

CLAINER BRAVIN DONADEL

**INFLUÊNCIA DA FRAUDE E DA CLANDESTINIDADE NAS PERDAS
TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Gilberto Costa Drumond Sousa.

Co-orientador: Prof. Dr. Flávio Miguel Varejão.

VITÓRIA
2010

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Central da Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

D674i Donadel, Clainer Bravin, 1980-
Influência da fraude e da clandestinidade nas perdas técnicas de
energia elétrica / Clainer Bravin Donadel. – 2010.
134 f. : il.

Orientador: Gilberto Costa Drumond Sousa.

Co-Orientador: Flávio Miguel Varejão.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Espírito Santo,
Centro Tecnológico.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Energia elétrica - Consumo. 3.
Fraude. 4. Perda de energia elétrica. I. Sousa, Gilberto Costa Drumond. II.
Varejão, Flávio Miguel. III. Universidade Federal do Espírito Santo.
Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621.3

CLAINER BRAVIN DONADEL

**INFLUÊNCIA DA FRAUDE E DA CLANDESTINIDADE NAS PERDAS
TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 31 de março de 2010.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Gilberto Costa Drumond Sousa
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Prof. Dr. Flávio Miguel Varejão
Universidade Federal do Espírito Santo
Co-orientador

Dr. André Meffe
Daimon Engenharia e Sistemas Ltda

Prof.^a Dra. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo

DEDICATÓRIA

À minha esposa e pais.

AGRADECIMENTOS

Aos professores Gilberto Costa Drumond Sousa e Flávio Miguel Varejão, pela orientação indispensável à realização deste trabalho.

Aos engenheiros João Bosco Anicio, Marco Antonio Fredes e Rodrigo Marin Ferro, da EDP Escelsa, pelos conhecimentos transmitidos.

Ao Giovanni Comarela, pela colaboração nos entendimentos estatísticos.

Aos meus pais, Lauro e Jovelina, por todo apoio, mesmo distantes.

À minha esposa Danieli, pelas leituras e revisões feitas.

RESUMO

As perdas de energia em sistemas de distribuição vêm recebendo uma maior atenção por parte das empresas de energia elétrica de todo o mundo. Em especial, no Brasil, metas cada vez mais rígidas de perdas são estabelecidas pela agência reguladora para cada ano do ciclo tarifário. Empresas cujos índices de perdas ultrapassem os limites estabelecidos correm o risco de ter este excedente não reconhecido na tarifa, tendo que arcar com o prejuízo. Diante deste cenário é fundamental conhecer o comportamento das perdas. O primeiro passo neste sentido é apurar o nível de perdas técnicas e, por diferença a partir das perdas totais, apurar o nível de perdas não técnicas.

Este trabalho apresenta as principais metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição existentes, destacando o nível de informações requeridas em cada uma. Naturalmente metodologias mais precisas requerem um maior detalhamento da rede elétrica existente. Diante das diversas metodologias apresentadas, uma se destaca: a metodologia apresentada por Meffe (2001), em implantação na EDP Escelsa, baseada na utilização de curvas de carga típicas e no ajuste uniforme dos consumos feitos a partir das medições de alimentadores e subestações.

Como aprimoramento da metodologia de Meffe (2001), é apresentado neste trabalho um ajuste no cálculo das perdas técnicas levando em consideração diretamente informações sobre as perdas não técnicas (comerciais). Para isso, foi proposto o uso de dados históricos de inspeções realizadas em campo (histórico de consumidores fraudadores), tanto em consumidores BT como em consumidores MT, para estimar as perdas não técnicas em cada transformador e corrigir diferenciadamente o consumo dos clientes para ajustar o cálculo das perdas técnicas. Em seguida, é proposto um novo ajuste na metodologia, de modo a considerar em seu cálculo também a influência de consumidores clandestinos, que não estão cadastrados na base de dados da concessionária.

Os resultados da nova metodologia são avaliados de forma comparativa com a metodologia de Meffe, e são apresentadas as restrições de sua utilização. Foi verificado que a base histórica de inspeções e de retirada de clandestinos deve ser confiável, pois insumos de baixa qualidade podem prejudicar de forma significativa o resultado final.

ABSTRACT

Energy losses in distribution systems have been receiving greater attention from electric power companies all over the world. In Brazil, in special, stricter loss goals are being set by the regulating agency for each year of the tariff cycle. Companies whose loss rates overpass the set limits risk having such excess unaccounted for in the tariff, having to assume the responsibility for the losses. In face of such a scenario, it is fundamental to understand loss behavior. The first step towards this is to assess the technical loss level and, conversely from the total losses, to assess the non-technical losses.

This paper presents the chief existing methodologies for technical loss calculation in the distribution systems, highlighting the information level required in each one. Naturally, more precise methodologies require greater detailing of the existing electric network. Among the several methodologies presented, one stands out: the methodology presented by Meffe (2001), in EDP Escelsa implantation, based on the use of typical load curves and on the uniform adjustment of consumptions elaborated from feeder and substation measurements.

As an improvement to Meffe's methodology (2001), this paper presents an adjustment in technical loss calculation, directly taking into account information about non-technical losses. To that end, it was proposed the use of historical data of inspections carried out in the field (history of cheating consumers), both in LV consumers and in MV consumers, to estimate non-technical losses in each transformer and to differentially correct the clients' consumption in order to adjust technical loss calculation. Next, a new methodology adjustment is proposed, so as to also consider in its calculation the influence of clandestine consumers, who are not enrolled in the concessionary database.

The new methodology results are evaluated in a comparative way with Meffe's methodology, and restrictions to its use are shown. It was found that the historical base of inspections and the withdrawal of illegal consumers must be reliable, since low quality input might significantly damage the final results.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	12
LISTA DE TABELAS	14
LISTA DE ABREVIATURAS.....	15
1. INTRODUÇÃO GERAL	16
1.1 O Marco Regulatório do Sistema Elétrico Brasileiro	17
1.2 Perdas no Sistema Elétrico.....	17
1.2.1 Perdas de Energia no Âmbito das Concessionárias de Distribuição	18
1.3 Objetivos do Trabalho.....	19
2. METODOLOGIAS DE ESTIMATIVA DE PERDAS TÉCNICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	21
2.1 Metodologias baseadas em modelos estatísticos	21
2.1.1 Metodologia de Cálculo do Comitê de Distribuição da ABRADÉE - CODI	25
2.1.1.1 Fator de carga e fator de perdas.....	25
2.1.1.2 Medidor de Energia	28
2.1.1.3 Ramal de Ligação	29
2.1.1.4 Rede Secundária	32
2.1.1.5 Transformador de Distribuição	37
2.1.1.6 Rede Primária	41
2.1.1.7 Banco de Capacitor	43
2.1.1.8 Banco de Regulador de Tensão	44
2.1.1.9 Outros Segmentos do Sistema.....	44
2.1.1.10 Estimativa das Perdas Não Técnicas	45
2.1.2 Metodologia Regulatória de Cálculo de Perdas Técnicas	45
2.1.2.1 Medidor de Energia	46
2.1.2.2 Ramal de Ligação	47
2.1.2.3 Rede Secundária	48
2.1.2.4 Transformador de Distribuição	54
2.1.2.5 Rede Primária	55
2.1.2.6 Banco de Capacitor	57
2.1.2.7 Banco de Regulador de Tensão	57
2.1.2.8 Outros Segmentos do Sistema.....	57
2.1.2.9 Estimativa das Perdas Não Técnicas	57

2.2 Metodologia Baseada em Fluxo de Carga	58
2.2.1 Medidor de Energia	60
2.2.2 Ramal de Ligação	61
2.2.3 Rede Secundária	62
2.2.4 Transformador de Distribuição	62
2.2.5 Rede Primária	69
2.2.6 Banco de Capacitor	70
2.2.7 Banco de Regulador de Tensão	71
2.2.8 Outros Segmentos do Sistema	71
2.2.9 Estimativa das Perdas Não Técnicas	72
3. METODOLOGIA PROPOSTA DE AJUSTE NO CÁLCULO DE PERDAS	
TÉCNICAS.....	77
3.1 Introdução	77
3.2 Ajuste no Cálculo de Perdas Técnicas a partir de Estimativa de Perdas não Técnicas.....	78
3.2.1 Aplicação da Metodologia Proposta.....	88
3.3 Efeito dos Consumidores Clandestinos no Cálculo de Perdas Técnicas	89
3.3.1 Informações sobre Consumidores Clandestinos.....	90
3.3.2 Conexão entre Dados Elétricos e Políticos.....	90
3.3.3 Aplicação dos Insumos ao Método Pré-existente.....	91
3.3.4 Preparação dos Insumos	91
3.3.5 Aplicação da Metodologia.....	93
4. RESULTADOS	98
4.1 Introdução	98
4.2 Avaliação da metodologia considerando distribuição não uniforme da energia não faturada.....	98
4.2.1 Topologia de testes proposta	99
4.2.2 Aplicação da metodologia aos cenários de testes propostos	100
4.2.3 Resultados encontrados	105
4.3 Resultados de simulação em redes reais – correção de consumo nos consumidores fraudadores e adição de consumidores clandestinos.....	107
4.4 Resultados de simulação em redes reais – estudo de caso: análise espacial da subestação Vila Velha (VVE)	113
5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	117

5.1 Trabalhos futuros	118
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
APÊNDICES	124
APÊNDICE I: Problema da árvore geradora mínima (<i>Minimal Spanning Tree</i> – MST)	124
APÊNDICE II: Número mínimo de inspeções para cálculo da taxa de irregularidades	127
APÊNDICE III: Número mínimo de registros de fraudadores para cálculo da média de elevação de consumo.....	130
APÊNDICE IV: Número mínimo de visitas para cálculo da quantidade média de consumidores clandestinos.....	131
APÊNDICE V: Dados utilizados no gráfico da Figura 4.4 e no gráfico da Figura 4.5	132

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Representação do ramal monofásico. Retirado de Meffe (2001).....	30
Figura 2.2 - Representação do ramal bifásico. Retirado de Meffe (2001)	31
Figura 2.3 - Representação do ramal trifásico. Retirado de Meffe (2001).....	31
Figura 2.4 - Tipologias de redes de baixa tensão adotadas.....	49
Figura 2.5 - Trecho de rede elementar.....	49
Figura 2.6 - Segmentos do sistema de distribuição. Retirado de Meffe (2001)	59
Figura 2.7 - Representação de uma unidade transformadora com um transformador monofásico. Retirado de Meffe (2001).....	63
Figura 2.8 - Representação de uma unidade transformadora com dois transformadores monofásicos na ligação delta aberto. Retirado de Meffe (2001).....	65
Figura 2.9 - Representação de uma unidade transformadora com três transformadores monofásicos na ligação delta fechado. Retirado de Meffe (2001)	67
Figura 2.10 - Representação de uma unidade transformadora com um transformador trifásico na ligação delta-estrela. Retirado de Meffe (2001)	68
Figura 2.11 - Etapas da metodologia desenvolvida por Meffe.....	76
Figura 3.1 - Ilustração de agrupamento baseado em grafo.....	79
Figura 3.2 - Procedimento de agrupamento baseado em grafo	80
Figura 3.3 - Metodologia para estimativa das perdas não técnicas e ajuste dos consumos....	88
Figura 3.4 - Fluxograma de funcionamento das metodologias: (a) Cálculo de perdas técnicas criado por Meffe (2001 e 2007); (b) Metodologia proposta, através do ajuste de consumos dos clientes fraudadores.....	89
Figura 3.5 - Exemplo de histórico de consumidores clandestinos retirados.....	90
Figura 3.6 - Exemplo de bairro coberto por mais de uma subestação.....	94
Figura 3.7 - Fluxograma de funcionamento, considerando inclusão de consumidores clandestinos.....	96
Figura 3.8 - Fluxograma dos subprocessos da etapa "adição de consumidores clandestinos".	97
Figura 4.1 - Topologia de testes utilizada.....	99
Figura 4.2 – Criação dos cenários a partir da rede de testes.....	104
Figura 4.3 – Fluxograma da aplicação da metodologia proposta à rede fictícia adotada.....	105
Figura 4.4 – Perdas técnicas obtidas através da metodologia de Meffe e perdas técnicas calculadas para o caso base de cada cenário proposto, em função da distância de carga equivalente. Detalhes no APÊNDICE V.	106

Figura 4.5 - Taxas de acerto em função da distância de carga equivalente e do desvio máximo adotado para a taxa de perdas não técnicas. Detalhes no APÊNDICE V.....	107
Figura 4.6 – Cálculo das perdas técnicas na área piloto: metodologia de Meffe e proposta - janeiro a dezembro/2008.....	108
Figura 4.7 – Perdas técnicas por segmento: metodologia de Meffe - acumulado entre janeiro/2008 e dezembro/2008 na Região Metropolitana da Grande Vitória.....	110
Figura 4.8 - Perdas técnicas por segmento: metodologia proposta considerando apenas consumidores fraudadores - acumulado entre janeiro/2008 e dezembro/2008 na Região Metropolitana da Grande Vitória.....	111
Figura 4.9 - Perdas técnicas por segmento: metodologia proposta considerando consumidores fraudadores e clandestinos - acumulado entre janeiro/2008 e dezembro/2008 na Região Metropolitana da Grande Vitória.....	111
Figura 4.10 – Variação entre os valores de perdas técnicas (por segmento): metodologia de Meffe x metodologia proposta considerando apenas consumidores fraudadores - acumulado entre janeiro/2008 e dezembro/2008 na Região Metropolitana da Grande Vitória.....	112
Figura 4.11 - Variação entre os valores de perdas técnicas (por segmento): metodologia de Meffe x metodologia proposta considerando consumidores fraudadores e clandestinos - acumulado entre janeiro/2008 e dezembro/2008 na Região Metropolitana da Grande Vitória.....	112
Figura 4.12 - Diferença percentual nos valores de perdas técnicas no cobre dos transformadores, entre a metodologia de Meffe e a metodologia proposta considerando apenas consumidores fraudadores	115
Figura 4.13 - Diferença percentual nos valores de perdas técnicas no cobre dos transformadores, entre a metodologia de Meffe e a metodologia proposta considerando consumidores fraudadores e clandestinos.....	116

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Exemplos de bairros e os respectivos valores de n e o do número de visitas realizadas.	92
Tabela 4.1 - Parâmetros de cálculo utilizados na avaliação das metodologias	100
Tabela 4.2 – Pesos adotados para cada agrupamento (taxa de perdas não técnicas).....	101
Tabela 4.3 - Perdas técnicas por subestação: metodologia de Meffe x metodologia proposta (considerando consumidores fraudadores e fraudadores + clandestinos) - acumulado entre janeiro e dezembro/2008.....	109
Tabela 4.4 - Perdas técnicas no cobre dos transformadores, por região - subestação VVE.	114

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CODI	Comitê de Distribuição da ABRADEE
PRODIST	Procedimentos de Distribuição

1. INTRODUÇÃO GERAL

Segundo Waltenberg (2000), o início da utilização da energia elétrica no Brasil, em 1889, foi caracterizado por pequenas usinas próximas às pequenas áreas urbanas. A dispersão dos sistemas elétricos existentes e suas modestas capacidades de produção tornaram a atividade um serviço de interesse local, regido por leis próprias de cada município. A distribuição era tratada como uma atividade acessória da geração porque os aproveitamentos, situados próximos às áreas de consumo, dispensavam maiores preocupações com o transporte de energia.

