B é o “agrupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido em subgrupos”, conforme Tabela 2.

Tabela 2: Subgrupos do Grupo B de Tarifação

SUBGRUPOS	CLASSES
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação Pública

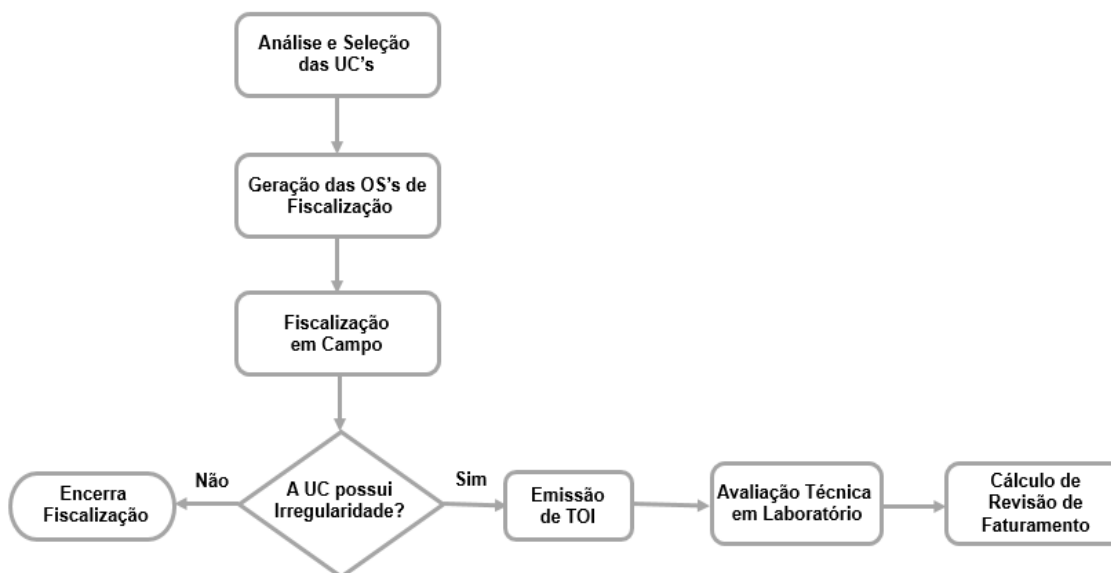
¹ Tarifa Binômia: Conjunto de tarifas de fornecimento, constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e à demanda faturável (kW). Aplicada aos consumidores do Grupo A.

² Tarifa Monômia: Constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (kWh). Aplicada aos consumidores do Grupo B (baixa tensão).

5.2 Processo de Recuperação de Energia e Recuperação de Receita

O fluxograma simplificado do processo de recuperação de energia é representado na Figura 10.

Figura10 – Processo de Recuperação de Energia.



Nota: UC: Unidade Consumidora; OS: Ordem de Serviço; TOI: Termo de Ocorrência de Inspeção

O processo de recuperação de receita é regulado pela ANEEL, especificamente pela Resolução 414, sendo o artigo nº 129 destinado à caracterização de procedimentos irregulares e recuperação de receita.

Para melhor entendimento, o processo de recuperação de energia e recuperação de receita será explicado resumidamente. Uma das formas de identificar as fraudes ou procedimentos que não realizam a correta medição do consumo dos clientes é a realização de inspeções. Mas, diante da enorme quantidade de clientes, é necessário racionalizar o número de inspeções.

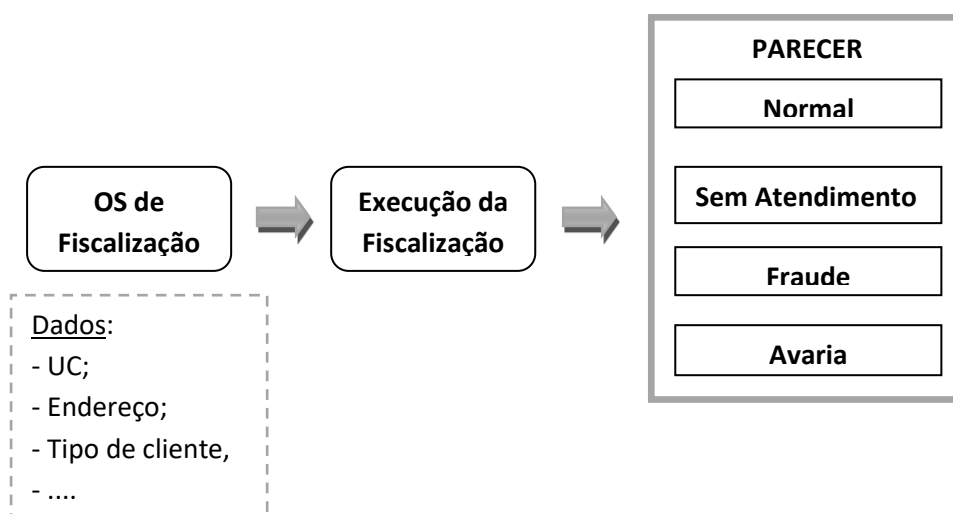
Por isso, as concessionárias utilizam softwares específicos de análises dos dados de consumo dos clientes, para identificar quais as unidades consumidoras têm maiores probabilidades de estarem com medições incorretas. Esses softwares realizam a seleção das unidades consumidoras com possíveis indícios de irregularidades ou defeitos na medição a serem inspecionadas.

Após a seleção das unidades consumidoras são geradas ordens de serviço (OSs) de fiscalização. As ordens de serviços correspondem a um documento enviado para a equipe de campo realizar a fiscalização com as informações necessárias para a execução da atividade. Nas OSs de fiscalização, são inseridas todas as informações necessárias para execução, tais como: nome do cliente, número da unidade consumidora, número do equipamento de medição, endereço da UC, entre outras informações.

Durante a fiscalização, verifica-se a situação do equipamento de medição e analisa-se se o mesmo opera em bom estado de funcionamento. Caso esteja tudo certo com a medição, a fiscalização é encerrada com parecer normal e não é possível recuperar energia e nem recuperar receita.

Caso identifique alguma irregularidade ou defeito na medição, os equipamentos de medição são retirados e acondicionados em invólucros específicos, lacrados e são encaminhados para avaliação técnica em laboratório. Nestes casos, o cliente recebe um comprovante do procedimento realizado em sua unidade consumidora, o qual denomina-se TOI – Termo de Ocorrência de Inspeção. Logo, “uma fiscalização tem sempre um resultado e um laudo técnico, descrevendo e mostrando evidências que suportem o resultado” (ARAÚJO, 2017). Os resultados da fiscalização podem ser divididos em quatro grupos, conforme a Figura 11.

Figura 11 – Processo de Fiscalização.



- Parecer Normal: Não existe nenhuma irregularidade na UC;
- Parecer Sem Atendimento: A fiscalização foi gerada, porém, por algum motivo (casa fechada, imóvel desocupado, casa não encontrada) não foi executada;
- Parecer Fraude: Indica que foi constatado algum procedimento irregular na UC, fraude ou furto de energia;
- Parecer Avaria: Equipamento de medição com defeito.

Com o resultado da fiscalização e o laudo da avaliação técnica, é possível definir se houve procedimento irregular ou falha na medição. Ou seja, se for constatado e comprovado que a unidade consumidora estava com o procedimento irregular ou falha nos equipamentos de medição, a distribuidora pode cobrar a diferença de energia, com base nos critérios de recuperação de receita. A cobrança é realizada com base no cálculo de revisão de faturamento para definir a diferença entre os valores efetivamente faturados e valores apurados de acordo com os parâmetros e critérios especificados nos artigos nº 115 para os casos de avaria e nº 130 para os casos de procedimento irregular, conforme Resolução nº 414.

Critérios de cálculo para os casos de avaria, conforme artigo nº 115:

- I. Aplicação do fator de correção, determinado por meio de avaliação técnica em laboratório, do erro de medição;
- II. Na impossibilidade de aplicação do critério anterior, adotar a média dos 12 últimos faturamentos de medição normal;
- III. Na impossibilidade de ambos critérios, utilizar o faturamento imediatamente posterior à regularização da medição.

Critérios de cálculo para os casos de procedimento irregular, conforme artigo nº 130:

- I. Consumo apurado por medição fiscalizadora, proporcionalizado em 30 dias, desde que utilizado para caracterização da irregularidade;

- II. Aplicação do fator de correção obtido por meio de aferição do erro de medição causado pelo emprego de procedimentos irregulares, desde que os selos e lacres, a tampa e a base do medidor estejam intactos;
- III. Utilização da média dos 03 maiores valores de consumo ocorridos nos 12 ciclos completos de medição regular, anteriores ao início da irregularidade;
- IV. Determinação do consumo de acordo com a carga instalada na unidade consumidora, verificada no momento da constatação da irregularidade
- V. Utilização do maior consumo dentre os 03 ciclos imediatamente posteriores à irregularidade;

E ainda, conforme artigo nº 132 da Resolução 414,

“O período de duração, para fins de recuperação da receita, no caso da prática comprovada de procedimentos irregulares ou de deficiência de medição decorrente de aumento de carga à revelia, deve ser determinado tecnicamente ou pela análise do histórico dos consumos de energia elétrica e demanda de potência, respeitados os limites instituídos neste artigo.”

Para que possa retroagir a cobrança, a concessionária tem o prazo máximo de trinta e seis meses ou até a data da fiscalização realizada no equipamento de medição nesse período. Se a distribuidora não puder identificar o período de duração da irregularidade, o período de cobrança fica limitado a seis ciclos de faturamento. Para os casos de avaria, o período de cobrança é de no máximo três meses.

5.3 Metodologia para Identificação de Unidades Consumidoras com Perfil de Irregularidade

Conforme exposto, o método mais utilizado para identificação e combate à fraude e ao furto e a defeitos na medição é a realização de inspeções nas unidades consumidoras. Porém, devido ao elevado número de clientes e ao alto custo das inspeções, não é possível a inspeção em todas as unidades. As distribuidoras, então, utilizam, cada vez mais, modernas tecnologias, análises computacionais e programas direcionados para identificar com maior assertividade as unidades que possuem grandes chances de estarem irregulares e

consequentemente melhorar seu plano de fiscalizações, afim de resolver o problema e garantir um maior retorno financeiro.

5.3.1 Software SAS®

O software SAS® é utilizado como ferramenta nos processos para o combate às perdas comerciais. É usado tanto no modelo de seleção do grupo A, como também no modelo de seleção do grupo B. A linguagem de programação utilizada é a linguagem do programa SAS e também a linguagem padrão de banco de dados, SQL. O software é um dos mais utilizados por empresas e possui um pacote estatístico bastante completo, possuindo várias funções, como as listadas abaixo.

- Recuperação de dados;
- Gerenciamento de arquivos;
- Análise estatística;
- Seleção de características;
- Acesso a banco de dados;
- Linguagem com cálculo matricial.