Até o advento do Código de Águas, a história da energia elétrica no Brasil foi marcada pelas concessões municipais. Em 1934, o Governo Federal avocou a si a competência para dispor sobre energia elétrica. A Constituição de 1934 e o Código de Águas definiram que a competência para legislar e conceder outorgas para exploração de energia elétrica seriam da União.

Durante grande parte do século XX houve um avanço do processo de estatização do setor elétrico (Justen Filho, 2003), devido à falta de investimentos privados para ampliar a capacidade dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Em 1948, foi criada a Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF. Em 1961, foram criadas as Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás, que controlaria CHESF e FURNAS. Em 1979, com a compra da Light, todas as concessionárias do setor eram constituídas por 100% de capital nacional, o que possibilitou grandes investimentos de ampliação de capacidade.

Nos anos 80, o modelo estatal clássico adotado para o setor elétrico apresentou sinais de enfraquecimento. A tarifa, equalizada nacionalmente, era mantida com a transferência de recursos das empresas superavitárias, geralmente localizadas no Sul e no Sudeste, para as empresas deficitárias localizadas no Norte, no Nordeste e no Centro-Oeste. Tal sistema, além de não induzir a uma gestão eficiente, era agravado pelo fato das tarifas serem utilizadas pelo Governo Federal como item de controle da inflação, num exemplo claro de “demagogia regulatória” (Justen Filho, 2003).

Na década de 90 foi anunciada a remodelagem do sistema elétrico brasileiro, com a introdução no mercado dos agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição de energia elétrica, regulados de forma específica.

1.1 O Marco Regulatório do Sistema Elétrico Brasileiro

A reestruturação do setor elétrico brasileiro teve início com a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996 (Brasil, 1996), envolvendo a privatização das companhias operadoras e a instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A segunda grande mudança ocorreu em 2004, com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, que teve como objetivos principais garantir a segurança no suprimento, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização (como o Luz para Todos).

O cumprimento dos contratos de concessão e as atividades desenvolvidas são estritamente reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. Entre as variáveis reguladas estão as tarifas e a qualidade do serviço prestado – tanto do ponto de vista técnico quanto de atendimento ao consumidor.

No caso de distribuidoras de energia elétrica, diversos elementos de desempenho são considerados no cálculo periódico das tarifas: empresa de referência, investimentos realizados e índices de perdas de energia, dentre outros definidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 234/2006 (Brasil, 2006). No que tange o atendimento ao consumidor, a ANEEL também regula sua participação financeira, quando da necessidade de obras de expansão/reforço no sistema (Brasil, 2007). Também neste caso são consideradas, para efeito de valoração dos benefícios dos investimentos propostos, as perdas técnicas de energia.

1.2 Perdas no Sistema Elétrico

Associado ao aspecto regulatório, os altos custos envolvidos na construção de novas unidades geradoras, novas linhas de transmissão e novas linhas de distribuição exigem soluções cada vez mais eficientes no atendimento ao crescente mercado de energia. A redução das perdas de energia torna-se primordial para o aumento da eficiência dos sistemas elétricos. Tais preocupações podem postergar investimentos, representando economia de capital, haja vista que um mesmo parque gerador poderá atender a uma carga maior (Meffe, 2001).

Na tentativa de reduzir os índices de perdas, é importante identificar as perdas no sistema de distribuição. Segundo Meffe (2001) a perda pode ser classificada quanto à natureza, origem, localização e segmento.

Quanto à natureza, a perda pode ser classificada em perda de demanda e perda de energia. A perda de demanda é a diferença entre a demanda de entrada (potência aparente de

entrada) e a demanda de saída (potência aparente de saída) num componente do sistema elétrico num dado instante. A perda de energia é a diferença entre a energia de entrada e a energia de saída num componente num dado intervalo de tempo.

Quanto à origem, a perda pode ser classificada em perda técnica e perda não técnica. A perda técnica é a energia ou demanda que se perde durante seu transporte, inerente ao processo. São decorrentes das leis da física e podem ser de origem térmica, dielétrica ou magnética. A perda não técnica é a energia ou demanda efetivamente entregue ao consumidor, ao consumo próprio ou a outra concessionária, mas que, por algum motivo, não foi computada nas vendas. Essas perdas estão diretamente associadas à gestão comercial da distribuidora.

Quanto à localização, as perdas podem ser classificadas em perdas globais, perdas na transmissão e perdas na distribuição. As perdas globais são as perdas nos sistemas de geração, transmissão e distribuição. As perdas na transmissão são as perdas nos sistemas de geração e de transmissão. As perdas na distribuição são as perdas que ocorrem somente no sistema de distribuição.

Já as perdas técnicas podem ser classificadas de acordo com o segmento em que ocorrem. A rede primária, o transformador de distribuição, a rede secundária e o medidor de energia são alguns segmentos do sistema de distribuição. O segmento pode ser definido como se segue: “um segmento é um conjunto de componentes que desempenham uma mesma função no sistema elétrico”.

1.2.1 Perdas de Energia no Âmbito das Concessionárias de Distribuição

Após a desverticalização do sistema elétrico brasileiro em 2004 (Brasil, 2004) ficaram sob responsabilidade das concessionárias de distribuição de energia os sistemas de subtransmissão e distribuição. Nas fronteiras de cada um desses sistemas as concessionárias possuem pontos de medição para determinar a energia passante, seja ela de entrada ou saída. Assim, é possível determinar com facilidade as perdas totais no sistema em questão, conforme Equação (1.1):

$$Perdas_{Totais} = Energia_{Entrada} - Energia_{Saída} \quad (1.1)$$

Por outro lado as perdas técnicas e não técnicas somadas também representam as perdas totais num determinado sistema elétrico, conforme Equação (1.2):

$$Perdas_{Totais} = Perdas_{Técnicas} + Perdas_{NãoTécnicas} \quad (1.2)$$

A Equação (1.1) pode ser combinada com a Equação (1.2). Assim tem-se:

$$Perdas_{Técnicas} + Perdas_{NãoTécnicas} = Energia_{Entrada} - Energia_{Saída} \quad (1.3)$$

Nos sistemas de subtransmissão, é considerado que não há perdas não técnicas de energia, devido à natureza de alta tensão do sistema, praticamente impossibilitando fraudes nestes níveis de tensão. Assim, para este caso, a Equação (1.3) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned} Perdas_{NãoTécnicas} &= 0 \\ Perdas_{Técnicas} &= Energia_{Entrada} - Energia_{Saída} \end{aligned} \quad (1.4)$$

Por outro lado, é conhecido que as perdas não técnicas de energia nos sistemas de distribuição são bastante expressivas. Neste caso, determinar a parcela de perdas totais que cabe às perdas técnicas e às perdas não técnicas não é tarefa trivial, visto que nenhuma destas parcelas pode ser medida diretamente.

Para dirimir este problema, a concessionária deve estimar a parcela correspondente às perdas técnicas de energia, e por diferença, obter a parcela correspondente às perdas não técnicas.

1.3 Objetivos do Trabalho

Existem diversas metodologias de estimativa de perdas técnicas em sistemas de distribuição e cada uma delas é indicada para um cenário específico de informações disponíveis junto à concessionária.

O objetivo deste trabalho é analisar as principais metodologias existentes para cálculo das perdas técnicas de energia e propor uma nova metodologia para cálculo das perdas técnicas capaz de considerar a influência de consumidores fraudadores e clandestinos existentes, e comparar os resultados através da aplicação dos métodos em diferentes cenários de carga. Entende-se por consumidor fraudador aquele consumidor, cadastrado junto à concessionária, que furta energia através da fraude nas instalações elétricas de conexão com a concessionária. Por outro lado, consumidor clandestino é aquele consumidor que efetua a conexão à revelia da concessionária (não estão cadastrados), diretamente nas redes de baixa tensão.

2. METODOLOGIAS DE ESTIMATIVA DE PERDAS TÉCNICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Com relação às metodologias para determinação das perdas nos sistemas de distribuição, verifica-se uma grande variação nos processos adotados pelas distribuidoras. A grande maioria das empresas distribuidoras utiliza para a estimativa das perdas procedimentos como gerência de redes, fluxo de potência, processos estatísticos, modelos geométricos, etc.

A opção entre um processo mais elaborado e uma metodologia simplificada depende tanto dos dados disponíveis como do objetivo proposto. Os métodos mais elaborados, baseados em fluxo de carga, apresentam resultados que devem se aproximar da realidade, podendo inclusive ser utilizados para análises individuais e localizadas, mas isso necessita de uma extensa base de dados e cadastro permanentemente atualizado. Por outro lado as metodologias simplificadas, baseadas em processos estatísticos, requerem um volume reduzido de dados e permitem a estimativa das perdas de forma rápida. No entanto, tendem a apresentar resultados satisfatórios apenas quando aplicadas a grandes sistemas e de forma global (Oliveira, 2006).

Na literatura são apresentados diversos métodos baseados em modelos estatísticos e fluxo de carga, que são apresentados nas seções 2.1 e 2.2, respectivamente. Dentre as metodologias apresentadas, três merecem destaque: a metodologia desenvolvida pelo Comitê de Distribuição da ABRADDEE (Codi, 1996) logo após o início das privatizações do setor elétrico, por contemplar os principais segmentos dos sistemas de distribuição e por ser amplamente utilizada no setor elétrico brasileiro e, em especial, na EDP Escelsa (detalhes na seção 2.1.1); a metodologia desenvolvida pela ANEEL (2009) por ser de utilização obrigatória pelas distribuidoras de energia, quando da revisão tarifária periódica (detalhes na seção 2.1.2); e a metodologia desenvolvida por Meffe (2001 e 2007) por ser uma metodologia completamente baseada em fluxo de carga (detalhes na seção 2.2). Ela servirá de base para o trabalho proposto, além de ter sua utilização iniciada na EDP Escelsa.

2.1 Metodologias baseadas em modelos estatísticos

Durante muitos anos, a reduzida quantidade de informações sobre a rede elétrica disponível nas distribuidoras de energia elétrica, aliada aos elevados custos computacionais, incentivou a pesquisa e o desenvolvimento de modelos estatísticos para estimar as perdas

técnicas nos sistemas distribuição, a partir das informações disponíveis e com pouco esforço computacional. Ainda hoje, muitas distribuidoras não possuem insumos para cálculos mais detalhados e precisam contar com modelos expeditos em suas análises.

Neste sentido, o Codi (Comitê de Distribuição da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADDEE) apresentou em 1996 uma metodologia de cálculo expedito de perdas técnicas no sistema de distribuição baseada em fatores de perdas, na qual o cálculo é feito de forma agregada, porém sua estratificação permite contemplar a maior parte dos segmentos dos sistemas de distribuição: medidores de energia, ramais de ligação, redes secundárias, transformadores de distribuição, redes primárias, bancos de capacitores e bancos de reguladores de tensão (Codi, 1996).

Já Dortolina et al. (2005) apresenta uma metodologia baseada em similaridade de redes. Assim como na metodologia do Codi, a metodologia de Dortolina contempla os segmentos de redes de média e baixa tensão, transformadores, ramais de ligação e medidores.

Sua metodologia adota uma abordagem *Top-Down/Bottom-Up* para estimar as perdas técnicas em sistemas de distribuição, quando as concessionárias não possuem um conjunto completo de dados para o cálculo. Na abordagem *Top-Down* são três os passos para a determinação das perdas técnicas: extração de dados, análise de *clusters* e estimativa de perdas. O primeiro passo envolve o levantamento de características relevantes da rede, tais como consumo *per capita* e quantidade de consumidor por circuito alimentador. O segundo passo contempla a determinação dos *clusters* de acordo com a similaridade das redes. O terceiro passo assume que sistemas similares possuem os mesmos índices de perdas técnicas. As perdas técnicas são calculadas para as redes representativas de cada *cluster* através de algoritmos de fluxo de carga tradicionais.

A abordagem *Bottom-Up* é utilizada para determinar quais ações são necessárias para redução do índice de perdas até o nível máximo requerido. Nesta etapa é necessário um planejamento completo e detalhado da área em estudo, requerendo, assim, muito mais dados do que os que foram utilizados na abordagem *Top-Down*. A metodologia de Dortolina foi aplicada na África do Sul, em uma região com cerca de quinhentos mil consumidores e demanda máxima histórica de 500 MW, estimando uma taxa de perdas técnicas global de 9,9%.