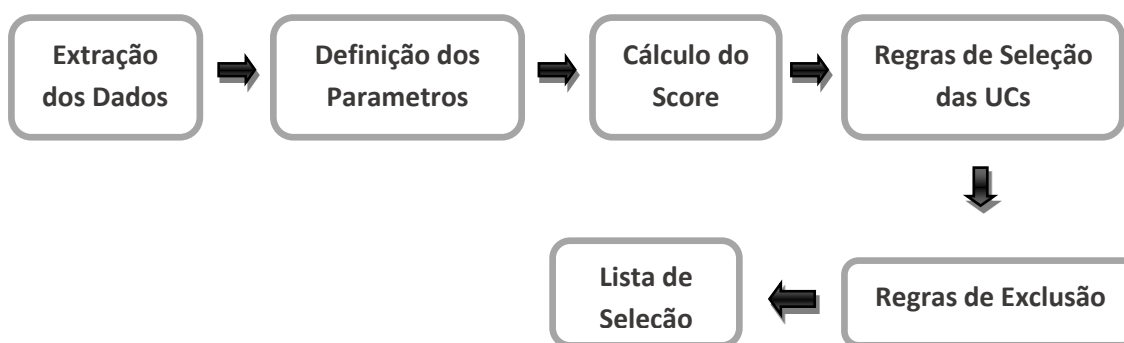
O uso de tecnologias da informação “propicia grandes vantagens no tratamento de banco de dados, análises estatísticas e na geração de relatórios das mais variadas formas” (FERREIRA, 2007). Permite, através da modelagem estatística, cruzar os dados e informações sobre o perfil, comportamento e histórico de consumo dos clientes, além de características que ajudam na precisão de identificar os clientes com maiores chances de irregularidades. É uma ferramenta que traz enormes contribuições para a distribuidora no combate às perdas comerciais.

5.3.2 Metodologia Grupo B - Modelo Estatístico para Identificação de Fraudes

O modelo estatístico foi desenvolvido com base no histórico dos dados dos clientes, de acordo com os dados cadastrais e conforme o histórico de consumo de energia. Com essas informações, foram realizados cálculos utili-

zando todas as variáveis mapeadas com a base de dados da distribuidora e a partir dessas variáveis foi gerado um score para cada UC. Dado o score para cada UC, foi possível realizar a seleção das potenciais unidades consumidoras, conforme descreve o fluxograma abaixo.

Figura 12 – Processo de Seleção do Grupo B.



✓ **Extração dos dados**

Através das Tabelas abaixo, foi realizada a extração das informações do banco de dados da distribuidora:

Tabela 3 – Tabelas utilizadas para Extração dos Dados

Tabelas
Cad_uc_fatura;
Rel_equip_uc;
Cad_equip_med;
Mov_impedimento_leitura;
Mov_leitura_coletor;
Cad_ord_serv;
Cad_sol_serv;
Cad_fraude_ss_os;
rel_laudo_tec_frau_prcr;
rel_laudo_tec_frau_irrg;
cad_fraude_indicio_ss_os

Os principais dados para seleção das unidades consumidoras utilizados no modelo são:

- **Dados do consumidor:**
 - Nome: pessoa jurídica, pessoa física;

- Localização geográfica: região, cidade, bairro, rua.
- Classe de consumo: residencial, comercial, industrial, iluminação pública

- **Dados da instalação elétrica:**

- Tipo de ligação: monofásica, bifásica, trifásica;
- Dados do medidor: tipo do medidor (eletrônico, eletromecânico), ano de fabricação, modelo;
- Grupo tarifário: grupo A ou grupo B;

- **Dados de consumo:**

- Consumo medido, consumo faturado, data da leitura, etapa de leitura, histórico de consumo.

- **Dados sobre o comportamento da UC**

- Pagamentos, impedimentos de leitura, inspeções concluídas, irregularidades, denúncias, apontamentos de leituristas³, parecer das fiscalizações, ocorrências de fraudes, avarias, trocas de titularidade, entre outras.

- ✓ **Definição dos Parâmetros**

O cruzamento desses dados resulta em informações valiosas para o processo de seleção, tais como:

- Consumo_Medio_XMeses;
- Degrau_Consumo_XMeses
- Quant_Inspeções;
- Quant_Irregularidades;
- Classe de consumo;
- Fase de tensão;

³ Apontamentos de leituras: Se durante o procedimento de leitura da energia, o agente de faturamento identificar algum problema no medidor, ele realiza um apontamento com um código específico no equipamento utilizado para a coleta de leitura, para sinalizar que existe uma irregularidade na UC.

- Município;
- Bairro;
- Apontamentos.

E através da ferramenta SAS, se identifica através dos parâmetros quais unidades consumidoras estão dentro da “zona de risco”, por meio de iterações.

```
*Qtde de meses com consumo = 0 nos 25 meses/ 13 meses/ 7 meses;

      N_CONS_0_25=SUM(%DO N=1 %TO 24;
(QTD_CONS_CORG_TOT_EUF_&&dt_&n.=0), %END;
(QTD_CONS_CORG_TOT_EUF_&dt_25=0));
      N_CONS_0_13=SUM(%DO N=1 %TO 12;
(QTD_CONS_CORG_TOT_EUF_&&dt_&n.=0), %END;
(QTD_CONS_CORG_TOT_EUF_&dt_13=0));
      N_CONS_0_7=SUM(%DO N=1 %TO 6;
(QTD_CONS_CORG_TOT_EUF_&&dt_&n.=0), %END;
(QTD_CONS_CORG_TOT_EUF_&dt_7=0));

*Qtde de meses com parcelamento de fatura nos 25 meses / 13 me-
ses / 7 meses;
      N_PARC_25= SUM(%DO N=1 %TO 24; (FL_PAC_&&dt_&n =1), %END;
(FL_PAC_&dt_25 =1));
      N_PARC_13= SUM(%DO N=1 %TO 12; (FL_PAC_&&dt_&n =1), %END;
(FL_PAC_&dt_13 =1));
      N_PARC_7= SUM(%DO N=1 %TO 6; (FL_PAC_&&dt_&n =1), %END;
(FL_PAC_&dt_7 =1));

*Qtde de meses com impedimento de leitura nos 25 meses / 13 me-
ses / 7 meses;
      N_IMP_25= SUM(%DO N=1 %TO 24; (IMP_&&dt2_&n>0), %END;
(IMP_&dt2_25 >0));
      N_IMP_13= SUM(%DO N=1 %TO 12; (IMP_&&dt2_&n>0), %END;
(IMP_&dt2_13 >0));
      N_IMP_7= SUM(%DO N=1 %TO 6; (IMP_&&dt2_&n>0), %END;
(IMP_&dt2_7 >0));
```

Além de vários outros parâmetros e inúmeras iterações utilizados para dar precisão ao modelo, alguns deles descritos na Tabela 11 em Anexo.

✓ Cálculo do Score

Para desenvolvimento do modelo foi utilizada a regressão logística, modelo estatístico amplamente utilizado no mercado para desenvolvimento de

modelos *credit scoring*, que é basicamente um tipo de modelo linear generalizado.

Os modelos de Credit Scoring atribuem pontuações às variáveis de decisão de crédito de um proponente, por meio da aplicação de técnicas estatísticas. Esses modelos visam identificar características que permitam diferenciar os clientes em “bons” e “maus” pagadores (ARAÚJO; CARMONA, 2007). Adaptando o modelo para realidade da distribuidora, o modelo adiciona pontuações aos clientes e permite distinguir os clientes em “Bons” e “Maus”, ou seja, classifica como “Bons” os clientes que apresentam algum tipo de problema na medição, já os classificados como “Maus” seriam aqueles que não apresentam problemas na medição.

```
*meses com parcelamento de fatura;  
  if N_PARC_25>0  
    then grupo_n_parcc_25 = 1;  
  else grupo_n_parcc_25 = 2;  
  
*ano fabricação;  
  if 0<=ANO_FABR_EMD<=1994  
    then grupo_ANO_FABR_EMD=1/*Mau*/;  
  else grupo_ANO_FABR_EMD=2/*Bom*/;
```

A regressão logística é comumente utilizada para análise de dados com resposta binária e consiste em relacionar, através de um modelo, a variável resposta com fatores que influenciam ou não a probabilidade de ocorrência de determinado evento (ARAÚJO; CARMONA, 2007). Se Y é a variável binária, que assume valores de 0 ou 1, e X a matriz com os valores das variáveis independentes e designando por $p=P(Y=1|x)$, o modelo de regressão logística com função de ligação logit pode ser escrito como:

$$\log\left(\frac{p}{1-p}\right) = X\beta \quad (5.1)$$

Os coeficientes estimados β representam medidas das variações na proporção das probabilidades. De outro modo o valor de p é dado por:

$$p = \frac{\exp(X\beta)}{1 + \exp(X\beta)} \quad (5.2)$$

Os parâmetros são estimados pelo método de máxima verossimilhança, utilizando métodos numéricos na obtenção das estimativas. O método de seleção de variáveis utilizado é o *Stepwise*. O procedimento constrói iterativamente uma sequência de modelos de regressão pela adição ou remoção de variáveis em cada etapa.

```
*consumo médio últimos 3 meses;
  if CONS_MEDIO_3uM<=500
    then grupo_cons_3=1;
  else if 500<CONS_MEDIO_3uM<=890
    then grupo_cons_3=2;
  else if 890<CONS_MEDIO_3uM<=1300
    then grupo_cons_3=3;
  else grupo_cons_3=4;
deg_12_24=(CONS_MEDIO_12uM/CONS_MEDIO_24uM);
deg_6_12=(CONS_MEDIO_6uM/CONS_MEDIO_12uM);
if deg_6_12<1
  then grupo_deg_6_12=1;
else grupo_deg_6_12=2;
if deg_12_24<1
  then grupo_deg_12_24=1;
else grupo_deg_12_24=2;
if R_CV6M > 1
  then grupo_R_CV6M=1;
else grupo_R_CV6M=0;
if R_CV4M > 1
  then grupo_R_CV4M=1;
else grupo_R_CV4M=0;
if grupo_cons_3=2
  then grupo_tend_cons=1; /*Muito Mau*/
```

Para realizar o ajuste do modelo, foi utilizado a estatística de Kolmogorov-Smirnov (KS), um indicador muito aproveitado para avaliar o desempenho de modelos de credit scoring. O KS mede a máxima separação entre a frequência relativa acumulada de Maus clientes, $F_m(s)$, e a frequência relativa acumulada de Bons clientes, $F_b(s)$, conforme (ALVES, 2008). Quanto maior a estatística, maior a discriminação entre bons e maus e melhor o desempenho do modelo.

✓ Regras de Seleção das UCs

Após gerado o score, a ferramenta irá verificar quais UCs têm maior probabilidade de estarem irregulares, de acordo com os parâmetros adotados e a faixa de score. O primeiro parâmetro é sempre o apontamento do leitorista, além da faixa de score e também a faixa de degrau de consumo. Com isso, é avaliado se a UC pode ter irregularidade ou não. De acordo com a faixa de score e o degrau de consumo, cada UC é classificada numa ordem de 1 a 10.

Quanto mais próxima da ordem 1, maior a probabilidade de irregularidade na unidade consumidora quanto mais perto de ordem 10, menor a chance de irregularidade.

A quantidade de Ucs definidas para inspeção é realizada conforme a necessidade e a meta de cada localidade ou base administrativa, logo conforme a localidade a análise será:

```
if (apont=1 ) and fx_score in (1,2,3) then ordem=1;
  else if (apont=1) and fx_score not in (1,2,3) then ordem=2;
  else if apont=0 and fx_score in (1) and 0<deg_12m<0.7 and
0 0 <deg_1_1< 0.9 then ordem=3;
  else if apont=0 and fx_score in (2) and 0<deg_12m<0.7 and
0<deg_1_1<0.9 then ordem=4;
  else if apont=0 and fx_score in (3) and 0<deg_12m<0.7 and
0<deg_1_1<0.9 then ordem=5;
  else if apont=0 and fx_score not in (1,2,3) and
0<deg_12m<0.5 and 0<deg_1_1<0.9 then ordem=6;
  else ordem=7;
end;

if cod_loc euf in ('0145','0142','0144') then do;
if (apont=1) and 0<=qt_score<=573.4 then ordem=1;
  else if (apont=1) and 573.4<qt_score<=591 then ordem=2;
  else if (apont=1) and qt_score>591 then ordem=3;
  else if (apont=0) and 0<=qt_score<=573.4 and 0<deg_12m<0.7
and 0<deg_1_1<0.9 then ordem=4;
  else if (apont=0) and 573.4<qt_score<=591 and 0<deg_12m<0.7
and 0<deg_1_1<0.9 then ordem=5;
  else if (apont=0) and qt_score>591 and 0<deg_12m<0.5 and
0<deg_1_1<0.9 then ordem=6;
  else ordem=7;
end;
```

✓ **Regras de Exclusão**

Após selecionadas as UCs com indícios de irregularidades, é realizado a análise para identificar se a fiscalização daquela UC é viável ou não. Ou seja, se a fiscalização em determinada UC gera recuperação de receita ou se apresenta algum risco à equipe de fiscalização.

Algumas regras de exclusão como bairros perigosos, trocas de titularidades recentes, UCs com fiscalização recente, imóveis desocupados, dentre outras, são utilizados pela empresa, pois garantem segurança aos funcionários da distribuidora e evitam deslocamentos improdutivos.

✓ **Lista de Seleção**

Por fim, tem-se a lista com as unidades consumidoras com maiores probabilidades de haver algum tipo de irregularidade, classificadas por ordem de 1 a 10. Após a seleção, o processo segue conforme o fluxograma do processo de recuperação de energia, exemplificado na Figura 10. As fiscalizações são enviadas para as bases administrativas, conforme a distribuição da meta de recuperação de energia e conforme o desempenho das equipes ao longo do ano.

5.3.3 Metodologia Grupo A – Ferramenta Administrativa para Identificação de Fraudes

Na empresa, apenas os clientes do grupo A possuem telemedição. Essa tecnologia permite que a leitura seja realizada remotamente ou localmente; ou seja, as informações de consumo do medidor são enviadas através de um equipamento que permite a comunicação entre o medidor e uma ferramenta que recebe as informações, através da tecnologia 3G. Essas informações são enviadas diariamente em um intervalo de duas em duas horas para a ferramenta e a consulta é realizada através de uma página fiscal. Possibilitando à concessionária, análises quase em tempo real dos dados dos clientes do grupo A.

Os principais dados que são enviados para a ferramenta estão listados na tabela abaixo.

Tabela 4 – Dados extraídos da ferramenta administrativa

UC	Potência Reativa B
Número do Medidor	Potência Reativa C
Data/Hora Leitura	Potência Reativa Trifásica
Data/Hora Medidor	Potência Aparente Trifásica
Tensão Fase A	Angulo de Tensão Fase A,
Tensão Fase B	Angulo de Tensão Fase B
Tensão Fase C	Angulo de Tensão Fase C
Tensão de Linha AB	Angulo de Tensão AB
Tensão de Linha BC	Angulo de Tensão BC
Tensão de Linha CA	Angulo de Tensão CA
Corrente Fase A	Angulo de Corrente A
Corrente Fase B	Angulo de Corrente B
Corrente Fase C	Angulo de Corrente C
Corrente Neutro	Sequência de Fases de Tensão
Potência Ativa A	Sequência de Fases de Corrente
Potência Ativa B	Fator de Potência A
Potência Ativa C	Fator de Potência B
Potência Ativa Trifásica	Fator de Potência C
Potência Reativa A	Fator de Potência Trifásico
Frequência	

Utilizando os dados recebidos, juntamente com o software SAS, é realizado o processo de seleção das unidades consumidoras telemedidas do grupo A. O software, através de parâmetros criados, identifica de acordo com os dados da página fiscal, as possíveis UCs que possuam irregularidades, sejam elas fraudes ou avarias. Os parâmetros e critérios abaixo são utilizados para as análises da lista de seleção,

- **Desequilíbrio entre as correntes;**
- **Inversões de fase;**
- **TC saturado;**
- **Tensão zerada;**
- **Pagina Fiscal Nula;**
- **Cliente Autoreligado;**

Em sistemas trifásicos, espera-se que a carga esteja equilibrada nas três fases, logo qualquer diferença entre elas, pode ser considerado como indicio de desvio de energia. Essa diferença entre as fases é chamada de defasagem

ou desequilíbrio. No modelo de seleção do Grupo A foram colocados como parâmetros os desequilíbrios dos módulos das correntes, divididos em 3 segmentos em 2 períodos, diários e noturnos. Conforme descrito abaixo:

- **Desequilíbrios de correntes acima de 60% - durante o dia:** Identifica as UCs que apresentam diferenças de 60% ou mais da maior corrente medida por fase durante o dia, ou seja,

$$\text{se } I_a \leq 0,6I_b \text{ ou } I_a \leq 0,6I_c;$$

- **Desequilíbrios de correntes acima de 60% - durante a noite:** Identifica as UCs que apresentam diferenças de 60% ou mais da maior corrente medida por fase durante a noite. Ou seja, se

$$I_a \leq 0,6I_b \text{ ou } I_a \leq 0,6I_c;$$

- **Desequilíbrios de correntes 60% a 40% - durante o dia:** Identifica as UCs que possuam diferenças de 60% ou 40% da maior corrente medida por fase com relação a menor, durante o dia; ou seja, se

$$0,4 \leq \frac{I_a}{I_b} \leq 0,6;$$

- **Defasagem de correntes 60% a 40% - durante a noite:** Identifica as UCs que possuem diferenças de 60% ou 40% da maior corrente medida por fase com relação a menor, durante a noite; ou seja, se

$$0,4 \leq \frac{I_a}{I_b} \leq 0,6;$$

- **Desequilíbrios de correntes de 40% a 30% - durante o dia:** Identifica as UCs que possuam diferenças de 40% ou 30% da maior corrente medida por fase com relação a menor, durante o dia; ou seja, se

$$0,4 \leq \frac{I_a}{I_b} \leq 0,6;$$

- **Defasagem de correntes 40% a 30 - durante a noite:** Identifica as UCs que possuem diferenças de 40% ou 30% da maior corrente medida por fase com relação a menor, durante a noite; ou seja, se

$$0,4 \leq \frac{Ia}{Ib} \leq 0,6;$$

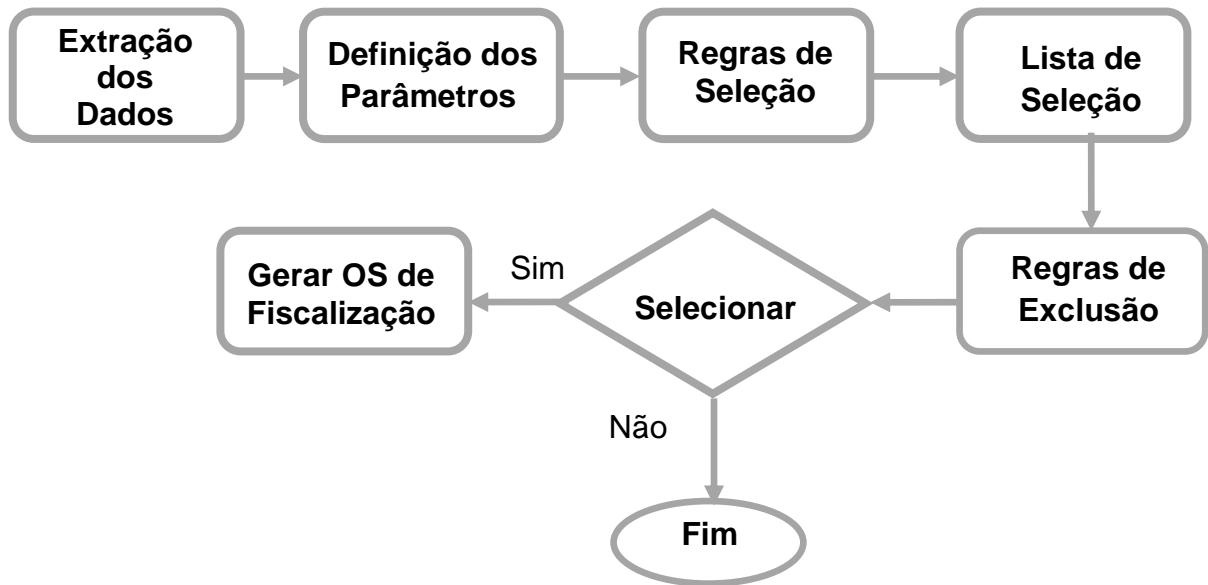
Essa divisão foi escolhida, levando em consideração, que a segregação em três partes, melhora a assertividade do processo. E que para os períodos diários sejam identificadas unidades consumidoras que possuam atividades durante o dia e períodos noturnos sejam identificadas as UCs que possuam atividades no período noturno. Todos os casos que possuam diferenças maiores que 30% e estejam nessa condição, contabilizado mais de 50% dos registros, já são considerados como indícios.

Além dos critérios de desequilíbrio das correntes, também são utilizados outros parâmetros, como:

- **TC saturado:** Identifica as UCs que apresentam a corrente no TC superior ao limite permitido pelo fornecedor;
- **Inversão de Fase:** Identifica as UCs que apresentam sequências das tensões diferentes das sequências das correntes;
- **Inversão de corrente:** Identifica as UCs que apresentam valores angulares de correntes fora do intervalo admissível;
- **Tensão Zerada:** Identifica as UCs que apresentam tensão zerada em alguma das fases e presença de corrente;
- **Corrente Zerada:** Identifica as UCs que apresentam correntes de uma das fases zeradas e outros parâmetros estejam normais;
- **Auto-Religado:** Identifica as UCs que estejam autoreligadas em campo, cortadas ou desligadas no sistema ou com comunicação ativa do medidor.

Após verificação de todos os parâmetros, a ferramenta SAS verifica quais UCs possuem as maiores frequências para os parâmetros adotados, ou seja, quais UCs durante mais de 50 % dos registros medidos, ficaram sob as condições dos critérios apresentados. As UCs que possuírem maiores frequências (maiores registros, conforme os parâmetros) serão aquelas selecionadas para serem fiscalizadas. O processo é descrito como o fluxograma abaixo:

Figura 13 – Processo de Seleção do Grupo A.



5.4 Métrica

Uma das formas de medir o resultado das inspeções realizadas é a assertividade. A assertividade é definida pela quantidade de irregularidade encontrada dividida pelo número total de inspeções realizadas. Matematicamente, pode ser expressa pela função:

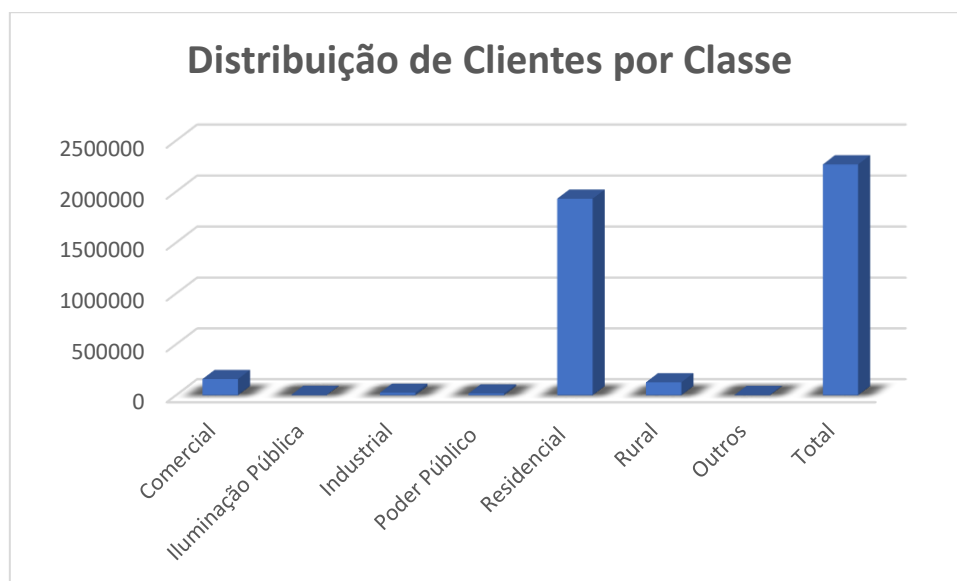
$$Assertividade = \frac{\sum Fraudes + \sum Avarias}{\sum Total de Inspecões Realizadas} \quad (5.3)$$

6 RESULTADOS

6.1 Análise dos Dados

Os clientes da distribuidora estão distribuídos em 99% do grupo B ou grupo de Baixa Tensão (BT) e 1% do grupo A ou grupo de Alta Tensão (AT). Sendo esses dois grupos de tensão divididos em classes conforme Figura 14.