Também calculando as perdas técnicas por segmento de distribuição (transformador de alta tensão (AT)/média tensão (MT), rede primária, transformador de distribuição e rede secundária), Leal (2006) propôs sua metodologia baseada no uso de redes neurais artificiais, que pode ser aplicada a partir de uma amostra de elementos de cada segmento. A metodologia de Leal deve ser aplicada separadamente para cada segmento do sistema de distribuição e é composta das seguintes etapas:

- a) A partir de uma amostra de elementos de cada segmento determina-se o carregamento do elemento por meio das suas curvas diárias das demandas médias e dos desvios-padrão. Isto é feito por meio dos seguintes dados encontrados na base de dados corporativos (identificação dos consumidores, informações sobre curvas típicas e composição estatística das curvas diárias dos consumidores).
- b) Calcula-se as perdas Joule pelo processo denominado por Leal como “processo analítico”, em que, a partir das curvas de carga do elemento, calcula-se um conjunto de curvas de demandas médias com certa probabilidade de ocorrência. As perdas são então calculadas para todas essas curvas e ponderadas pela sua probabilidade de ocorrência para se obter a perda total.
- c) A partir dos resultados das etapas anteriores, treinam-se redes neurais artificiais que irão calcular as perdas em sistemas genéricos utilizando os parâmetros e topologia do segmento e as curvas típicas de cargas dos consumidores e a energia mensal consumida.

Leal realizou simulações para o segmento de transformadores AT/MT utilizando-se de três arquiteturas de redes neurais artificiais diferentes (48 entradas, 9 entradas e 6 entradas). Arquiteturas mais complexas representam melhor a curva de carga porém possuem um tempo de computação maior. Os resultados obtidos com a metodologia de Leal são comparados com os resultados obtidos por métodos analíticos de cálculo intensivo. O erro entre o valor obtido a partir da arquitetura mais complexa e o valor obtido a partir de cálculo analítico intensivo foi de 9,7 %, considerado aceitável por Leal. Nas demais, o erro encontrado foi de 22,8 % e 25,96 %, respectivamente, indicando que a utilização de arquiteturas muito simples conduz a erros elevados, sendo este um ponto de atenção na utilização da metodologia.

Em 2009 a ANEEL, através dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST Módulo 7 (Brasil, 2009), apresenta a última versão de sua metodologia de cálculo de perdas técnicas que

emprega, na avaliação indireta das perdas, conceitos e dados do balanço energético, cálculos que utilizem modelos matemáticos adequados e estimativa de parâmetros de equipamentos, com base em dados históricos e técnicas reconhecidas. Esta metodologia não busca apurar detalhadamente o montante de perdas de cada distribuidora, visando apenas diminuir a assimetria de informações junto aos agentes, adotando uma metodologia única para a apuração das perdas. Um maior detalhamento desta metodologia será apresentado na seção 2.1.2.

Por outro lado Carter-Brown et al. (2005) propôs uma metodologia de cálculo de perdas técnicas mista, combinando as vantagens e precisão de métodos de cálculo estatísticos com perfis de carga. Cargas fixas são assumidas constantes e cargas variáveis são descritas através de uma curva diária de carga (dias da semana, sábados e domingos possuem curvas diferentes) contendo média, variância e correlação de correntes de carga entre consumidores. A partir destes dados, as perdas técnicas são calculadas para o período de um ano através de agrupamentos estatísticos das redes. Os resultados deste método foram validados através do uso de simulação de Monte Carlo, apresentando um desvio de 1,46 %, considerado aceitável.

Ainda no contexto das metodologias baseadas em modelos estatísticos, vários autores propuseram metodologias específicas para estimativa de perdas técnicas nas redes de distribuição de baixa tensão (Strauch, 2002; Schmidt et al., 2003; Lasso et al., 2006; Queiroz et al., 2009). Sua aplicação é voltada para distribuidoras que possuem cadastradas apenas as redes de distribuição de média tensão, ou ainda que possuam um cadastro incompleto das redes de baixa tensão. Há ainda metodologias voltadas para a análise específica de perdas técnicas em redes de média tensão (Ahn et al., 2003), de perdas em transformadores de distribuição (Kissula et al., 2008; Santos, 2006), das incertezas relacionadas aos parâmetros elétricos (Bastos et al., 2008), do uso de perfis de consumo (Poveda, 1999) e do comportamento das perdas técnicas diante de ambientes não senoidais (Au et al., 2009; Papathanassiou et al., 2007). Outras ainda contemplam alguns dos segmentos apresentados, como redes de média tensão, transformadores e redes de baixa tensão (Oliveira, 2009).

2.1.1 Metodologia de Cálculo do Comitê de Distribuição da ABRADDEE - CODI

Em 1996, o Comitê de Distribuição da ABRADDEE (CODI) propôs uma metodologia de cálculo expedito de perdas técnicas no sistema de distribuição, através de seu relatório técnico número 3.2.19.34.0 (Codi, 1996). Esta metodologia foi apresentada logo após o início da série de privatizações das distribuidoras de energia elétrica, iniciado em 1995. A metodologia é baseada na utilização de fatores de carga e fatores de perdas e o cálculo é feito de forma agregada através de modelos estatísticos a partir de estudos realizados pelo próprio CODI. Sua estratificação permite contemplar a maior parte dos segmentos dos sistemas de distribuição.

O método em questão ainda é utilizado amplamente pelas concessionárias de distribuição no Brasil, justamente pela reduzida quantidade de dados requerida e pelos bons resultados que apresenta diante desta situação. Algumas distribuidoras (EDP Escelsa, por exemplo) fizeram adaptações na metodologia, já que possuem uma quantidade maior de informações disponíveis, sem, contudo, se distanciar das técnicas desenvolvidas.

A seguir, será apresentada a forma de tratamento das perdas técnicas nos sistemas de distribuição criada pelo CODI. Será apresentado inicialmente o tratamento dado ao fator de carga e ao fator de perdas. Em seguida, será apresentado o método de cálculo utilizado para cada segmento do sistema de distribuição: medidores de energia, ramais de ligação, redes secundárias, transformadores de distribuição, redes primárias, bancos de capacitores e bancos de reguladores de tensão.

2.1.1.1 Fator de carga e fator de perdas

Define-se como fator de carga a relação entre demanda média e a demanda máxima, ao longo de um período T, mostrado pela Equação (2.1):

$$F_c = \frac{D_{méd}}{D_{máx}} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T D(t) dt}{D_{máx}} \quad (2.1)$$

Onde:

$D_{méd}$ é a demanda média [kW].

$D_{máx}$ é a demanda máxima [kW].

$D(t)$ é a demanda no instante t [kW].

T é o período de tempo analisado [h].

F_c é o fator de carga [pu].

Uma vez que a demanda média é inferior à demanda máxima (ou igual, no caso de cargas constantes), o fator de carga varia nos seguintes limites:

$$0 < F_c \leq 1 \quad (2.2)$$

A integral mostrada na Equação (2.1) representa a energia fornecida (E) ao sistema durante o período T . Assim, tem-se:

$$F_c = \frac{E}{T \cdot D_{máx}} \quad (2.3)$$

Onde:

E é a energia fornecida ao sistema durante o período T .

As relações relativas à $D(t)$ também podem ser aplicadas à função $P(t)$, que representa as perdas técnicas de demanda. Assim, tem-se:

$$F_p = \frac{P_{méd}}{P_{máx}} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt}{P_{máx}} = \frac{e}{T \cdot P_{máx}} \quad (2.4)$$

Onde:

$P_{méd}$ é o valor médio da perda técnica de potência [kW].

$P_{máx}$ é o valor máximo da perda técnica de potência [kW].

$P(t)$ é a perda técnica no instante t [kW].

T é o período de tempo analisado [h].

F_p é o fator de perdas [pu].

e é a perda técnica de energia [kWh].

E

$$0 < F_p \leq 1 \quad (2.5)$$

Admitindo-se que as cargas apresentam fator de potência praticamente constante, e exprimindo as duas grandezas em pu dos respectivos valores máximos, observa-se a seguinte relação entre a perda e a demanda:

$$P(t) \propto [D(t)]^2 \quad (2.6)$$

O processo correto para se calcular o fator de perdas seria usar o diagrama de carga e o diagrama de perdas de cada caso específico. Isto é praticamente inviável quando é necessário analisar um grande número de problemas. Uma solução mais prática consiste em realizar o cálculo anterior em diagramas de carga típicos, e utilizá-los nos demais casos. Na ausência de um conhecimento completo das curvas de carga, procura-se quantificar o fator de perdas (F_p), relacionando-o exclusivamente com o fator de carga (F_c). Os dois fatores se relacionam da seguinte forma:

$$F_c^2 \leq F_p \leq F_c \quad (2.7)$$

Na impossibilidade de definir o fator de perdas a partir unicamente do fator de carga, o problema tem sido resolvido empiricamente, através do uso de diagramas de carga típicos. O

primeiro passo consiste em substituir a Equação (2.7) por expressões equivalentes, mas formalmente mais adequadas às aplicações, conforme mostrado na Equação (2.8):

$$F_p = k \cdot F_c + (1-k)F_c^2 \quad (2.8)$$

O novo parâmetro introduzido, k , representa o grau de indeterminação da Equação (2.7), e deve ser periodicamente estimado a partir de diagramas de carga reais. Valores típicos de k podem variar entre 0,04 e 0,30, sendo bastante comum utilizar o valor de 0,15.

2.1.1.2 Medidor de Energia

Os medidores de energia são compostos basicamente de um par de bobinas para cada fase, sendo cada par de bobinas formado por uma bobina de potencial e uma bobina de corrente. Assim, os medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos possuem, respectivamente, 1 par, 2 pares e 3 pares de bobinas. As perdas que ocorrem na bobina de corrente são de responsabilidade do consumidor (dependem da carga); enquanto as perdas na bobina de potencial são assumidas pela concessionária. A perda de demanda na bobina de potencial não varia ao longo do dia, já que ela está submetida a uma tensão praticamente constante, que permite com que a perda de demanda no medidor seja assumida como independente da carga. A metodologia adotada pelo CODI utiliza uma perda média de 1,2 W por elemento medidor. Assim, o cálculo da perda de energia nos medidores de energia é dado pela Equação (2.9):

$$e_{med} = \frac{1,2 \cdot N_m (j_1 + 2 \cdot j_2 + 3 \cdot j_3) T}{1000} [kWh] \quad (2.9)$$

Onde:

- N_m é o número total de medidores.
- j_1 é a incidência de medidores monofásicos [pu].
- j_2 é a incidência de medidores bifásicos [pu].
- j_3 é a incidência de medidores trifásicos [pu].

T é o intervalo de tempo considerado [h].

e_{med} é a perda de energia nos medidores [kWh].

2.1.1.3 Ramal de Ligação

As perdas num ramal de ligação dependem da carga. Sendo assim, para se calcular as perdas em um ramal de ligação, é necessário conhecer a resistência de cada condutor do ramal de ligação e o valor da corrente em cada um desses condutores em cada instante do dia. Assim, a metodologia do CODI utiliza algumas regras simples para determinar estes parâmetros:

- é estabelecido um ramal típico, representado por comprimento e bitola médios;
- a demanda de um consumidor trifásico é o triplo da demanda de um consumidor monofásico;
- a demanda de um consumidor bifásico é o dobro da demanda de um consumidor monofásico;
- o ramal monofásico tem 2 condutores percorridos por corrente;
- o ramal bifásico e o ramal trifásico têm 3 condutores percorridos por corrente.

Assim, o CODI propôs a utilização da Equação (2.10):

$$e_{ram} = \frac{1000 \cdot R \left[\left(f_s \cdot \sum_{q=S_{\min}}^{S_{\max}} N_q \cdot S_q \cdot f_{uq} \right) - P_s \right]^2}{V_{fn}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{BT} \cdot N_C} \cdot \frac{2i_1 + 3(i_2 + i_3)}{(i_1 + 2i_2 + 3i_3)^2} \cdot f_{pe}^{ram} \cdot T [kWh] \quad (2.10)$$

Onde:

R é a resistência do condutor fase do ramal de ligação típico [Ω].

f_s é o fator de coincidência do sistema secundário.

S_{\min} é a menor capacidade nominal do transformador de potência existente.

S_{\max} é a maior capacidade nominal do transformador de potência existente.

N_q é a quantidade de transformadores de potência q .

S_q é a capacidade nominal do transformador de potência q [kVA].

- f_{uq} é o fator de utilização típico dos transformadores de potência q .
- p_s é a perda máxima de demanda na rede secundária [kW].
- V_{fn} é a tensão fase-neutro da rede secundária [V].
- $\cos \varphi_{BT}$ é o fator de potência típico da rede secundária.
- N_c é o número total de consumidores ligados à rede secundária.
- i_1 é a incidência de consumidores monofásicos [pu].
- i_2 é a incidência de consumidores bifásicos [pu].
- i_3 é a incidência de consumidores trifásicos [pu].
- q é cada capacidade nominal do transformador existente. Assume os valores 15, 30, 45, 75 kVA, etc.
- f_{pe}^{ram} é o fator de perdas.
- T é o intervalo de tempo considerado [h].
- e_{ram} é a perda de energia nos ramais de ligação [kWh].

Para explicar melhor as regras d) e e) propostas pelo CODI, Meffe (2001) ilustrou os ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, através da Figura 2.1, Figura 2.2 e Figura 2.3, respectivamente. O ramal bifásico possui três condutores (duas fases e um neutro) e admite-se que a corrente no condutor neutro é igual à corrente nos condutores de fase. O consumidor trifásico possui quatro condutores e admite-se que a corrente no condutor neutro é nula.