Figura 14 – Distribuição dos clientes por classe.



Considerando o período de 12 meses, foram identificadas 10890 irregularidades em 27114 inspeções realizadas. Em que os números de fraudes representaram 32% e os números de casos de avaria representaram 68%, conforme Figura 15. E uma assertividade de 40% (conforme a fórmula 5.3), o que corresponde a um bom resultado para a Empresa.

Figura 15 – Distribuição das Irregularidades.



6.2 Análises de Irregularidade nas UCs

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos utilizando o modelo de seleção para identificar irregulares em clientes do grupo B de tensão e também utilizando a ferramenta administrativa para identificar irregularidades em clientes do grupo A de tensão. Serão apresentados alguns resultados de fiscalizações realizadas em unidades consumidoras direcionadas pelo processo de seleção. Unidades consumidoras que tiveram como resultados fraudes/furtos ou também unidades consumidoras que apresentaram medidores com avaria.

Abaixo seguem as análises realizadas nas UCs selecionadas. Em todas as UCs analisadas constam o parecer técnico das fiscalizações, as informações contidas no TOI, os valores recuperados em energia e os valores recuperados em receita. Nas análises das UCs do grupo B, consta o gráfico com o histórico de consumo da unidade e também apresenta a queda de consumo. Nas análises das UCs do grupo A, consta o gráfico com todas as informações referentes à UC e também o diagrama fasorial.

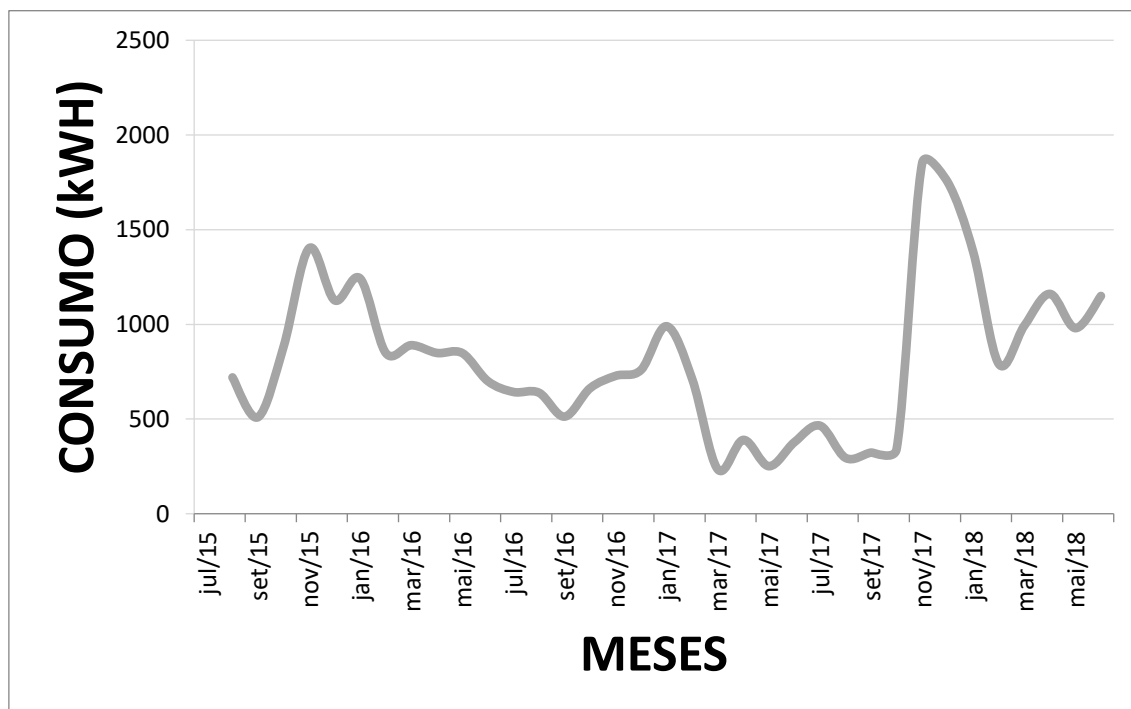
6.2.1 Análise de Irregularidade em Clientes do Grupo B

6.2.1.1 Análise de Irregularidade na UC – A

- Grupo Tarifário: Cliente do Grupo B.
- Parecer Técnico da Fiscalização: Fraude.
- Descrição da Irregularidade: Ausência de lacres no padrão. Medidor com by-pass. Unidade consumidora com ligação direta da rede secundária nas fases B e C.
- Quantidade de Energia Recuperada: 23.904,00 kWh
- Quantidade de Receita Recuperada: R\$ 5.975,69

De acordo com o gráfico do histórico de consumo da UC – A, Figura 16, mostra-se a queda no consumo do cliente causada pela irregularidade, entre os meses mar/17 a set/17. Também pela Tabela 12, em anexo, observa-se que o consumo volta ao normal após a regularização da UC, efetuada na fiscalização.

Figura 16 – Histórico de consumo de energia da UC – A.



6.2.1.2 Análise de Irregularidade na UC – B

- Grupo Tarifário: B

- Parecer Técnico da Fiscalização: Fraude

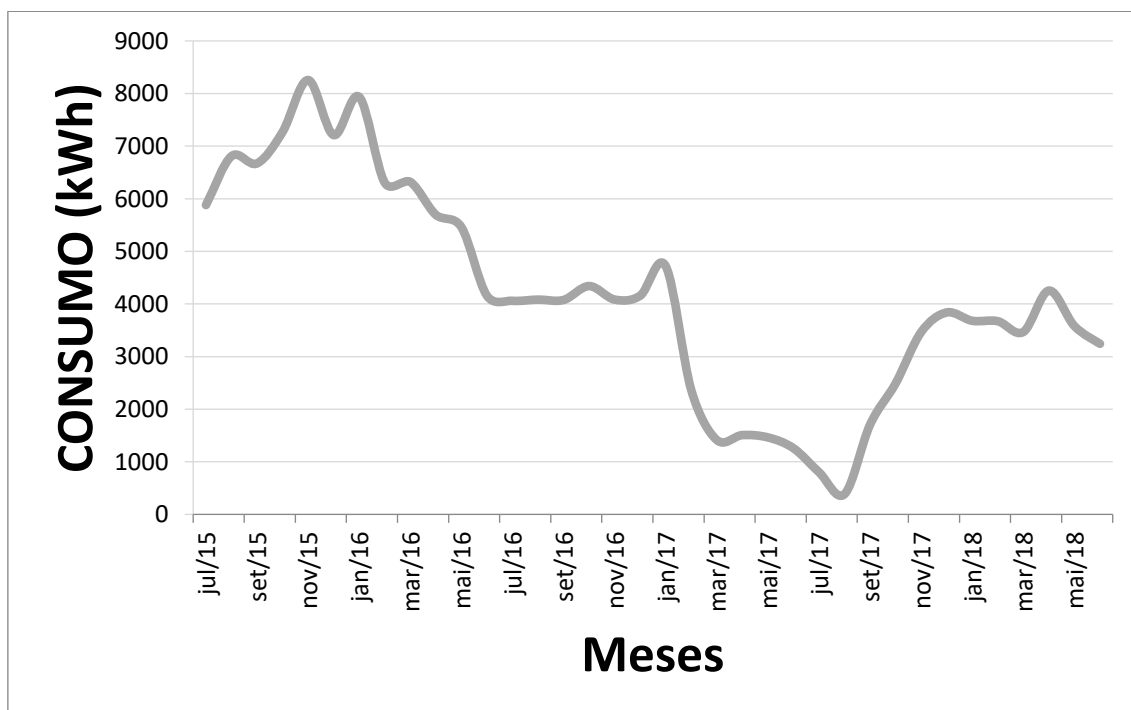
- Descrição da Irregularidade: Foi identificado que os lacres da tampa do medidor encontrado estavam sem a identificação do fabricante e realizado inversão do borne do medidor na fase A, não registrando o consumo. Constatando procedimento irregular.

- Quantidade de Energia Recuperada: 91.827,00 kWh

- Quantidade de Receita Recuperada: R\$22.857,45

De acordo com o gráfico do histórico de consumo da UC – B, Figura 17, mostra-se a queda no consumo do cliente causada pela irregularidade, entre os meses fev/2017 a set/2017. Também pela Tabela 13, em anexo, observa-se que o consumo volta ao normal após a troca do medidor.

Figura 17 – Histórico de consumo de energia da UC – B.

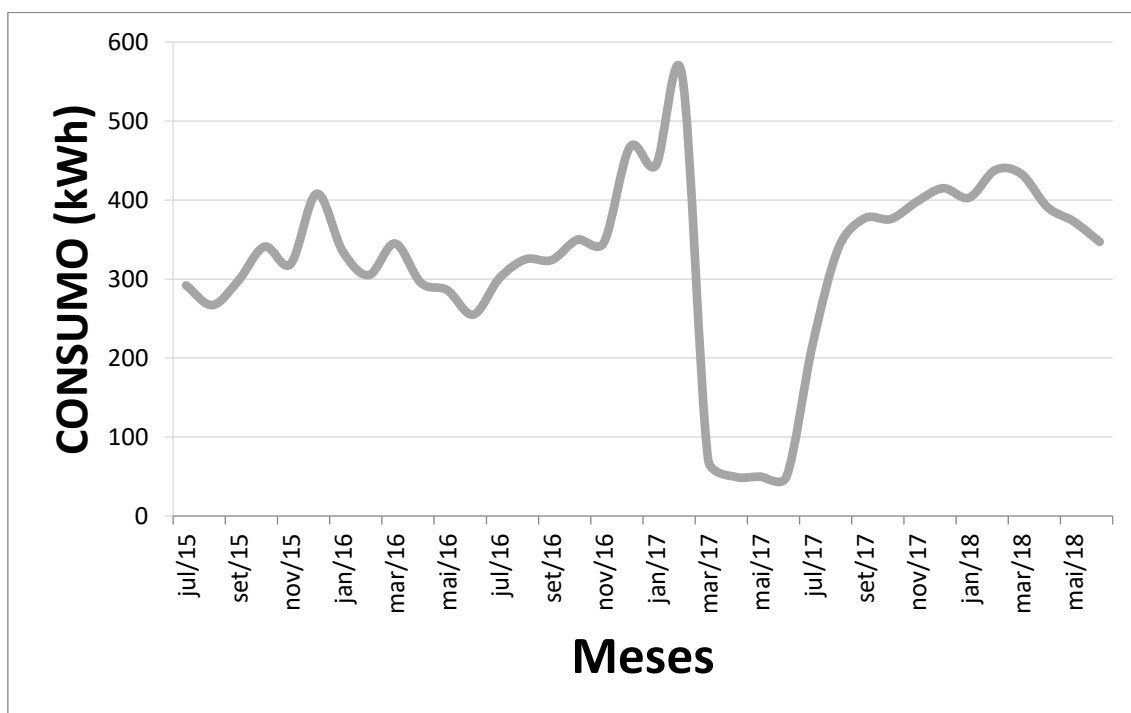


6.2.1.3 Análise de Irregularidade na UC – C

- Grupo Tarifário: B.
- Parecer Técnico da Fiscalização: Avaria.
- Descrição da Irregularidade: Medidor defeituoso com ausência de lacres. Apesar da ausência de lacres, através da avaliação técnica em laboratório, foi constatado o defeito por avaria.
- Parecer da avaliação técnica: Bobina 1 interrompida por inserção de corrente contínua e relógio travado, medidor não registra consumo.
- Quantidade de Energia Recuperada: 4.452,00 kWh
- Quantidade de Receita Recuperada: R\$ 443,00

Conforme a Figura 18, mostra-se a queda no consumo do cliente entre os meses abr/17 e ju/17. E também pela Tabela 14, em anexo, após a troca do medidor, observa-se que o consumo volta ao normal.