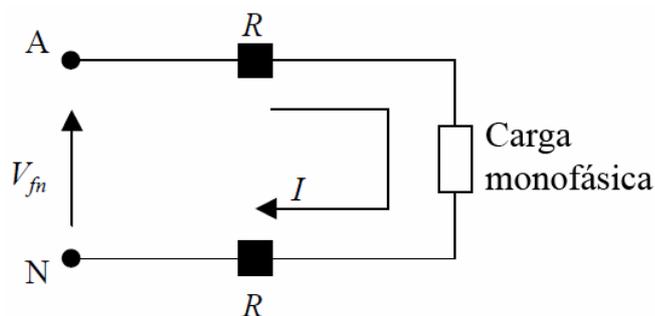


Figura 2.1 – Representação do ramal monofásico. Retirado de Meffe (2001)

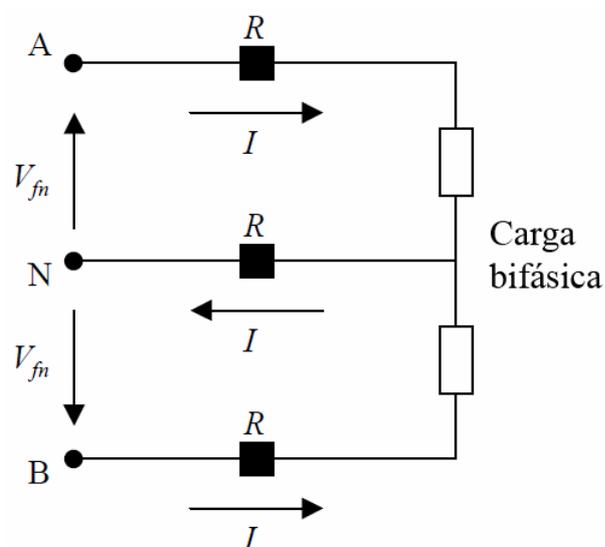


Figura 2.2 - Representação do ramal bifásico. Retirado de Meffe (2001)

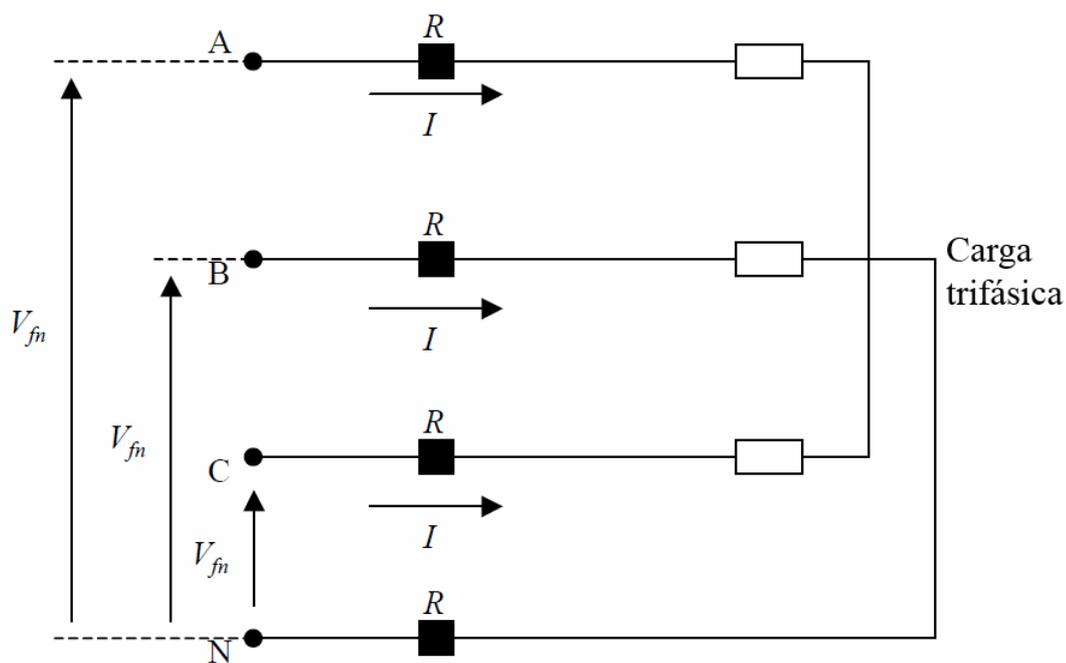


Figura 2.3 - Representação do ramal trifásico. Retirado de Meffe (2001)

Ainda de acordo com Meffe, as hipóteses anteriores explicam o termo $2i_1 + 3(i_2 + i_3)$ que aparece na Equação (2.10). Já o termo $(i_1 + 2i_2 + 3i_3)^2$ é explicado pelo fato de admitir-se que as demandas do consumidor trifásico e do consumidor bifásico são, respectivamente, o triplo e o dobro da demanda do consumidor monofásico. O termo entre colchetes na Equação (2.10) representa uma estimativa da potência que efetivamente chega aos ramais de ligação.

Essa potência é calculada somando-se os carregamentos de todos os transformadores de distribuição e descontando-se a perda de demanda na rede secundária.

2.1.1.4 Rede Secundária

As perdas na rede secundária dependem da carga. Sendo assim, para calcular as perdas em uma rede secundária, é necessário conhecer, para cada condutor (fases e neutro), a resistência de cada trecho da rede secundária e a corrente em cada trecho para cada instante do dia.

A metodologia proposta baseia-se na correlação entre a perda de demanda e a máxima queda de tensão no circuito secundário ou na correlação entre a perda de demanda e o carregamento do transformador que possui circuito secundário associado, denominado transformador SEC. Qualquer transformador que não possua circuito secundário associado não se enquadra como transformador SEC. Como exemplo, um transformador exclusivo de um edifício não é um transformador SEC.

O relatório técnico do CODI apresenta métodos diferentes de cálculo para banco de dados detalhado e para banco de dados simplificado, totalizando quatro métodos diferentes, que serão descritos a seguir.

- a) Quando se conhece a máxima queda de tensão e a distribuição por potência dos transformadores SEC. Neste caso a perda máxima de demanda na rede secundária é calculada através da Equação (2.11).

$$P_{\text{sec}} = f_s \cdot \sum_{q=S_{\text{min}}}^{S_{\text{máx}}} N_{sq} \cdot S_q \cdot f_{usq} \cdot \cos \varphi_{BT} \cdot 0,00473 \cdot \Delta V_{sq}^{1,011} \cdot 4 \cdot R_{1sq}^{0,108} \left[(n_{sq} - 5) R_{2sq} \right]^{0,111} \cdot \delta_{sq} [kW] \quad (2.11)$$

Onde:

f_s é o fator de coincidência do sistema secundário.

S_{min} é a menor capacidade nominal do transformador de potência existente.

S_{max} é a maior capacidade nominal do transformador de potência existente.

N_{sq} é a quantidade de transformadores SEC de potência q .

S_q é a capacidade nominal do transformador SEC de potência q [kVA].

f_{usq} é o fator de utilização típico dos transformadores SEC de potência q .

$\cos \varphi_{BT}$ é o fator de potência típico da rede secundária.

ΔV_{sq} é a máxima queda de tensão típica da rede secundária associada ao transformador SEC de potência q [%].

R_{1sq} é a resistência dos condutores (dois primeiros vãos de cada lado) da rede secundária principal associada ao transformador SEC de potência q [Ω/km].

R_{2sq} é a resistência dos condutores dos demais vãos da rede secundária associada ao transformador SEC de potência q [Ω/km].

n_{sq} é o número médio de postes da rede secundária associada ao transformador SEC de potência q .

δ_{sq} é o fator de desequilíbrio típico da rede secundária associada ao transformador SEC de potência q .

q é cada capacidade nominal do transformador existente. Assume os valores 15, 30, 45, 75 kVA, etc.

p_{sec} é a perda de potência das redes secundárias [kW].

Na Equação (2.11), o termo $f_s \cdot \sum_{q=S \min}^{S \max} N_{sq} \cdot S_q \cdot f_{usq} \cdot \cos \varphi_{BT}$ corresponde ao carregamento

total de todos os transformadores SEC. O restante da expressão faz o papel de correlacionar a perda de demanda com a máxima queda de tensão no circuito secundário e, apesar de complicada, pode-se notar que a perda de demanda aumenta com o aumento da queda de tensão e com o aumento do número de postes, pois quanto maior o número de postes, maior o comprimento da rede. Nota-se também, a presença de um fator de desequilíbrio para considerar o desbalanceamento da carga.

A Equação (2.11) estima a perda de demanda na rede secundária de acordo com a faixa de potência do transformador SEC em que cada rede está contida. Nota-se que, para todas as redes secundárias que são supridas por transformadores de potência q , são associados os mesmos valores de queda de tensão, resistência dos condutores, número de postes e fator de desequilíbrio.

- b) Quando se conhece a máxima queda de tensão e o transformador SEC médio. Neste caso a perda máxima de demanda na rede secundária é calculada através da Equação (2.12).

$$P_{sec} = f_s \cdot N_s \cdot S_{Ms} \cdot f_{us} \cdot \cos \varphi_{BT} \cdot 0,00473 \cdot \Delta V_s^{1,011} \cdot 4 \cdot R_{1s}^{0,108} [(n_s - 5)R_{2s}]^{0,111} \cdot \delta_s [kW] \quad (2.12)$$

Onde:

N_s é a quantidade de transformadores SEC.

S_{Ms} é a potência média dos transformadores SEC [kVA].

f_{us} é o fator de utilização típico dos transformadores SEC.

ΔV_s é a queda de tensão máxima típica da rede secundária associada ao transformador SEC médio [%]

R_{1s} é a resistência dos condutores da rede secundária principal (dois primeiros vãos de cada lado) associada ao transformador SEC médio [Ω/km].

R_{2s} é a resistência dos condutores dos demais vãos da rede secundária associada ao transformador SEC médio [Ω/km].

n_s é o número médio de postes da rede secundária associada ao transformador SEC médio.

δ_s é o fator de desequilíbrio típico da rede secundária associada ao transformador SEC médio.

A potência média dos transformadores SEC é calculada pela Equação (2.13):

$$S_{Ms} = \frac{S_{INST}}{N_s} [kVA] \quad (2.13)$$

Onde:

S_{INST} é o somatório das potências dos transformadores SEC.

- c) Quando se conhece o carregamento e a distribuição por potência dos transformadores SEC. Neste caso a perda máxima de demanda na rede secundária é calculada através da Equação (2.14).

$$P_{\text{sec}} = f_s \cdot \sum_{z=V_{\text{min}}}^{V_{\text{máx}}} \left(\frac{61,76}{V_z^2 \cdot \cos^2 \varphi_{BT}} \cdot \sum_{q=S_{\text{min}}}^{S_{\text{máx}}} (N_{szq} \cdot S_q \cdot f_{uszq} \cdot \cos \varphi_{BT})^{1,943} \cdot 4 \cdot R_{1szq}^{0,403} [(n_{szq} - 5)R_{2szq}]^{-0,0155} \delta_{szq} \right) [kW] \quad (2.14)$$

Onde:

f_s é o fator de coincidência do sistema secundário.

V_{min} é a menor tensão secundária de transformador de potência existente.

V_{max} é a maior tensão secundária de transformador de potência existente.

N_{szq} é a quantidade de transformadores SEC de potência q e tensão secundária z .

S_q é a capacidade nominal do transformador de potência q [kVA].

f_{uszq} é o fator de utilização típico dos transformadores SEC de potência q e tensão secundária z .

$\cos \varphi_{BT}$ é o fator de potência típico da rede secundária.

V_z é a tensão secundária z [V].

R_{1szq} é a resistência dos condutores (dois primeiros vãos de cada lado) da rede secundária principal associada ao transformador SEC de potência q e tensão secundária z [Ω/km].

R_{2szq} é a resistência dos condutores dos demais vãos da rede secundária associada ao transformador SEC de potência q e tensão secundária z [Ω/km].

n_{szq} é o número médio de postes da rede secundária associada ao transformador SEC de potência q e tensão secundária z .

δ_{szq} é o fator de desequilíbrio típico da rede secundária associada ao transformador SEC de potência q e tensão secundária z .

z é cada tensão secundária de transformador existente. Assume os valores 220, 380 V, etc.

Assim como na Equação (2.11), pode-se identificar na Equação (2.14) um termo que corresponde à potência dos transformadores SEC. É o termo $N_{sz} \cdot S_q \cdot f_{usz} \cdot \cos \varphi_{BT}$. O restante da expressão faz o papel de correlacionar a perda de demanda com o carregamento típico dos transformadores SEC de potência q e tensão secundária z .

Aqui, dentro da faixa de transformadores de potência q , seleciona-se os circuitos secundários cuja tensão vale z . Assim, os valores de carregamento, resistência dos condutores, número de postes e fator de desequilíbrio são valores típicos para as redes secundárias associadas a transformadores SEC cuja potência vale q e cuja tensão secundária vale z .

- d) Quando se conhece o carregamento e o transformador SEC médio. Neste caso a perda máxima de demanda na rede secundária é calculada através da Equação (2.15).

$$P_{\text{sec}} = f_s \cdot \sum_{z=V_{\text{min}}}^{V_{\text{máx}}} N_{sz} \cdot \frac{61,76}{V_z^2 \cdot \cos^2 \varphi_{BT}} (S_{Msz} \cdot f_{usz} \cdot \cos \varphi_{BT})^{1,943} \cdot 4 \cdot R_{1sz}^{0,403} [(n_{sz} - 5)R_{2sz}]^{-0,0155} \cdot \delta_{sz} [kW] \quad (2.15)$$

Onde:

N_{sz} é a quantidade de transformadores SEC de tensão secundária z .

S_{Msz} é a potência média dos transformadores SEC de tensão secundária z [kVA].

f_{usz} é o fator de utilização típico dos transformadores SEC de tensão secundária z .

R_{1sz} é a resistência dos condutores (dois primeiros vãos de cada lado) da rede secundária principal associada ao transformador SEC médio e tensão secundária z [Ω /km].

R_{2sz} é a resistência dos condutores dos demais vãos da rede secundária associada ao transformador SEC médio e tensão secundária z [Ω /km].

n_{sz} é o número médio de postes da rede secundária associada ao transformador SEC médio e tensão secundária z .

δ_{sz} é o fator de desequilíbrio típico da rede secundária associada ao transformador SEC médio e tensão secundária z .

A potência média dos transformadores SEC de tensão secundária z (S_{Msz}) é calculada por uma expressão semelhante à Equação (2.13), ou seja, para se obter S_{Msz} , basta dividir a potência total instalada de transformadores SEC de tensão secundária z pela sua respectiva quantidade N_{sz} .

A Equação (2.15) funciona de forma semelhante à Equação (2.14), sendo que a primeira aplica-se às concessionárias que não conhecem a distribuição por potência de seus transformadores SEC. Devido a tal fato, os valores de carregamento, resistência dos condutores, número de postes e fator de desequilíbrio são valores típicos para as redes secundárias associadas a transformadores SEC cuja tensão secundária vale z .

Em qualquer um dos casos, após calcular a perda máxima de demanda (p_{sec}), calcula-se a perda de energia na rede secundária pela Equação (2.16):

$$e_{sec} = F_p \cdot p_{sec} \cdot \Delta t [kWh] \quad (2.16)$$

Onde:

F_p é o fator de perdas.

Δt é o intervalo de tempo considerado [h].

e_{sec} é a perda de energia das redes secundárias [kWh].

2.1.1.5 Transformador de Distribuição

As perdas no transformador de distribuição são compostas por duas parcelas: perdas no ferro e perdas no cobre. Enquanto as perdas no ferro independem da carga, as perdas no cobre dependem da carga. O relatório técnico do CODI apresenta dois tipos diferentes para o cálculo de perdas em transformadores de distribuição:

- a) Quando se conhece a distribuição por potência dos transformadores instalados, as perdas no ferro e no cobre são calculadas através da Equação (2.17) e da Equação (2.18).

$$P_{Fe} = \sum_{q=S_{min}}^{S_{max}} N_q \cdot P_{Feq} [kW] \quad (2.17)$$

$$P_{Cu} = f_s \cdot \sum_{q=S_{min}}^{S_{max}} N_q \cdot P_{Cuq} \cdot f_{uq}^2 [kW] \quad (2.18)$$

Onde:

S_{min} é a menor capacidade nominal do transformador de potência existente.

S_{max} é a maior capacidade nominal do transformador de potência existente.

N_q é a quantidade de transformadores de potência q .

P_{Feq} é a perda nominal no ferro do transformador de potência q [kW].

P_{Cuq} é a perda nominal no cobre do transformador de potência q [kW].

f_{uq} é o fator de utilização típico dos transformadores de potência q .

f_s é o fator de coincidência do sistema secundário.

q é cada capacidade nominal do transformador existente. Assume os valores 15, 30, 45, 75 kVA, etc.

P_{Fe} é a perda de potência no ferro dos transformadores [kW].

P_{Cu} é a perda de potência no cobre dos transformadores [kW].

O fator de utilização típico dos transformadores de potência q é calculado pela Equação (2.19):

$$f_{uq} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m f_{ui}^2}{m}} \quad (2.19)$$

Onde:

m é a quantidade de transformadores de potência q .

f_{ui} é o fator de utilização do i -ésimo transformador de potência q .

f_{uq} é o fator de utilização típico dos transformadores de potência q .

- b) Quando se conhece a potência instalada e o número total de transformadores, as perdas no ferro e no cobre são calculadas através da Equação (2.20) e da Equação (2.21).

$$P_{Fe} = N \cdot P_{FeMed} [kW] \quad (2.20)$$

$$P_{Cu} = f_s \cdot N \cdot P_{CuMed} \cdot f_u^2 [kW] \quad (2.21)$$

Onde:

N é o número total de transformadores de distribuição.

P_{FeMed} é a perda nominal no ferro do transformador de potência média S_M [kW].

P_{CuMed} é a perda nominal no cobre do transformador de potência média S_M [kW].

f_u é o fator de utilização típico dos transformadores de distribuição.

f_s é o fator de coincidência do sistema secundário.

Para determinar os valores de perdas nominais no transformador de potência média S_M , o CODI utilizou os limites máximos de perdas em transformadores estabelecidos pela ABNT para fazer uma regressão e obteve a Equação (2.22) e a Equação (2.23):

$$P_{FeMed} = \frac{15,71}{1000} \cdot S_M^{0,74} [kW] \quad (2.22)$$

Onde:

p_{FeMed} é a perda nominal no ferro do transformador de potência média S_M [kW].

$$p_{CuMed} = \frac{42,53}{1000} \cdot S_M^{0,76} [kW] \quad (2.23)$$

Onde:

p_{CuMed} é a perda nominal no cobre do transformador de potência média S_M [kW].

Após calcular as perdas de demanda no ferro e no cobre, calculam-se as perdas totais de demanda e de energia nos transformadores de distribuição pela Equação (2.24) e Equação (2.25).

$$p_{tra} = p_{Fe} + p_{Cu} [kW] \quad (2.24)$$

Onde:

p_{tra} é a perda total de demanda nos transformadores de distribuição [kW].

$$e_{tra} = p_{Fe} \cdot \Delta t + F_p \cdot p_{Cu} \cdot \Delta t [kWh] \quad (2.25)$$

Onde:

F_p é o fator de perdas.

Δt é o período de análise [h].

e_{tra} é a perda total de energia nos transformadores de distribuição [kWh].

2.1.1.6 Rede Primária

A metodologia utiliza um modelo estatístico baseado no algoritmo Árvore Cronológica de Comprimento Mínimo, o qual simula a criação de um circuito que atende uma determinada zona de ação. Define-se como zona de ação o setor circular com vértice na subestação (da qual parte o alimentador) que contém todas as cargas atendidas pelo alimentador (Codi, 1993).

Esse algoritmo tem, em uma de suas aplicações mais importantes, a determinação de alguns parâmetros invariantes denominados Parâmetros Específicos de um Alimentador de Média Tensão. Esses parâmetros possuem a propriedade de apresentar valores estáveis quando analisados num conjunto de alimentadores pertencentes a zonas de ação de formas geométricas semelhantes.

Dentre esses parâmetros, vale destacar aqui o momento equivalente de perdas (M_p), definido pela Equação (2.26):

$$M_p = \frac{D^2 \cdot L}{p} [MW^2 km/kW] \quad (2.26)$$

Onde:

D é a demanda de ponta do circuito [MW].

L é o comprimento total do circuito [km].

p é a perda no instante de ponta [kW].

M_p é o momento equivalente de perdas [$MW^2 km/kW$].

Após uma série de simulações utilizando este algoritmo, é possível obter uma lei para determinar o momento equivalente de perdas (M_p), conforme a Equação (2.27):

$$M_p = \frac{0,21495 \cdot N_a^{-0,36} \cdot N_p^{(0,483-0,00329N_a)}}{r} [MW^2 km/kW] \quad (2.27)$$

Onde:

N_a é o número de circuitos primários da subestação da qual se deriva o circuito primário em questão.

N_p é o número de pontos de carga (transformadores) do circuito primário.

r é a resistência unitária do condutor predominante no tronco do circuito primário [ohm/km].

Na obtenção dessa lei, admitiu-se que o fator de potência e a tensão nominal do circuito primário eram, respectivamente, 0,894 e 13,8 kV. Por isso, foi introduzido um fator de correção para adequar a lei à realidade de cada concessionária. Assim, o momento equivalente de perdas passa a ser calculado pela Equação (2.28):

$$M_p = \frac{0,21495 \cdot N_a^{-0,36} \cdot N_p^{(0,483-0,00329N_a)}}{r} \cdot \frac{152,2}{V^2 \cdot \cos^2 \varphi_{AT}} [MW^2 km/kW] \quad (2.28)$$

Onde:

V é a tensão nominal de linha do circuito primário [kV].

$\cos \varphi_{AT}$ é o fator de potência do circuito primário.

Combinando-se a Equação (2.26) e a Equação (2.28), obtém-se a expressão que se segue para o cálculo da perda de demanda em um circuito primário, Equação (2.29):

$$P_p = \frac{r \cdot D^2 \cdot L}{0,21495 N_a^{-0,36} \cdot N_p^{(0,483-0,00329N_a)}} \cdot \frac{152,2}{V^2 \cdot \cos^2 \varphi_{AT}} [kW] \quad (2.29)$$

Onde:

P_p é a perda de demanda em um circuito primário [kW].

Essa expressão é aplicada aos demais circuitos primários da mesma subestação e também para os demais circuitos das outras subestações. Sendo p_{pi} a perda de demanda em kW no circuito i , calcula-se a perda total de demanda p_{pri} em kW nos n circuitos primários pela Equação (2.30):

$$p_{pri} = f_p \cdot \sum_{i=1}^n p_{pi} [kW] \quad (2.30)$$

Onde:

f_p é o fator de coincidência do sistema primário.

p_{pi} é a perda de demanda em kW no circuito i .

p_{pri} é a perda total de demanda dos circuitos primários [kW].

Em seguida, a perda de energia é obtida pela Equação (2.31):

$$e_{pri} = F_p \cdot p_{pri} \cdot \Delta t [kWh] \quad (2.31)$$

Onde:

F_p é o fator de perdas.

Δt é o período de análise [h].

e_{pri} é a perda de energia no circuito primário [kWh].

2.1.1.7 Banco de Capacitor

O cálculo das perdas nos bancos de capacitores instalados no sistema de distribuição é obtido através da Equação (2.32):

$$e_{cap} = \sum N_{ci} \cdot p_{ci} \cdot \Delta t [kWh] \quad (2.32)$$

Onde:

N_{ci} é o número de bancos de capacitores do tipo i .

p_{ci} é a perda de demanda no banco de capacitor do tipo i [kW].

Δt é o período de análise [h].

e_{cap} é a perda de energia nos bancos de capacitores [kWh].

2.1.1.8 Banco de Regulador de Tensão

O cálculo das perdas nos bancos de reguladores de tensão instalados no sistema de distribuição é obtido através da Equação (2.33):

$$e_{reg} = \sum N_{ri} \cdot p_{ri} \cdot \Delta t [kWh] \quad (2.33)$$

Onde:

N_{ri} é o número de bancos de reguladores de tensão do tipo i .

p_{ri} é a perda de demanda no banco de reguladores de tensão do tipo i [kW].

Δt é o período de análise [h].

e_{reg} é a perda de energia nos bancos de reguladores de tensão [kWh].

2.1.1.9 Outros Segmentos do Sistema

As perdas nos outros segmentos (equipamentos, fuga em isoladores, efeito corona etc.), enquanto não se tem boas estimativas, são avaliadas como sendo uma porcentagem das perdas já calculadas, conforme mostrado pela Equação (2.34).

$$e_{out} = \frac{K}{100} (e_{med} + e_{ram} + e_{sec} + e_{tra} + e_{pri} + e_{cap} + e_{reg}) [kWh] \quad (2.34)$$

Onde:

K é o percentual de perdas em outros segmentos [%].

e_{out} é a perda de energia em outros segmentos do sistema [kWh].

O valor de K deve ser definido para cada empresa em função de suas características e particularidades. São recomendados valores de $K \leq 10\%$.

2.1.1.10 Estimativa das Perdas Não Técnicas

Conhecendo-se a perda total de energia (e_{tot}), a perda técnica total de energia (e_{tec}), estima-se a perda não técnica de energia, de acordo com a Equação (2.35):

$$e_{com} = e_{tot} - e_{tec} = E - E_{DIST} - (e_{pri} + e_{tra} + e_{sec} + e_{ram} + e_{med} + e_{cap} + e_{reg} + e_{out}) \quad (2.35)$$

Onde:

E é a energia injetada no sistema de distribuição.

E_{DIST} é a energia faturada no sistema de distribuição.

e_{com} é a perda não técnica de energia [kWh].

2.1.2 Metodologia Regulatória de Cálculo de Perdas Técnicas

Os índices de perdas técnicas e não técnicas de energia são avaliados periodicamente pelo agente regulador, em função da revisão tarifária. A ANEEL, que outrora solicitava os índices de perdas técnicas já calculados pelas concessionárias, agora desenvolveu sua própria metodologia de cálculo, a fim de avaliar se os índices de perdas fornecidos pelas concessionárias estão coerentes com os novos índices calculados por ela.

A metodologia adotada pela ANEEL é apresentada no PRODIST (Brasil, 2009) e emprega, na avaliação indireta das perdas, conceitos e dados do balanço energético, cálculos que utilizem modelos matemáticos adequados e estimativa de parâmetros de equipamentos, com base em dados históricos e técnicas reconhecidas. Esta metodologia não busca apurar detalhadamente o montante de perdas de cada distribuidora, visando apenas diminuir a

assimetria de informações junto aos agentes, adotando uma metodologia única para a apuração das perdas. Pode ser considerada uma metodologia flexível: pode ser utilizada tanto por distribuidoras de energia elétrica que possuem informações detalhadas sobre sua rede (por exemplo, informações detalhadas sobre cada circuito secundário ou transformador de distribuição) quanto por aquelas que possuem apenas informações mais genéricas, de agrupamentos típicos dos elementos da rede. Quando comparada à metodologia descrita na seção 2.1.1, a metodologia adotada pela ANEEL requer aproximadamente a mesma quantidade de informações, quando adotado o uso de agrupamentos típicos.

Esta metodologia merece destaque visto que muitas concessionárias têm que conviver em seu dia-a-dia com dois índices de perdas técnicas: o regulatório e o calculado através de seu próprio método, este último objetivando a apuração mais precisa possível dos valores de perdas técnicas, subsidiando estudos de planejamento, mercado e gestão da rede.

Nas seções seguintes, estão descritas as principais características do método, por segmento do sistema de distribuição.

2.1.2.1 Medidor de Energia

Para os medidores são computadas as perdas nas bobinas de tensão localizadas nas unidades consumidoras do subgrupo tarifário B. São considerados 1 W de perda por bobina de tensão para medidores eletromecânicos e 0,5 W para medidores eletrônicos, que deve ser multiplicada pelo número de medidores do parque de medição da distribuidora para unidades consumidoras do grupo B. Assim, a perda técnica dos medidores de energia é dada pela Equação (2.36):

$$e_{med} = P_C (3N_{UC3} + 2N_{UC2} + 2U_{UC2} + N_{UC1}) 10^{-3} \cdot \Delta t [kWh] \quad (2.36)$$

Onde:

P_C é a perda de demanda por bobina de tensão do medidor [W].

N_{UC3} é o número de unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios.

N_{UC2} é o número de unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios.

U_{UC2} é o número de unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 3 fios.

N_{UC1} é o número de unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 2 fios.