Figura 18 – Histórico de consumo de energia da UC – C.



6.2.2 Análise de Irregularidade clientes do grupo A

6.2.2.1 Análise de Irregularidade na UC - D

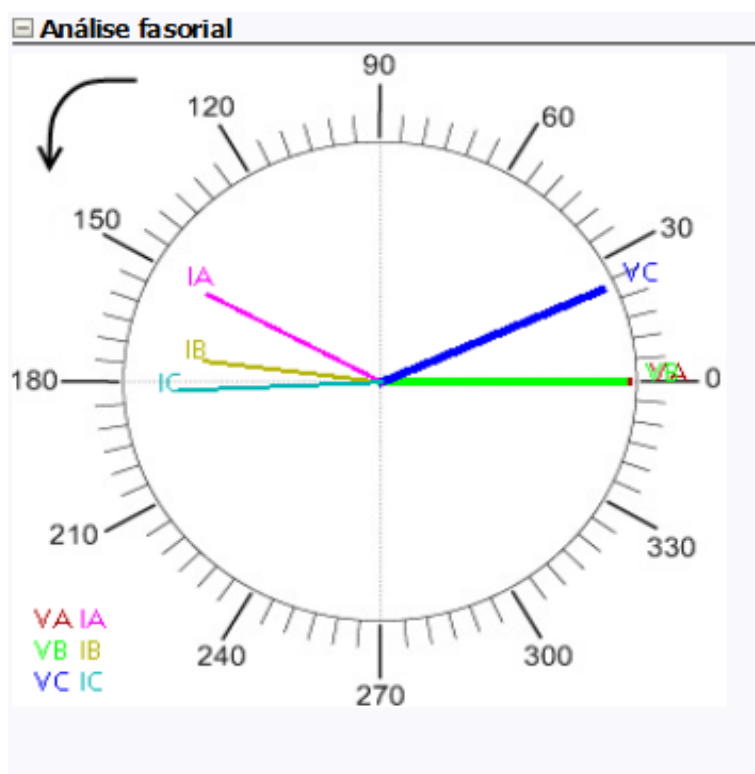
- Grupo Tarifário: Cliente do Grupo A.

- Parecer da ferramenta: Conforme a Tabela 5 e a Figura 19 da UC - D, é possível identificar que os dados dos ângulos de tensão da UC apresentados na página fiscal não estão com a correta defasagem assim como também o diagrama fasorial está alterado.

Tabela 5 – Dados da página fiscal da UC - D com a irregularidade.

Página Fiscal						
	Secundário			Primário		
	A	B	C	A	B	C
Tensão (V)	138,55	136,49	135,94	9.698,36	9.554,09	9.515,73
Ângulo de tensão (°)	0,00	0,00	24,00	0,00	0,00	24,00
Corrente (A)	0,52	0,47	0,53	10,48	9,46	10,54
Ângulo de corrente (°)	152,00	173,00	183,00	152,00	173,00	183,00
Potência Ativa (W)	-64,10	-64,08	-66,88	-89.741,75	-89.708,00	-93.634,19
Potência Reativa (VAr)	-34,08	-7,87	-25,67	-47.716,53	-11.014,76	-35.942,80
Fator de Potência	-0,88	-0,99	-0,93			
Característica Reativa						
Distorção harmônica de tensão (%)	62,00	64,00	63,00			
Distorção harmônica de corrente (%)	0,00	0,00	1,00			
Corrente de neutro (A)	-1,48			-29,69		
	AB	BC	CA	AB	BC	CA
Tensão (V)	2,06	56,64	57,13	144,27	3.965,02	3.998,83
Ângulo de tensão (°)	0,00	282,54	104,56	0,00	282,54	104,56
	Secundário			Primário		
Potência ativa trifásica (W)	-195,06			-273.083,93		
Potência reativa trifásica (VAr)	-67,62			-94.674,09		

Figura 19 – Diagrama fasorial da UC - D com a irregularidade.



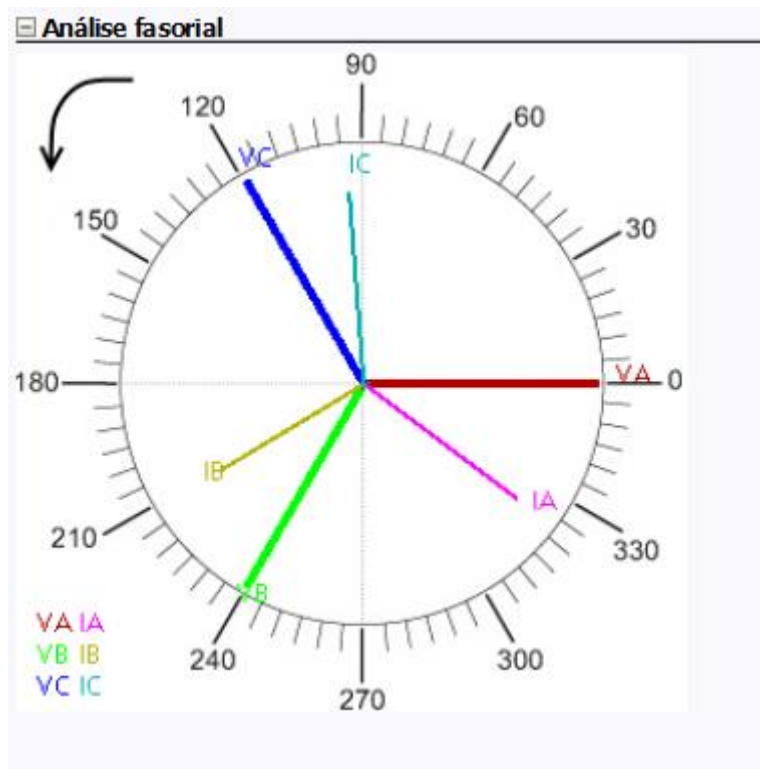
- Parecer Técnico da Fiscalização: Fraude.
- Descrição da Irregularidade: Medidor sem alimentação ou neutro. O equipamento de medição não estava com uma das referências aterradas, sendo assim não estava registrando corretamente o consumo, pois não tinha a referência do neutro.
- Quantidade de Energia Recuperada: 393.753 kWh
- Quantidade de Receita Recuperada: R\$ 48.714,70

Após a regularização, nota-se através dos dados da página fiscal e do diagrama fasorial que os ângulos de tensão possuem a correta defasagem (120° entre as fases).

Tabela 6 – Dados após fiscalização UC – D regularizada.

Página Fiscal						
	Secundário			Primário		
	A	B	C	A	B	C
Tensão (V)	116,17	116,11	114,99	8.132,18	8.127,35	8.049,51
Ângulo de tensão (°)	0,00	240,00	120,00	0,00	240,00	120,00
Corrente (A)	0,43	0,38	0,43	8,56	7,70	8,68
Ângulo de corrente (°)	323,00	211,00	94,00	323,00	211,00	94,00
Potência Ativa (W)	39,71	39,10	44,86	55.594,19	54.734,22	62.798,51
Potência Reativa (VAr)	29,92	21,67	21,88	41.893,22	30.339,67	30.628,88
Fator de Potência	0,80	0,87	0,90			
Característica Reativa						
Distorção harmônica de tensão (%)	0,00	1,00	1,00			
Distorção harmônica de corrente (%)	6,00	4,00	6,00			
Corrente de neutro (A)	-0,03			-0,59		
	AB	BC	CA	AB	BC	CA
Tensão (V)	201,16	200,14	200,20	14.081,17	14.009,63	14.013,82
Ângulo de tensão (°)	29,99	269,84	150,17	29,99	269,84	150,17
	Secundário			Primário		
Potência ativa trifásica (W)	123,66			173.126,92		
Potência reativa trifásica (VAr)	73,47			102.861,78		
Potência aparente trifásica (VA)	143,84			201.378,93		

Figura 20 – Diagrama fasorial da UC - D após regularização



6.2.2.2 Análise de Irregularidade na UC – E

- Grupo Tarifário: Cliente do Grupo A.

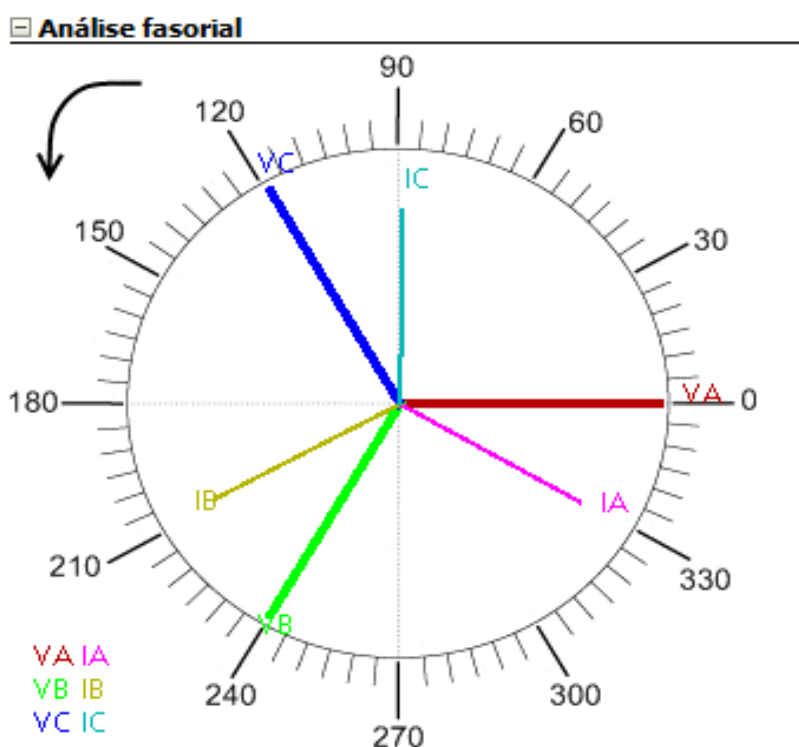
- Parecer da ferramenta: Ligação à revelia. Unidade consumidora em situação cortada, consumindo energia. Conforme Tabela 7 e Figura 22, os dados da página fiscal e do diagrama fasorial indicam consumo normal de energia pela UC.

Tabela 7 – Dados da página fiscal da UC - E com a irregularidade.