Δt é o intervalo de tempo considerado [h].

e_{med} é a perda de energia nos medidores [kWh].

2.1.2.2 Ramal de Ligação

Considerando a resistência média R do condutor do ramal de ligação, as perdas totais de energia são dadas pela Equação (2.37).

$$e_{ram} = \frac{R}{F_c} I_f^2 (3N_{UC3} + 3N_{UC2} + 2N_{UC1}) f_{pe}^{ram} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t [kWh] \quad (2.37)$$

Onde:

e_{ram} é a perda de energia nos ramos de ligação [kWh].

R resistência média dos condutores dos ramos de ligação [ohm].

F_c é o fator de coincidência, cujo valor é fixado em 0,70.

f_{pe}^{ram} fator de perdas típico dos pontos de fornecimento de baixa tensão.

Δt é o intervalo de tempo considerado [h].

I_f corrente de fase dada pela Equação (2.38) [A].

$$I_f = \frac{E_{form}^B \cdot 10^6}{FC_{SDBT} \cdot \cos \Phi (3N_{UC3} \cdot V_{F3f} + 2N_{UC2} \cdot V_{F2f} + 2N_{UC2'} \cdot V_{F2f'} + N_{UC1} \cdot V_{F1f}) \Delta t} \quad (2.38)$$

Onde:

E_{form}^B é o total de energia consumida pelas unidades consumidoras do grupo B [kWh].

$\cos \Phi$ é o fator de potência de referência, igual a 0,92.

N_{UC3}	é o número de unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios.
N_{UC2}	é o número de unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios.
$N_{UC2'}$	é o número de unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 3 fios.
N_{UC1}	é o número de unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 2 fios.
V_{F3f}	é a tensão de fase das unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios [V].
V_{F2f}	é a tensão de fase das unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios [V].
$V_{F2f'}$	é a tensão de fase das unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 3 fios [V].
V_{F1f}	é a tensão de fase das unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 2 fios [V].
FC_{SDBT}	é o fator de carga típico para consumidores de baixa tensão [pu].

2.1.2.3 Rede Secundária

Para os circuitos elétricos que alimentam as unidades consumidoras de baixa tensão são consideradas 5 tipologias de rede (Figura 2.4), com distribuição de carga uniforme, constante ao longo de toda a sua rede e modelo de carga constante com relação à tensão (Figura 2.5). Cada rede deve estar vinculada a um transformador de distribuição, juntamente com sua potência nominal e respectivo fator de utilização.

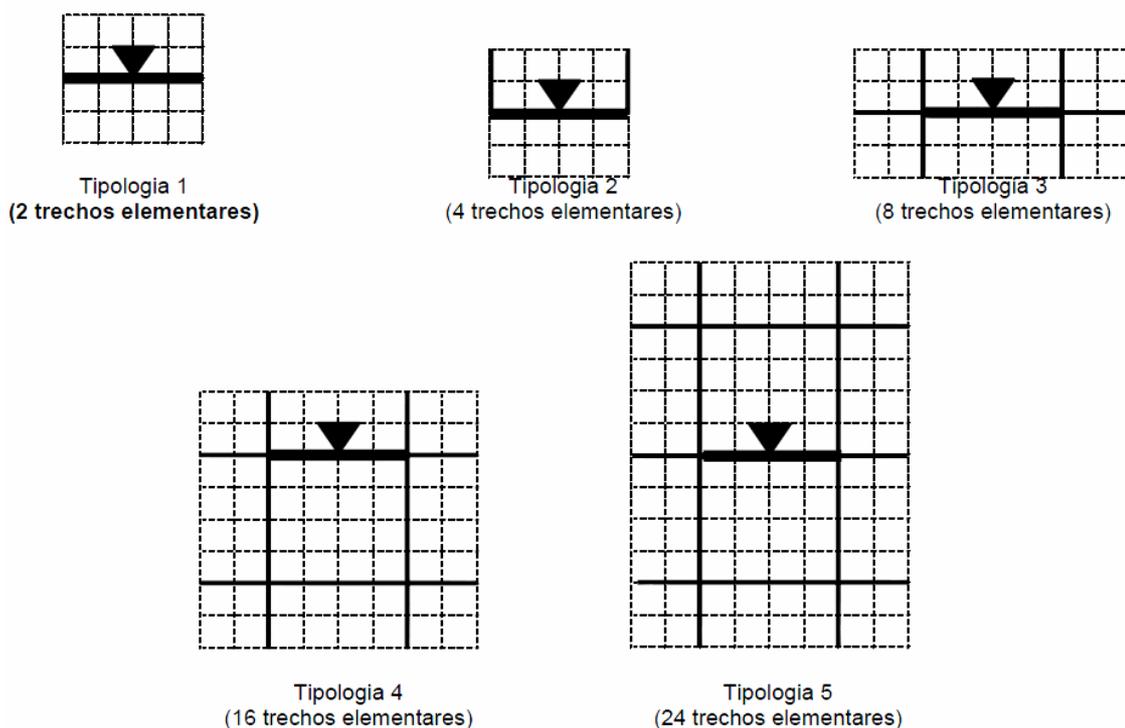


Figura 2.4 - Tipologias de redes de baixa tensão adotadas

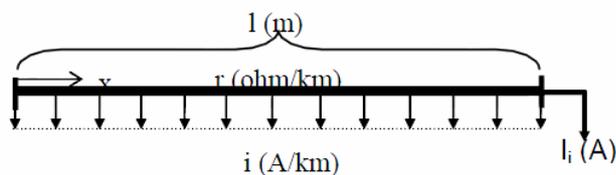


Figura 2.5 - Trecho de rede elementar

Sendo assim, para o trecho de condutor elementar mostrado na Figura 2.5, as perdas de potência são calculadas, de modo geral, através da Equação (2.39):

$$\Delta p_s = f(r, l, i, I_j) = \int_{x=0}^l r(i \cdot x + I_j)^2 dx = r \left(\frac{i^2 \cdot l^2}{3} + i \cdot I_j \cdot l + I_j^2 \cdot l \right) 10^{-3} [kW] \quad (2.39)$$

Onde:

Δp_s é a perda de potência do circuito de baixa tensão em [kW].

- l é o comprimento do trecho elementar, dado pelo comprimento total do circuito dividido pelo número de trechos elementares referente à respectiva tipologia [km].
- r é a resistência por unidade de comprimento [Ω/km].
- I_j é a corrente total a jusante do trecho elementar [A].
- i é a densidade de corrente, dado pela corrente máxima do circuito dividido por seu comprimento total [A/km].

A seguir são mostradas as equações específicas de cada tipologia. Para cada circuito c da tipologia 1, as perdas de demanda são calculadas a partir de 2 trechos elementares, conforme a Equação (2.40):

$$\Delta p_s^{t1} = \frac{n_f}{10^3} \cdot 2 \cdot \Delta p_s(r_0, l_0, i_0, I_{j0}) [kW] \quad (2.40)$$

Onde:

- n_f é o número de fases.
- r_0 é a resistência do cabo tronco [ohm/m].
- $l_0 = l_{circ}/2$ é o comprimento do trecho elementar [m].
- i_0 é a corrente de linha dada por $\frac{10S_{nom} \cdot f_u}{\sqrt{3}V_{nom} \cdot l_{circ}}$ [A/m].
- V_{nom} é a tensão nominal de linha [V].
- S_{nom} é a potência nominal do transformador [kVA].
- f_u é o fator de utilização do transformador [%].
- I_{j0} é igual a zero [A].

O índice 0 nos parâmetros r_0 , l_0 , i_0 e I_{j0} indica a presença de 0 trechos elementares a jusante.

Para cada circuito c da tipologia 2, as perdas de demanda são calculadas a partir de 4 trechos elementares, conforme a Equação (2.41):

$$\Delta p_s^{t2} = \frac{n_f}{10^3} [2 \cdot \Delta p_s(r_0, l_0, i_0, I_{j0}) + 2 \cdot \Delta p_s(r_1, l_1, i_1, I_{j1})] [kW] \quad (2.41)$$

Onde:

n_f	é o número de fases.
r_0	é a resistência do cabo ramal [ohm/m].
r_1	é a resistência do cabo tronco [ohm/m].
$l_0 = l_1 = l_{circ}/4$	é o comprimento do trecho elementar [m].
$i_0 = i_1$	é a corrente de linha dada por $\frac{10S_{nom} \cdot f_u}{\sqrt{3}V_{nom} \cdot l_{circ}}$ [A/m].
V_{nom}	é a tensão nominal de linha [V].
S_{nom}	é a potência nominal do transformador [kVA].
f_u	é o fator de utilização do transformador [%].
I_{j0}	é igual a zero [A].
I_{j1}	é igual a $i_0 \cdot l_0$ [A].

O índice 1 nos parâmetros r_1 , l_1 , i_1 e I_{j1} indica a presença de 1 trecho elementar a jusante.

Para cada circuito c da tipologia 3, as perdas de demanda são calculadas a partir de 8 trechos elementares, conforme a Equação (2.42):

$$\Delta p_s^{t3} = \frac{n_f}{10^3} [6 \cdot \Delta p_s(r_0, l_0, i_0, I_{j0}) + 2 \cdot \Delta p_s(r_3, l_3, i_3, I_{j3})] [kW] \quad (2.42)$$

Onde:

n_f	é o número de fases.
-------	----------------------

r_0	é a resistência do cabo ramal [ohm/m].
r_3	é a resistência do cabo tronco [ohm/m].
$l_0 = l_3 = l_{circ}/8$	é o comprimento do trecho elementar [m].
$i_0 = i_3$	é a corrente de linha dada por $\frac{10S_{nom} \cdot f_u}{\sqrt{3}V_{nom} \cdot l_{circ}}$ [A/m].
V_{nom}	é a tensão nominal de linha [V].
S_{nom}	é a potência nominal do transformador [kVA].
f_u	é o fator de utilização do transformador [%].
I_{j0}	é igual a zero [A].
I_{j3}	é igual a $3i_0 \cdot l_0$ [A].

O índice 3 nos parâmetros r_3 , l_3 , i_3 e I_{j3} indica a presença de 3 trechos elementares a jusante.

Para cada circuito c da tipologia 4, as perdas de demanda são calculadas a partir de 16 trechos elementares, conforme a Equação (2.43):

$$\Delta p_s^{t4} = \frac{n_f}{10^3} [10 \cdot \Delta p_s(r_0, l_0, i_0, I_{j0}) + 2 \cdot \Delta p_s(r_3, l_3, i_3, I_{j3}) + 2 \cdot \Delta p_s(r_4, l_4, i_4, I_{j4}) + 2 \cdot \Delta p_s(r_7, l_7, i_7, I_{j7})] [kW] \quad (2.43)$$

Onde:

n_f	é o número de fases.
$r_0 = r_3 = r_4$	é a resistência do cabo ramal [ohm/m].
r_7	é a resistência do cabo tronco [ohm/m].
$l_0 = l_3 = l_4 = l_7 = l_{circ}/16$	é o comprimento do trecho elementar [m].
$i_0 = i_3 = i_4 = i_7$	é a corrente de linha dada por $\frac{10S_{nom} \cdot f_u}{\sqrt{3}V_{nom} \cdot l_{circ}}$ [A/m].
V_{nom}	é a tensão nominal de linha [V].

S_{nom}	é a potência nominal do transformador [kVA].
f_u	é o fator de utilização do transformador [%].
I_{j0}	é igual a zero [A].
I_{j3}	é igual a $3i_0 \cdot l_0$ [A].
I_{j4}	é igual a $4i_0 \cdot l_0$ [A].
I_{j7}	é igual a $7i_0 \cdot l_0$ [A].

O índice 4 nos parâmetros r_4 , l_4 , i_4 e I_{j4} indica a presença de 4 trechos elementares a jusante, e o índice 7 nos parâmetros r_7 , l_7 , i_7 e I_{j7} indica a presença de 7 trechos elementares a jusante.

Para cada circuito c da tipologia 5, as perdas de demanda são calculadas a partir de 24 trechos elementares, conforme a Equação (2.44):

$$\Delta p_s^{t5} = \frac{n_f}{10^3} \left[14 \cdot \Delta p_s(r_0, l_0, i_0, I_{j0}) + 4 \cdot \Delta p_s(r_3, l_3, i_3, I_{j3}) + 4 \cdot \Delta p_s(r_4, l_4, i_4, I_{j4}) + 2 \cdot \Delta p_s(r_{11}, l_{11}, i_{11}, I_{j11}) \right] [kW] \quad (2.44)$$

Onde:

n_f	é o número de fases.
$r_0 = r_3 = r_4$	é a resistência do cabo ramal [ohm/m].
r_{11}	é a resistência do cabo tronco [ohm/m].
$l_0 = l_3 = l_4 = l_{11} = l_{circ}/24$	é o comprimento do trecho elementar [m].
$i_0 = i_3 = i_4 = i_{11}$	é a corrente de linha dada por $\frac{10S_{nom} \cdot f_u}{\sqrt{3}V_{nom} \cdot l_{circ}}$ [A/m].
V_{nom}	é a tensão nominal de linha [V].
S_{nom}	é a potência nominal do transformador [kVA].
f_u	é o fator de utilização do transformador [%].
I_{j0}	é igual a zero [A].

I_{j3} é igual a $3i_0 \cdot l_0$ [A].

I_{j4} é igual a $4i_0 \cdot l_0$ [A].

I_{j11} é igual a $11i_0 \cdot l_0$ [A].

O índice 11 nos parâmetros r_{11} , l_{11} , i_{11} e I_{j11} indica a presença de 11 trechos elementares a jusante.

Finalmente as perdas técnicas de energia são calculadas através da Equação (2.45), para cada circuito secundário existente:

$$e_{\text{sec}} = \left[\sum_{n=1}^N \Delta p_s(r_n, l_n, i_n, I_{jn}) \right] F_d \cdot f_{pe}^{\text{sec}} \cdot \Delta t [\text{kWh}] \quad (2.45)$$

Onde:

N é o número de trechos existentes no circuito secundário.

F_d é um fator de compensação devido ao desequilíbrio da carga e o posicionamento assimétrico do transformador em relação às tipologias de rede, fixado em 15%.

f_{pe}^{sec} é o fator de perdas típico dos pontos de fornecimento de baixa tensão.

Δt é o intervalo de tempo considerado [h].

e_{sec} é a perda de energia das redes secundárias [kWh].

2.1.2.4 Transformador de Distribuição

O valor nominal das perdas em potência no ferro de um transformador t constitui um dado do equipamento, para a tensão nominal de operação do mesmo. O valor das perdas de demanda no cobre de cada um destes transformadores ou de cada agrupamento de

transformadores será dado em função de seu carregamento máximo. Assim, as perdas técnicas de energia dos transformadores são dadas através da Equação (2.46):

$$e_{tra} = \sum_{t=1}^{nt} \left[\Delta p_{fe}^t + (f_u^t)^2 \Delta p_{cu}^t \cdot f_{pe}^t \right] \Delta t [kWh] \quad (2.46)$$

Onde:

nt é o número total de transformadores.

Δp_{fe}^t é a perda no ferro ou a vazio do transformador t [kW].

Δp_{cu}^t é a perda no cobre do transformador t na condição nominal de carga, podendo ser obtido pela diferença entre as perdas totais e a vazio [kW].

f_u^t é o fator de utilização do transformador t .

f_{pe}^t fator de perdas típico do transformador t .

Δt é o intervalo de tempo considerado [h].

e_{tra} é a perda total de energia nos transformadores de distribuição [kWh].

2.1.2.5 Rede Primária

As perdas técnicas de energia das redes primárias são calculadas segundo o modelo arborescente. Segundo este modelo, o valor das perdas de demanda para cada alimentador é obtido através do momento de perdas, como mostrado na Equação (2.47):

$$e_{pri} = \sum_p^N \left[\frac{(p_{máx,p})^2 \cdot l_{tot,p}}{m_p} \left(\frac{v_{b,p}}{v_p} \right)^2 \left(\frac{\cos \varphi_{b,p}}{\cos \varphi_p} \right)^2 \right] f_{pe}^{pri} \cdot \Delta t [kWh] \quad (2.47)$$

Onde:

N é o número de circuitos primários existentes.

$p_{máx,p}$ é a potência máxima do circuito primário [MW].

$l_{tot,p}$ é o comprimento total do circuito primário [km].

- m_p é o momento de perdas do circuito primário para os valores de referência ou de base [MW^2km/kW].
- $v_{b,p}$ é a tensão de referência do circuito primário ou de base utilizada para a determinação de m_p [kV].
- v_p é a tensão de operação do circuito primário [kV].
- $\varphi_{b,p}$ é o ângulo de referência do circuito primário ou de base que corresponde ao fator de potência utilizado para a determinação de m_p [graus].
- φ_p é o ângulo do fator de potência do circuito primário [graus].
- f_{pe}^{pri} fator de perdas típico dos circuitos primários.
- Δt é o intervalo de tempo considerado [h].
- e_{pri} é a perda de energia nos circuitos primários [kWh].

A lei geral do momento de perdas é definida pela Equação (2.48):

$$m_p = \alpha(n_d)^\beta (n_p)^\gamma [MW^2 km / kW] \quad (2.48)$$

Onde:

- θ é o ângulo do setor circular do circuito de média tensão [graus].
- n_d é igual a $360/\theta$.
- n_p é o número de transformadores próprios e particulares conectados ao circuito de média tensão.
- α é igual a $a(r_t + r_r)^b$.
- β é igual a $c + (d \cdot \ln(r_t / r_r))$.
- γ é igual a e .
- r_t é a resistência do condutor tronco do circuito de média tensão [ohm/km].
- r_r é a resistência do condutor ramal do circuito de média tensão [ohm/km].

a, b, c, d, e são constantes definidas de acordo com o valor de r_t, r_r e da distância da carga equivalente.

2.1.2.6 Banco de Capacitor

Nesta metodologia as perdas nos bancos de capacitores não são calculadas.

2.1.2.7 Banco de Regulador de Tensão

Nesta metodologia as perdas nos bancos de reguladores de tensão não são calculadas.

2.1.2.8 Outros Segmentos do Sistema

As perdas técnicas em outros segmentos do sistema são apuradas a partir de um percentual aplicado às perdas técnicas totais, conforme mostrado na Equação (2.49). Ficou estabelecido em 5 % do total das perdas técnicas.

$$e_{out} = 0,05(e_{med} + e_{ram} + e_{sec} + e_{tra} + e_{pri} + e_{cap} + e_{reg}) [kWh] \quad (2.49)$$

Onde:

e_{out} é a perda de energia em outros segmentos do sistema [kWh].

2.1.2.9 Estimativa das Perdas Não Técnicas

A apuração das perdas não técnicas é feita por simples diferença entre a energia injetada no sistema e a soma da energia faturada mais as perdas técnicas, como mostrado na Equação (2.50). O valor de perdas não técnicas apurado é imputado somente aos consumidores do nível de baixa tensão.

$$e_{com} = e_{tot} - e_{tec} = E - E_{DIST} - (e_{med} + e_{ram} + e_{sec} + e_{tra} + e_{pri} + e_{cap} + e_{reg} + e_{out}) \quad (2.50)$$

Onde:

e_{tot} é a perda total de energia [kWh].

e_{tec} é a perda técnica total de energia [kWh].

E é a energia injetada no sistema de distribuição [kWh].

E_{DIST} é a energia faturada no sistema de distribuição [kWh].

e_{com} é a perda não técnica de energia [kWh].

2.2 Metodologia Baseada em Fluxo de Carga

As metodologias citadas nas seções 2.1.1 e 2.1.2 utilizam o cálculo das perdas de energia a partir do fator de perdas, que é de difícil estimativa, uma vez que ele depende da curva diária de perda. Por esta razão, é muito comum estimar o fator de perdas a partir do fator de carga, pois este último é um dado que pode ser obtido a partir da demanda máxima e da energia num determinado período num determinado componente do sistema de distribuição (Meffe, 2001). A metodologia descrita na seção 2.1.1 define o fator de perdas através da Equação (2.51), sendo esta definição comumente adotada na literatura.

$$F_p = k \cdot F_c + (1 - k)F_c^2 \quad (2.51)$$

Entretanto, além da dificuldade de se determinar o valor de k mais adequado, deve-se destacar que a relação somente seria válida se fosse aplicada trecho a trecho de uma rede. Na prática, adota-se um valor fixo de k para cada circuito alimentador do sistema fixado em 0,15.

Para contornar este problema, Meffe propõe uma nova metodologia de cálculo de perdas técnicas de energia, não mais baseado em fatores de perdas, agora considerando curvas de carga típica para cada consumidor.

Sua metodologia necessita que a concessionária disponha de base de dados de cadastro de todos os elementos da rede elétrica. Os sistemas de gestão do cadastro são realidade nas grandes e médias concessionárias do país. Entretanto a ANEEL, através do PRODIST – Módulo 2 (Brasil, 2009), determinou que as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem manter, em Sistema de Informações Geográficas - SIG, as informações de

parâmetros elétricos, estruturais e de topologia dos sistemas de distribuição de alta, média e baixa tensão, bem como as informações de todos os acessantes. O prazo para a conclusão do cadastro é 31 de dezembro de 2010.

Outro aspecto importante na metodologia proposta por Meffe é que foi mantida a divisão por segmentos elétricos. A Figura 2.6 apresenta diagrama representativo dos segmentos do sistema de distribuição.

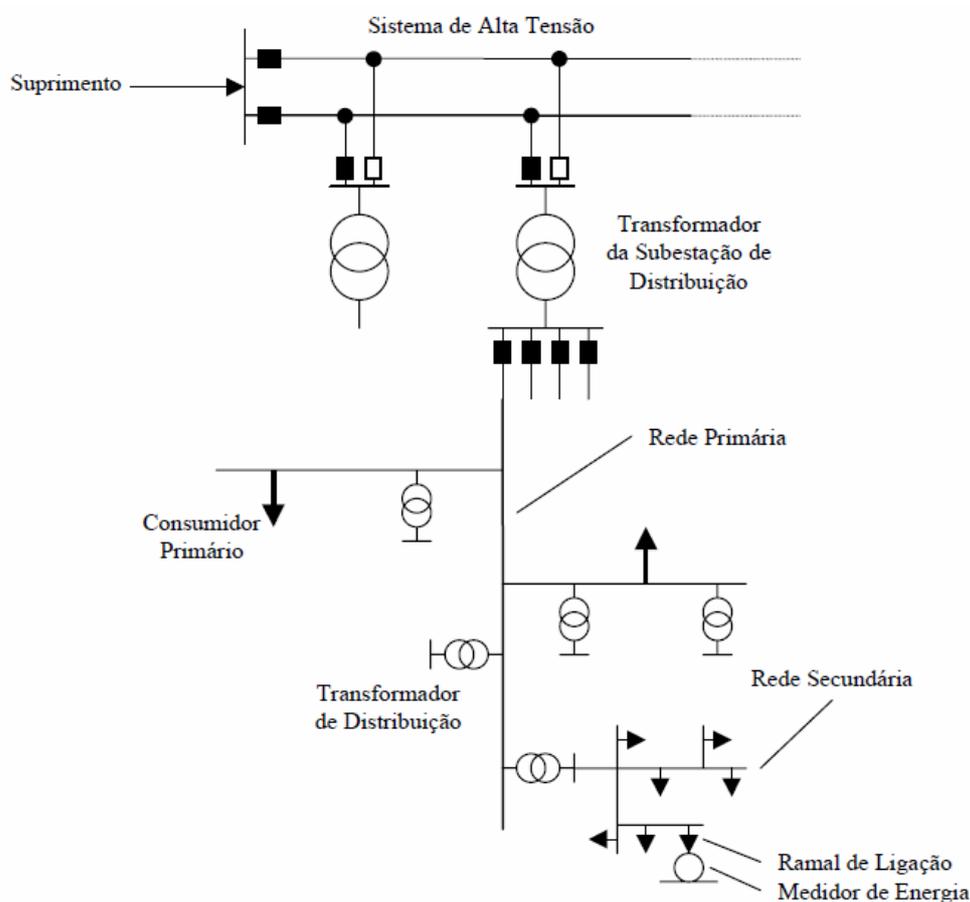


Figura 2.6 - Segmentos do sistema de distribuição. Retirado de Meffe (2001)

É importante destacar que, na metodologia proposta, são considerados os eventuais desequilíbrios que possam existir na rede secundária, uma vez que se realiza o cálculo elétrico por fase. Assim, não há necessidade de utilização de fatores de desequilíbrio.

Em resumo a metodologia de Meffe pode ser disposta em sete etapas:

- a) Atribui-se a cada medidor de energia um valor fixo de perdas.

- b) Calculam-se as perdas nos ramais de ligação assumindo-se valores típicos de comprimento e de resistência ôhmica de condutores padronizados e utilizando as curvas de carga típicas dos consumidores.
- c) Para cada rede secundária ligada a um transformador de distribuição, de um alimentador primário, calcula-se a perda de energia a partir de cálculo elétrico da rede por fase, utilizando a metodologia de curvas de carga.
- d) Calculam-se as parcelas das perdas no ferro e no cobre dos transformadores de distribuição, a partir de seus dados nominais e da sua curva de carga diária por fase, obtida pela agregação das curvas de carga dos consumidores secundários ligados ao transformador de distribuição.
- e) Ao término do cálculo de todos os transformadores de distribuição de um alimentador primário, calcula-se a perda de energia na rede primária a partir de cálculo elétrico da rede por fase, utilizando a metodologia de curvas de carga, incluindo-se os consumidores primários. Ao final deste cálculo, obtém-se a curva de carga diária do alimentador.
- f) Repetem-se os passos anteriores para todos os alimentadores de uma determinada subestação.
- g) A diferença entre a energia medida nos pontos de suprimento e a soma da energia faturada com as parcelas de perdas calculadas nos passos anteriores é igual a soma das perdas não técnicas com as perdas técnicas classificadas no segmento “outros” (perdas em equipamentos, fuga em isoladores, etc).

Nas seções seguintes, estão descritas as principais características do método, por segmento do sistema de distribuição.

2.2.1 Medidor de Energia

As perdas nos medidores de energia são basicamente devido às perdas no ferro das bobinas de potencial e, desta forma podem ser consideradas aproximadamente constantes, pois independem da carga. Desta forma, a perda de energia nos medidores (e_{med}) será obtida pela Equação (2.52):

$$e_{med} = \frac{p_m \cdot N_m (i_1 + 2i_2 + 3i_3) T}{1000} [kWh]$$

(2.52)

Onde:

p_m é a perda média por elemento medidor de energia [W].

N_m é o número total de medidores.

i_1 é a percentagem de medidores monofásicos.

i_2 é a percentagem de medidores bifásicos.

i_3 é a percentagem de medidores trifásicos.

T é o intervalo de tempo considerado [h].

e_{med} é a perda de energia nos medidores [kWh].

2.2.2 Ramal de Ligação

A metodologia de Meffe propõe a utilização de comprimentos e resistências ôhmicas típicos por classe de consumo. Desta forma, a perda de energia diária (e_{ram}) no ramal de ligação de um consumidor será obtida pela Equação (2.53):

$$e_{ram} = \frac{k \cdot R \cdot L \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{N_t} I_i^2}{1000} [kWh]$$

(2.53)

Onde:

k é o número de condutores do ramal de ligação em que flui corrente.

R é a resistência ôhmica dos condutores [Ω/km].

L é o comprimento médio do ramal [km].

I_i é a corrente no ramal no período i do dia [A].

Δt é a duração do intervalo da curva de carga [h].

N_t é o número de períodos do dia.

e_{ram} é a perda de energia nos ramais de ligação [kWh].