☐ Página Fiscal

	Secundário			Primário		
	A	B	C	A	B	C
Tensão (V)	216,57	216,87	216,99	216,57	216,87	216,99
Ângulo de tensão (°)	0,00	240,00	120,00	0,00	240,00	120,00
Corrente (A)	2,47	2,53	2,45	247,00	252,50	245,40
Ângulo de corrente (°)	330,00	209,00	89,00	330,00	209,00	89,00
Potência Ativa (W)	463,26	469,39	456,44	46.325,69	46.938,64	45.643,60
Potência Reativa (VAr)	267,46	282,04	274,25	26.746,15	28.203,58	27.425,44
Fator de Potência	0,87	0,86	0,86			
Característica Reativa						
Distorção harmônica de tensão (%)	1,00	1,00	1,00			
Distorção harmônica de corrente (%)	2,00	2,00	2,00			
Corrente de neutro (A)	-0,03			-2,71		
	AB	BC	CA	AB	BC	CA
Tensão (V)	375,37	375,74	375,47	375,37	375,74	375,47
Ângulo de tensão (°)	30,02	270,01	149,97	30,02	270,01	149,97
	Secundário			Primário		
Potência ativa trifásica (W)	1.389,08			138.907,92		
Potência reativa trifásica (VAr)	823,75			82.375,17		
Potência aparente trifásica (VA)	1.614,96			161.496,37		
	Valores					
Fator de potência trifásico	0,86					
Característica Reativa Trifásica						
Sequência de fases (tensão)	ABC					
Sequência de fases (corrente)	ABC					
Frequência	59,97					
Distorção harmônica total (%)						

Figura 21 – Diagrama fasorial da UC - E com a irregularidade.



- Parecer Técnico da Fiscalização: Fraude.
- Descrição da Irregularidade: Cliente estava cortado e se auto religou.
- Quantidade de Energia Recuperada: 435.666 kWh
- Quantidade de Receita Recuperada: R\$ 39.299,16

A UC foi desligada no momento da fiscalização e após o desligamento o cliente pediu religação da unidade consumidora. A Tabela 8 e a Figura 24 apresentam os dados da UC após a religação.

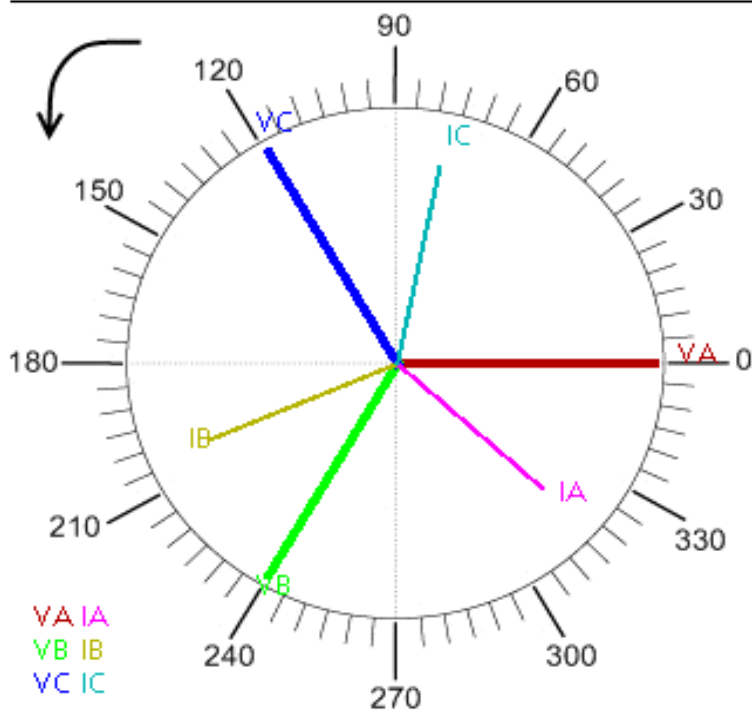
Tabela 8 – Dados após fiscalização UC - E regularizada.

☐ **Página Fiscal**

	Secundário			Primário		
	A	B	C	A	B	C
Tensão (V)	220,06	220,49	220,19	220,06	220,49	220,19
Ângulo de tensão (°)	0,00	240,00	120,00	0,00	240,00	120,00
Corrente (A)	0,75	0,78	0,81	74,90	78,30	81,20
Ângulo de corrente (°)	318,00	203,00	78,00	318,00	203,00	78,00
Potência Ativa (W)	122,49	137,88	132,87	12.248,82	13.787,69	13.286,82
Potência Reativa (VAr)	110,29	103,90	119,64	11.028,89	10.389,77	11.963,51
Fator de Potência	0,74	0,80	0,74			
Característica Reativa						
Distorção harmônica de tensão (%)	0,00	0,00	1,00			
Distorção harmônica de corrente (%)	1,00	2,00	0,00			
Corrente de neutro (A)	-0,01			-1,37		
	AB	BC	CA	AB	BC	CA
Tensão (V)	381,52	381,63	381,26	381,52	381,63	381,26
Ângulo de tensão (°)	30,03	269,98	149,99	30,03	269,98	149,99
	Secundário			Primário		
Potência ativa trifásica (W)	393,23			39.323,33		
Potência reativa trifásica (VAr)	333,82			33.382,17		
Potência aparente trifásica (VA)	515,82			51.581,91		
	Valores					
Fator de potência trifásico	0,76					
Característica Reativa Trifásica						
Sequência de fases (tensão)	ABC					
Sequência de fases (corrente)	ABC					
Frequência	60,01					
Distorção harmônica total (%)						

Figura 22 – Diagrama fasorial da UC - E após regularização.

☐ **Análise fasorial**



6.2.2.3 Análise de Irregularidade na UC – F

- Grupo Tarifário: Cliente do Grupo A.

- Parecer da ferramenta: Corrente da fase A zerada, conforme mostram os dados da página fiscal e do diagrama fasorial na Tabela 9 e Figuras 25 e 26 da UC – F.

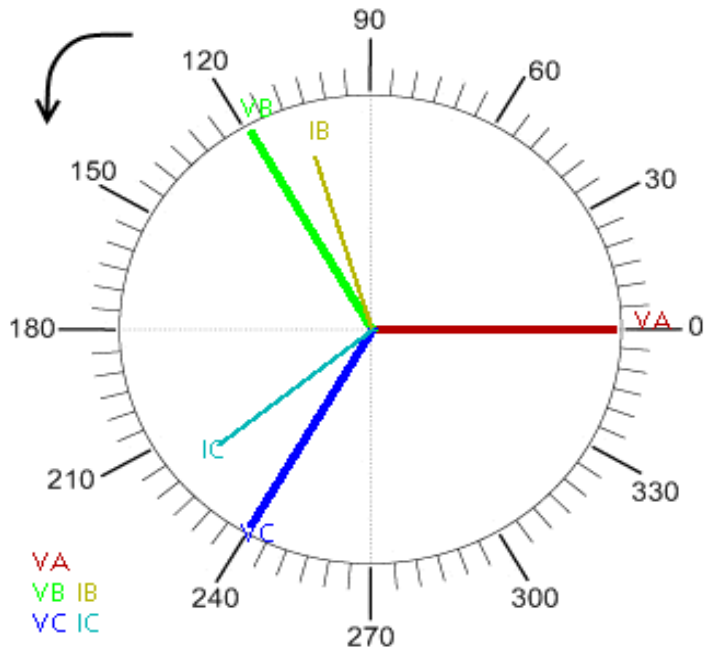
Tabela 9 – Dados da página fiscal da UC - F com a irregularidade.

☐ Página Fiscal

	Secundário			Primário		
	A	B	C	A	B	C
Tensão (V)	122,08	122,24	122,17	122,08	122,24	122,17
Ângulo de tensão (°)	0,00	120,00	240,00	0,00	120,00	240,00
Corrente (A)	0,00	0,80	0,82	0,00	64,32	65,76
Ângulo de corrente (°)	0,00	107,00	219,00	0,00	107,00	219,00
Potência Ativa (W)	0,00	95,76	93,75	0,00	7.660,65	7.500,35
Potência Reativa (VAr)	0,00	22,11	35,99	0,00	1.768,60	2.879,12
Fator de Potência	1,00	0,97	0,93			
Característica Reativa						
Distorção harmônica de tensão (%)	0,00	0,00	1,00			
Distorção harmônica de corrente (%)	0,00	4,00	4,00			
Corrente de neutro (A)	-0,91			-72,75		
	AB	BC	CA	AB	BC	CA
Tensão (V)	211,58	211,66	211,53	211,58	211,66	211,53
Ângulo de tensão (°)	329,98	90,01	210,01	329,98	90,01	210,01
	Secundário			Primário		
Potência ativa trifásica (W)	189,51			15.161,00		
Potência reativa trifásica (VAr)	58,10			4.647,72		
Potência aparente trifásica (VA)	198,22			15.857,40		
	Valores					
Fator de potência trifásico	0,96					
Característica Reativa Trifásica						
Sequência de fases (tensão)	ACB					
Sequência de fases (corrente)	ACB					

Figura 23 – Diagrama fasorial da UC - F com a irregularidade.

Análise fasorial



- Parecer Técnico da Fiscalização: Fraude.

- Descrição da Irregularidade: Chave de aferição adulterada. Encontrado mau contato na chave de aferição do neutro da corrente da fase A, portanto não registrando o consumo corretamente.

- Quantidade de Energia Recuperada: 43.105 kWh

- Quantidade de Receita Recuperada: R\$ 5.690,14

Após a regularização, nota-se através dos dados da página fiscal e do diagrama fasorial que os dados e ângulos de corrente possuem a correta defasagem.

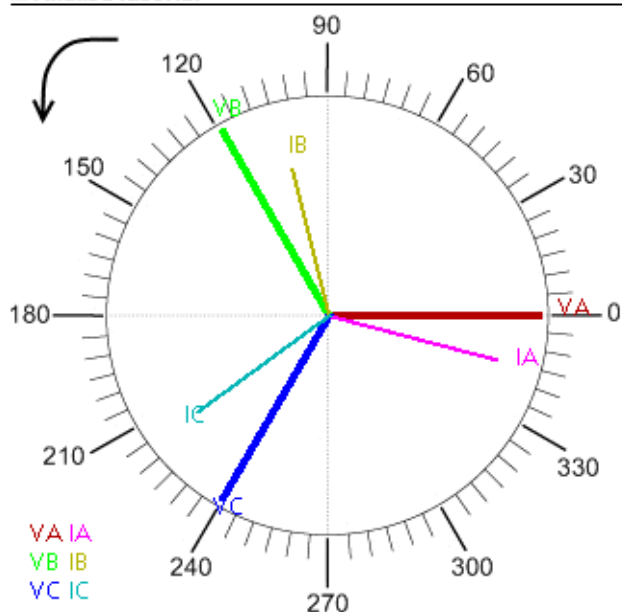
Tabela 10 – Dados após fiscalização UC - F regularizada

☐ **Página Fiscal**

	Secundário			Primário		
	A	B	C	A	B	C
Tensão (V)	123,44	124,05	123,85	123,44	124,05	123,85
Ângulo de tensão (°)	0,00	120,00	240,00	0,00	120,00	240,00
Corrente (A)	0,63	0,55	0,59	50,48	44,32	47,52
Ângulo de corrente (°)	345,00	104,00	217,00	345,00	104,00	217,00
Potência Ativa (W)	75,23	66,06	67,72	6.018,73	5.284,75	5.417,41
Potência Reativa (VAr)	20,16	18,94	28,74	1.612,71	1.515,38	2.299,55
Fator de Potência	0,97	0,96	0,92			
Característica Reativa						
Distorção harmônica de tensão (%)	1,00	1,00	1,00			
Distorção harmônica de corrente (%)	7,00	4,00	4,00			
Corrente de neutro (A)	-0,02			-1,34		
	AB	BC	CA	AB	BC	CA
Tensão (V)	214,33	214,68	214,15	214,33	214,68	214,15
Ângulo de tensão (°)	329,92	90,03	210,06	329,92	90,03	210,06
	Secundário			Primário		
Potência ativa trifásica (W)	209,01			16.720,89		
Potência reativa trifásica (VAr)	67,85			5.427,64		
Potência aparente trifásica (VA)	219,75			17.579,74		
	Valores					
Fator de potência trifásico	0,95					
Característica Reativa Trifásica						
Sequência de fases (tensão)	ACB					
Sequência de fases (corrente)	ACB					
Frequência	59,99					
Distorção harmônica total (%)						

Figura 24 – Diagrama fasorial da UC - F após regularização.

☐ **Análise fasorial**



7 CONCLUSÕES

Foram apresentados, neste trabalho, os procedimentos utilizados pela distribuidora para a identificação de unidades consumidoras que apresentaram irregularidades (defeitos na medição, furtos ou fraudes), com o auxílio do software, com o objetivo de reduzir às perdas comerciais. Tanto o modelo estatístico utilizado para a seleção de UCs a serem inspecionadas do grupo B, como a ferramenta, utilizada para a mesma seleção do grupo A, apresentaram desempenho satisfatórios. A utilização do software SAS®, como segunda etapa de ambos os métodos, essencial para a otimização, resultou em agilidade e ganhos nos resultados.

O uso de tecnologias da informação possibilitou análises no processo de seleção do grupo A de todos os clientes telemedidos, processo antes realizado por análises individuais, UC por UC, o que impossibilitava a verificação de todo o parque. Além dos ganhos processuais, o retorno financeiro elevou o resultado da empresa, pois os clientes com os maiores consumos fazem parte do grupo A, logo identificar as irregularidades com mais rapidez nesses clientes, garante menos prejuízos à empresa e possibilita maiores receitas.

Por fim, uma assertividade de 40% foi obtida o que corresponde a dizer que: para cada 100 inspeções realizadas, em 40 foram identificadas irregularidades. Esses resultados garantiram que a empresa atingisse a meta de recuperação de energia anual antes do previsto.

O esforço das empresas em serem mais eficientes, com recursos limitados, requer investimentos em inteligência para melhorar o planejamento das ações de combate às perdas comerciais. Logo, agir e atuar com a ajuda de ferramentas de análises e novas tecnologias, como os métodos mostrados nesse trabalho, permite reduzir, com menos recursos e maior eficácia, às perdas comerciais. Além de, em conjunto, investir em ferramentas mais precisas para o cálculo de perdas técnicas.

8 REFERÊNCIAS

ABRADEE, *Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica*. Disponível em: <www.abradee.com.br> Acesso em: 05/01/2018.

ANEEL, *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Disponível em: <www.aneel.com.br> Acesso em: 10/01/2018.

ALMEIDA, Marcos Antônio Souza de; OLIVEIRA, Wilson Couto; DANTAS, Pedro Roberto Paiva; *Redução de Perdas de Energia Elétrica na Coelba – Estratégias e Resultados Pós-Privatização*. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização, Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005. Disponível em: <<http://sg.cier.org.uy/Publicaciones/Revista.nsf>> Acesso em: 06/01/2018.

ALVES, Mauro Correia; *Estratégias para o desenvolvimento de modelos de credit score com inferência de rejeitados – 2008* - Disponível em: <www.teses.usp.br/teses/disponiveis> Acesso em: 25/07/2018.

ANTMANN, Pedro - *Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector* - Paper for the World Bank Group Energy Sector Strategy – 2009. Disponível em: <openknowledge.worldbank.org> Acesso em: 21/04/2018.

ARAÚJO, Breno - *Métodos de Inteligência Computacional para Detecção de Fraudes de Energia Elétrica, 2017* – Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br>> Acesso em: 08/03/2018.

ARAÚJO, Elaine Aparecida; CARMONA, Charles Ulises de Montreuil - *Desenvolvimento de Modelos Credit Scoring com Abordagem de Regressão Logística para a Gestão da Inadimplência de uma Instituição de Microcrédito* - 2007 - Disponível em: <revistas.face.ufmg.br> Acesso em: 25/07/2018.

CANCIAN, Wellington Fazzi, *Metodologia para Identificação e Clusterização Espacial de Perdas Não-Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica* - Escola de Engenharia - Universidade Federal de Minas Gerais, 2013. 132p. Dissertação (Mestrado). Disponível em: <www.bibliotecadigital.ufmg.br> Acesso em: 05/01/2018.

CARVALHO, R. L. S. - *Sistema Computacional para Detecção de Fraudes no Consumo de Energia Elétrica em Redes de Distribuição* - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – 2017. Disponível em: <<http://xxivsnptee.com.br>> Acesso em: 21/04/2018.

COMETTI, E. S.; ESCELSA; e VAREJÃO, F. M.; - *Melhoramento da Identificação de Perdas Comerciais Através da Análise Computacional Inteligente do Perfil de Consumo e dos Dados Cadastrais de Consumidores*. Relatório Final do Projeto de P&D, Ciclos 2003/2004, ESCELSA/ANEEL, 2005. Disponível em: <<http://ninfa.inf.ufes.br>> Acesso em: 06/01/2018.

DEPURU, Soma Shekara Sreenadh Reddy; WANG Lingfeng; DEVABHAKTUNI Vijay - *A Hybrid Neural Network Model and Encoding Technique for Enhanced Classification of Energy Consumption Data*. IEEE Conference Publications, pp. 1-8, 2011. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org>> Acesso: 21/04/2018.

FARIA, Lucas Teles de. - *Sistema Inteligente Híbrido Intercomunicativo para Detecção de Perdas Comerciais* - Ilha Solteira: [s.n.], 2012. Disponível em: <<https://alsafi.ead.unesp.br>> Acesso em: 03/02/2018.

FERREIRA, Hamilton Melo - *Uso de Ferramentas de Aprendizado de Máquina para Prospecção de Perdas Comerciais em Distribuição de Energia Elétrica* - Campinas, SP: [s.n.], 2008. Disponível em: <<http://www.sendi.org.br/>> Acesso em: 02/03/2018.

FERREIRA, F. Daniel - *Uso de Recursos Computacionais – 2007* –Disponível em: <www.dex.ufla.br> Acesso em: 14/06/2018

GLAUNER, Patrick; MEIRA Jorge Augusto; DOLBERG Lautaro; STATE Radu; BETTINGER Franck; RANGONI Yves. *Neighborhood Features Help Detecting Non-Technical Losses in Big Data Sets*. IEEE Conference Publications, pp. 253-261, 2016. Disponível:<<https://ieeexplore.ieee.org>> Acesso: 21/04/2018.

MÉFFE, André - *Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição – 2001*. Disponível em: <<http://www.periodicos.capes.gov.br>> Acesso em: 16/01/2018.

PENIN, C. A. D. S. *Combate, Prevenção e Otimização das perdas Comerciais de Energia Elétrica*. Universidade de São Paulo: [s.n.], 2008. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/> > Acesso em: 05/01/2018.

PRODIST - Módulo 5 - Sistemas de Medição – 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-5>> Acesso: 24/01/2018.

PRODIST, Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição – Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents>> Acesso em: 05/01/2018.

RAMOS, Caio Cesar Oba - *Caracterização de Perdas Comerciais em Sistemas de Energia Através de Técnicas Inteligentes* - Universidade de São Paulo: [s.n.], 2014. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/> > Acesso em: 05/01/2018.

Resolução Normativa 414 – Disponível em <www2.aneel.gov.br> Acesso em: 26/01/2018.

SAS, Apostila SAS. Disponível em: <www.sas.com.br> Acesso em: 14/06/2018.

SILVEIRA, Clodoaldo - *Mudança do Patamar de Qualidade em Pré-Análises de Ordens de Serviço de Fiscalização* - XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica SENDI 2012 - Rio de Janeiro - RJ – Brasil. Disponível em: <<http://www.cgti.org.br/publicacoes/>> Acesso em:16/01/2018.

TREVIZAN, Rodrigo Daniel - *Detecção e Identificação de Perdas Comerciais em Sistemas de distribuição: Metodologia Baseada em Floresta de Caminhos Ótimos* – 2014. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br>> Acesso em: 16/01/2018.

VIEIRALVES, Eduardo de Xerez - *Proposta de uma Metodologia para Avaliação das perdas Comerciais dos Sistemas Elétricos. O Caso Manaus*: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 136 p. Dissertação (Mestrado). Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/>> Acesso em: 25/01/2018.

ANEXO I

Parâmetros utilizados no modelo de identificação do Grupo B.

Tabela 11 – Parâmetros adotados

Qtde de meses com parcelamento de fatura nos x meses
Consumo Médio dos últimos 3 meses < 50Kwh (Só para Residencial) para x meses
Qtde de meses consecutivos com parcelamento de fatura (x meses)
Qtde de meses com 0-<consumo < 100Kwh nos x meses
Qtde de meses com impedimento de leitura nos x meses
Qtde de fiscalizações baixadas nos x meses
Qtde de meses consecutivos com impedimento de leitura x meses
Qtde de meses consecutivos com fiscalizações nos x meses
Qtde de meses com fraude nos x meses
Qtde de meses consecutivos consumo atual < 10% do mês anterior
Qtde de meses com avaria nos x meses
Qtde de meses consecutivos com irregularidade
Qtde de meses com inspeção regular nos x meses
Qtde de meses consecutivos com irregularidade
Qtde de meses em que consumo = 0 nos x meses
Qtde de meses consecutivos com irregularidade
Qtde de vezes em que o consumo ficou = 0 mais que 3 meses consecutivos nos x meses
Qtde de irregularidade 1 nos x meses
Qtde de meses com troca de titularidade nos x meses
Qtde de irregularidade 2 nos x meses

Média de consumo dos últimos 4 meses < 30% da Média de consumo do mesmo período do ano anterior em todo o histórico

Qtde de irregularidade 3 nos x meses

Média de consumo dos últimos 4 meses < 40% da Média de consumo do mesmo período do ano anterior em todo o histórico

ANEXO II

Tabelas com Histórico de Consumo dos Clientes do Grupo B, mostrando o de-
grau no consumo durante a irregularidade.

Tabela 12 - Histórico de Consumo da UC – A do grupo B

Histórico de Consumo					Dados de Leitura							
Orig.	Dt. Ref.	Dias	Faturado	Ftp.	Irreg.	Data Leitura	Equipamento	CON/AHR	Demanda	En. Reat.	Cste.	Dias
ANL	07/2015	30	90		011	03/07/2015	0001 MD B0292258	2188			10	30
ANL	08/2015	32	720		011	04/08/2015	0001 MD B0292258	2260			10	32
ANL	09/2015	29	510		000	02/09/2015	0001 MD B0292258	2311			10	29
ANL	10/2015	30	882		000	18/09/2015	0001 MD B0292258	2336			10	16
ANL	11/2015	33	1402		011	18/09/2015	0001 MD B15808320	0			1	0
ANL	12/2015	30	1127		000	02/10/2015	0001 MD B15808320	632			1	14
ANL	01/2016	32	1242		000	04/11/2015	0001 MD B15808320	2034			1	33
ANL	02/2016	28	849		000	04/12/2015	0001 MD B15808320	3161			1	30
ANL	03/2016	30	890		000	05/01/2016	0001 MD B15808320	4403			1	32
ANL	04/2016	32	849		000	02/02/2016	0001 MD B15808320	5252			1	28
ANL	05/2016	30	848		000	03/03/2016	0001 MD B15808320	6142			1	30
ANL	06/2016	29	700		000	04/04/2016	0001 MD B15808320	6991			1	32
ANL	07/2016	32	643		000	04/05/2016	0001 MD B15808320	7839			1	30
ANL	08/2016	29	639		000	02/06/2016	0001 MD B15808320	8539			1	29
ANL	09/2016	31	513		000	04/07/2016	0001 MD B15808320	9182			1	32
ANL	10/2016	32	663		000	02/08/2016	0001 MD B15808320	9821			1	29
ANL	11/2016	30	728		000	02/09/2016	0001 MD B15808320	10334			1	31
ANL	12/2016	29	760		000	04/10/2016	0001 MD B15808320	10997			1	32
ANL	01/2017	32	990		000	03/11/2016	0001 MD B15808320	11725			1	30
ANL	02/2017	30	710		000	02/12/2016	0001 MD B15808320	12485			1	29
ANL	03/2017	29	234		011	03/01/2017	0001 MD B15808320	13475			1	32
ANL	04/2017	31	390		011	02/02/2017	0001 MD B15808320	14185			1	30
ANL	05/2017	30	251		000	03/03/2017	0001 MD B15808320	14419			1	29
ANL	06/2017	30	378		011	03/04/2017	0001 MD B15808320	14809			1	31
ANL	07/2017	32	465		000	03/05/2017	0001 MD B15808320	15060			1	30
ANL	08/2017	30	295		000	02/06/2017	0001 MD B15808320	15438			1	30
ANL	09/2017	32	323		000	04/07/2017	0001 MD B15808320	15903			1	32
ANL	10/2017	30	342		000	03/08/2017	0001 MD B15808320	16198			1	30
ANL	11/2017	30	1851		011	04/09/2017	0001 MD B15808320	16521			1	32
ANL	12/2017	32	1751		000	04/10/2017	0001 MD B15808320	16863			1	30
ANL	01/2018	29	1382		000	03/11/2017	0001 MD B15808320	18714			1	30
ANL	02/2018	30	791		012	05/12/2017	0001 MD B15808320	20465			1	32
ANL	03/2018	28	993		000	03/01/2018	0001 MD B15808320	21847			1	29
ANL	04/2018	32	1161		000	02/02/2018	0001 MD B15808320	22638			1	30
ANL	05/2018	30	980		000	02/03/2018	0001 MD B15808320	23631			1	28
ANL	06/2018	32	1150		000	03/04/2018	0001 MD B15808320	24792			1	32
ANL	07/2018	29	1111		000	03/05/2018	0001 MD B15808320	25772			1	30
						04/06/2018	0001 MD B15808320	26922			1	32
						03/07/2018	0001 MD B15808320	28033			1	29

Tabela 13 - Histórico de Consumo da UC – B do grupo B

Histórico de Consumo						Dados de Leitura							
Orig.	Dt. Ref.	Dias	Faturado	Ftp.	Irreg.	Data Leitura	Equipamento		CON/AHR	Demanda	En. Reat.	Cste.	Dias
ANL	07/2015	30	5880		000	02/07/2015	0001	MD 3T2701596	29513			1	30
ANL	08/2015	32	6809		000	03/08/2015	0001	MD 3T2701596	36322			1	32
ANL	09/2015	29	6672		000	01/09/2015	0001	MD 3T2701596	42994			1	29
ANL	10/2015	30	7270		000	01/10/2015	0001	MD 3T2701596	50264			1	30
ANL	11/2015	33	8257		000	03/11/2015	0001	MD 3T2701596	58521			1	33
ANL	12/2015	30	7210		000	03/12/2015	0001	MD 3T2701596	65731			1	30
ANL	01/2016	32	7936		000	04/01/2016	0001	MD 3T2701596	73667			1	32
ANL	02/2016	28	6305		000	01/02/2016	0001	MD 3T2701596	79972			1	28
ANL	03/2016	30	6320		000	02/03/2016	0001	MD 3T2701596	86292			1	30
ANL	04/2016	30	5695		000	01/04/2016	0001	MD 3T2701596	91987			1	30
ANL	05/2016	32	5461		000	03/05/2016	0001	MD 3T2701596	97448			1	32
ANL	06/2016	29	4157		000	01/06/2016	0001	MD 3T2701596	1605			1	29
ANL	07/2016	30	4060		000	01/07/2016	0001	MD 3T2701596	5665			1	30
ANL	08/2016	31	4083		000	01/08/2016	0001	MD 3T2701596	9748			1	31
ANL	09/2016	31	4076		000	01/09/2016	0001	MD 3T2701596	13824			1	31
ANL	10/2016	32	4340		000	03/10/2016	0001	MD 3T2701596	18164			1	32
ANL	11/2016	29	4083		000	01/11/2016	0001	MD 3T2701596	22247			1	29
ANL	12/2016	30	4157		000	01/12/2016	0001	MD 3T2701596	26404			1	30
ANL	01/2017	32	4719		000	02/01/2017	0001	MD 3T2701596	31123			1	32
ANL	02/2017	30	2361		012	01/02/2017	0001	MD 3T2701596	33484			1	30
ANL	03/2017	29	1413		012	02/03/2017	0001	MD 3T2701596	34897			1	29
ANL	04/2017	30	1507		000	01/04/2017	0001	MD 3T2701596	36404			1	30
ANL	05/2017	31	1463		000	02/05/2017	0001	MD 3T2701596	37867			1	31
ANL	06/2017	30	1258		000	01/06/2017	0001	MD 3T2701596	39125			1	30
ANL	07/2017	32	802		000	03/07/2017	0001	MD 3T2701596	39927			1	32
ANL	08/2017	30	385		012	02/08/2017	0001	MD 3T2701596	40312			1	30
ANL	09/2017	30	1706		011	15/08/2017	0001	MD 3T2701596	40465			1	13
ANL	10/2017	31	2490		011	15/08/2017	0001	MD 3T4765621	0			1	0
ANL	11/2017	30	3465		011	01/09/2017	0001	MD 3T4765621	1553			1	17
ANL	12/2017	33	3838		000	02/10/2017	0001	MD 3T4765621	4043			1	31
ANL	01/2018	29	3680		000	01/11/2017	0001	MD 3T4765621	7508			1	30
ANL	02/2018	30	3672		000	04/12/2017	0001	MD 3T4765621	11346			1	33
ANL	03/2018	28	3468		000	02/01/2018	0001	MD 3T4765621	15026			1	29
ANL	04/2018	32	4254		000	01/02/2018	0001	MD 3T4765621	18698			1	30
ANL	05/2018	30	3579		000	01/03/2018	0001	MD 3T4765621	22166			1	28
ANL	06/2018	30	3243		000	02/04/2018	0001	MD 3T4765621	26420			1	32
ANL	07/2018	31	3553		000	02/05/2018	0001	MD 3T4765621	29999			1	30
						01/06/2018	0001	MD 3T4765621	33242			1	30
						02/07/2018	0001	MD 3T4765621	36795			1	31

Tabela 14 - Histórico de Consumo da UC – C do grupo B

Histórico de Consumo					Dados de Leitura								
Orig.	Dt. Ref.	Dias	Faturado	Ftp.	Irreg.	Data Leitura	Equipamento		CON/AHR	Demanda	En. Reat.	Cste.	Dias
ANL	07/2015	32	292		011	14/07/2015	0001	MD B10183152	40849			1	32
ANL	08/2015	29	256		000	12/08/2015	0001	MD B10183152	41105			1	29
ANL	09/2015	30	267		000	11/09/2015	0001	MD B10183152	41372			1	30
ANL	10/2015	32	298		000	13/10/2015	0001	MD B10183152	41670			1	32
ANL	11/2015	30	341		000	12/11/2015	0001	MD B10183152	42011			1	30
ANL	12/2015	32	319		000	14/12/2015	0001	MD B10183152	42330			1	32
ANL	01/2016	30	408		000	13/01/2016	0001	MD B10183152	42738			1	30
ANL	02/2016	29	335		000	11/02/2016	0001	MD B10183152	43073			1	29
ANL	03/2016	29	305		000	11/03/2016	0001	MD B10183152	43378			1	29
ANL	04/2016	32	345		000	12/04/2016	0001	MD B10183152	43723			1	32
ANL	05/2016	30	295		000	12/05/2016	0001	MD B10183152	44018			1	30
ANL	06/2016	32	286		000	13/06/2016	0001	MD B10183152	44304			1	32
ANL	07/2016	30	255		000	13/07/2016	0001	MD B10183152	44559			1	30
ANL	08/2016	30	301		000	12/08/2016	0001	MD B10183152	44860			1	30
ANL	09/2016	32	325		000	13/09/2016	0001	MD B10183152	45185			1	32
ANL	10/2016	30	324		000	13/10/2016	0001	MD B10183152	45509			1	30
ANL	11/2016	29	350		000	11/11/2016	0001	MD B10183152	45859			1	29
ANL	12/2016	31	346		000	12/12/2016	0001	MD B10183152	46205			1	31
ANL	01/2017	30	467		000	11/01/2017	0001	MD B10183152	46672			1	30
ANL	02/2017	29	444		000	09/02/2017	0001	MD B10183152	47116			1	29
ANL	03/2017	32	558		000	13/03/2017	0001	MD B10183152	47674			1	32
ANL	04/2017	29	71		012	11/04/2017	0001	MD B10183152	47745			1	29
ANL	05/2017	30	50		000	11/05/2017	0001	MD B10183152	47784			1	30
ANL	06/2017	32	50		000	12/06/2017	0001	MD B10183152	47831			1	32
ANL	07/2017	31	50		000	13/07/2017	0001	MD B10183152	47880			1	31
ANL	08/2017	32	217		000	28/07/2017	0001	MD B10183152	47905			1	15
ANL	09/2017	30	340		000	28/07/2017	0001	MD B17363008	0			1	0
ANL	10/2017	30	377		000	14/08/2017	0001	MD B17363008	192			1	17
ANL	11/2017	31	376		000	13/09/2017	0001	MD B17363008	532			1	30
ANL	12/2017	30	398		000	13/10/2017	0001	MD B17363008	909			1	30
ANL	01/2018	29	415		000	13/11/2017	0001	MD B17363008	1285			1	31
ANL	02/2018	29	403		000	13/12/2017	0001	MD B17363008	1683			1	30
ANL	03/2018	31	438		000	11/01/2018	0001	MD B17363008	2098			1	29
ANL	04/2018	30	433		000	09/02/2018	0001	MD B17363008	2501			1	29
ANL	05/2018	30	391		000	12/03/2018	0001	MD B17363008	2939			1	31
ANL	06/2018	32	373		000	11/04/2018	0001	MD B17363008	3372			1	30
ANL	07/2018	30	347		000	11/05/2018	0001	MD B17363008	3763			1	30
						12/06/2018	0001	MD B17363008	4136			1	32
						12/07/2018	0001	MD B17363008	4483			1	30



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica



ANEXO VIII - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado "IDENTIFICAÇÃO E COMBATE ÀS PERDAS COMERCIAIS EM UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA" é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 23 de Agosto de 2018.

Fabiana Borges Lima
Nome completo do(a) aluno(a)

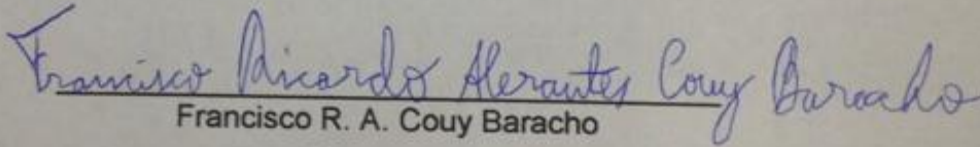


MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica



ANEXO IX – DECLARAÇÃO DE CONFERÊNCIA DA VERSÃO FINAL

Certifico que a aluna Fabiana Borges Lima, autora do trabalho intitulado "IDENTIFICAÇÃO E COMBATE ÀS PERDAS COMERCIAIS EM UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA", efetuou as correções sugeridas pela banca examinadora e que estou de acordo com a versão final do trabalho.


Francisco R. A. Couy Baracho
(Orientador)

João Monlevade, 26 de Setembro de 2018