2.2.3 Rede Secundária

O modelo proposto por Meffe permite, a partir dos dados adquiridos da concessionária relativos aos consumidores e à topologia da rede secundária e dos dados de curvas típicas de carga de consumidores residenciais, comerciais e industriais, avaliar as perdas em todos os trechos da rede. Para cada trecho de rede, a perda de energia diária (e_{sec}) é calculada pela Equação (2.54):

$$e_{sec} = \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t=1}^{N_t} \left(\sum_{i=1}^{N_{cond}} (R_i \cdot I_{i,t}^2) \right) \Delta t [kWh] \quad (2.54)$$

Onde:

R_i é a resistência ôhmica do condutor i [Ω].

$I_{i,t}$ é a corrente no condutor i no intervalo de tempo t [A].

N_{cond} é o número de condutores no trecho (incluindo os condutores de fase e o de neutro).

N_t é o número de períodos do dia.

Δt é a duração de cada período do dia (curva de carga diária) [h].

e_{sec} é a perda de energia das redes secundárias [kWh].

2.2.4 Transformador de Distribuição

Uma unidade transformadora de distribuição pode apresentar diferentes tipos de montagens e cada qual deve receber um tratamento específico. Meffe considerou quatro tipos de montagens: um transformador monofásico; um transformador trifásico na ligação delta-estrela; dois transformadores monofásicos na ligação delta aberto; e três transformadores monofásicos na ligação delta fechado. A seguir segue detalhamento de cada tipo de montagem citado.

a) um transformador monofásico:

Para a unidade transformadora com um transformador monofásico (Figura 2.7), calcula-se a perda de demanda em cada instante do dia ($p_{t,i}$) pela Equação (2.55):

$$p_{t,i} = S \left[\frac{r}{2} (i_{t1,i}^2 + i_{t2,i}^2) + p_{fe} \right] [kW] \quad (2.55)$$

Onde:

S é a potência nominal do transformador [kVA].

r é a resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador [pu].

p_{fe} é perda nominal no ferro do transformador [pu].

$i_{t1,i}, i_{t2,i}$ são as correntes no enrolamento secundário do transformador no instante i [pu].

$p_{t,i}$ é a perda de demanda no instante i .

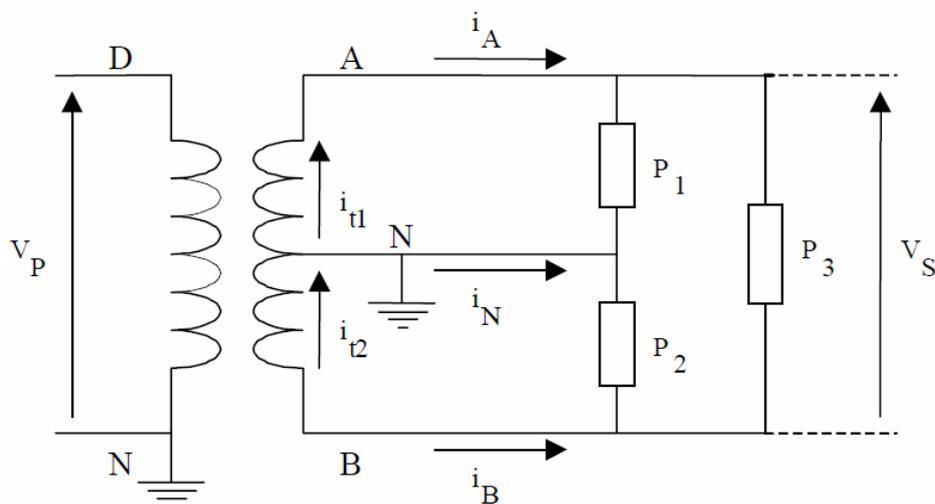


Figura 2.7 - Representação de uma unidade transformadora com um transformador monofásico. Retirado de Meffe (2001)

As correntes $i_{A,i}$, $i_{B,i}$ e $i_{N,i}$ são calculadas a partir das correntes absorvidas pelos consumidores. As correntes $i_{t1,i}$ e $i_{t2,i}$ são calculadas utilizando-se a 1ª Lei de Kirchoff, conforme Equação (2.56):

$$\begin{aligned} i_{t1,i} &= i_{A,i} \\ i_{t2,i} &= -i_{B,i} \end{aligned} \quad (2.56)$$

b) dois transformadores monofásicos na ligação delta aberto:

Neste tipo de montagem o transformador que alimenta as cargas monofásicas e trifásicas é denominado transformador de luz. O transformador que alimenta apenas cargas trifásicas é denominado transformador de força (Figura 2.8). Para a unidade transformadora com 2 transformadores monofásicos na ligação delta aberto, calcula-se a perda de demanda em cada instante do dia ($p_{t,i}$) pela Equação (2.57):

$$p_{t,i} = S_{luz} \left[\frac{r_{luz}}{2} (i_{t1,i}^2 + i_{t2,i}^2) + P_{fe,luz} \right] + S_{força} \left[\frac{r_{força}}{2} \cdot i_{CB,i}^2 + P_{fe,força} \right] [kW] \quad (2.57)$$

Onde:

- S_{luz} é a potência nominal do transformador de luz [kVA].
- $S_{força}$ é a potência nominal do transformador de força [kVA].
- r_{luz} é a resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador de luz [pu].
- $r_{força}$ é a resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador de força [pu].
- $P_{fe,luz}$ é perda nominal no ferro do transformador de luz [pu].
- $P_{fe,força}$ é perda nominal no ferro do transformador de força [pu].
- $i_{t1,i}, i_{t2,i}, i_{CB,i}$ são as correntes nos enrolamentos secundários dos transformadores de luz e de força no instante i [pu].

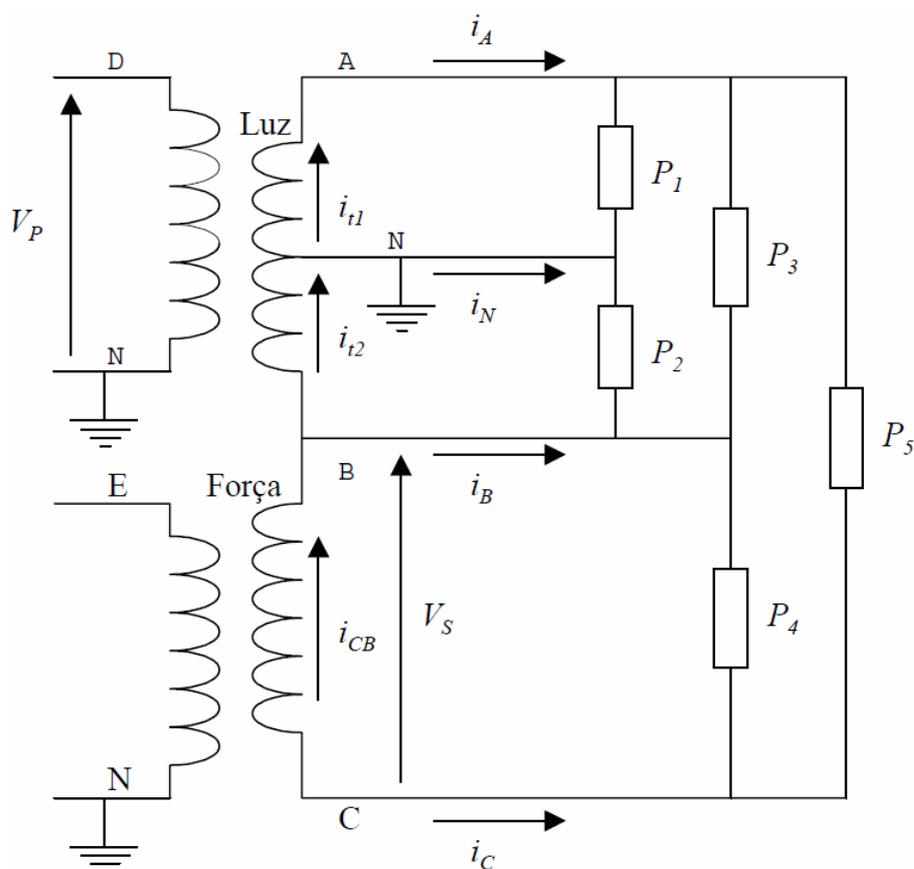


Figura 2.8 - Representação de uma unidade transformadora com dois transformadores monofásicos na ligação delta aberto. Retirado de Meffe (2001)

As correntes $i_{A,i}$, $i_{B,i}$, $i_{C,i}$ e $i_{N,i}$ são calculadas a partir das correntes absorvidas pelos consumidores, as correntes $i_{t1,i}$, $i_{t2,i}$ e $i_{CB,i}$ são calculadas utilizando-se a 1ª Lei de Kirchoff, conforme Equação (2.58):

$$i_{t1,i} = i_{A,i}$$

$$i_{t2,i} = i_{CB,i} - i_{B,i}$$

$$i_{CB,i} = -i_{C,i}$$

(2.58)

c) três transformadores monofásicos na ligação delta fechado:

A diferença entre este tipo de montagem e a anterior é que na ligação delta fechado aparece mais um transformador de força (Figura 2.9). Os 2 transformadores de força presentes nesta montagem possuem a mesma capacidade nominal. Para a unidade transformadora com 3

transformadores monofásicos na ligação delta fechado, calcula-se a perda de demanda em cada instante do dia ($p_{t,i}$) pela Equação (2.59):

$$p_{t,i} = S_{luz} \left[\frac{r_{luz}}{2} (i_{t1,i}^2 + i_{t2,i}^2) + p_{fe,luz} \right] + S_{força} \left[r_{força} (i_{CB,i}^2 + i_{AC,i}^2) + p_{fe,força} \right] [kW] \quad (2.59)$$

Onde:

- S_{luz} é a potência nominal do transformador de luz [kVA].
- $S_{força}$ é a potência nominal do transformador de força [kVA].
- r_{luz} é a resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador de luz [pu].
- $r_{força}$ é a resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador de força [pu].
- $p_{fe,luz}$ é perda nominal no ferro do transformador de luz [pu].
- $p_{fe,força}$ é perda nominal no ferro do transformador de força [pu].
- $i_{t1,i}, i_{t2,i}, i_{CB,i}, i_{AC,i}$ são as correntes nos enrolamentos secundários dos transformadores de luz e de força no instante i [pu].

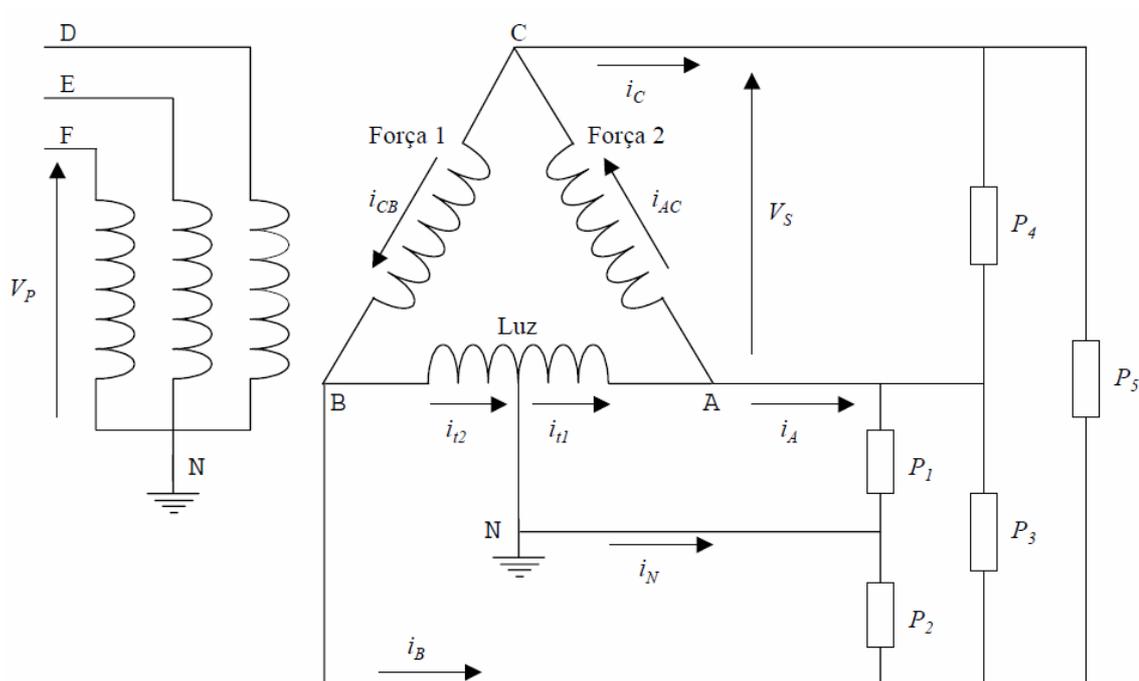


Figura 2.9 - Representação de uma unidade transformadora com três transformadores monofásicos na ligação delta fechada. Retirado de Meffe (2001)

Neste caso, o conhecimento das correntes de linha não possibilita o cálculo das correntes de fase utilizando-se a 1ª Lei de Kirchoff. Para contornar este problema, calcula-se primeiro a corrente i_{AC} pela Equação (2.60):

$$i_{AC} = z_{\alpha}(i_B - i_A) + 0,5i_C \quad (2.60)$$

Onde:

z_{α} é igual a $\frac{3}{8}(r_{luz} + jx_{luz})$ [pu].

x_{luz} é a reatância do transformador de luz [pu].

Em seguida, as outras correntes podem ser calculadas utilizando-se a 1ª Lei de Kirchoff.

d) um transformador trifásico na ligação delta-estrela:

Para a unidade transformadora com 1 transformador trifásico na ligação delta-estrela (Figura 2.10), calcula-se a perda de demanda em cada instante do dia ($p_{t,i}$) pela Equação (2.61):

$$p_{t,i} = S \left[\frac{r}{3} (i_{A,i}^2 + i_{B,i}^2 + i_{C,i}^2) + p_{fe} \right] [kW] \quad (2.61)$$

Onde:

S é a potência nominal do transformador [kVA].

r é a resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador [pu].

p_{fe} é perda nominal no ferro do transformador [pu].

$i_{A,i}, i_{B,i}, i_{C,i}$ são as correntes no enrolamento secundário do transformador no instante i [pu].

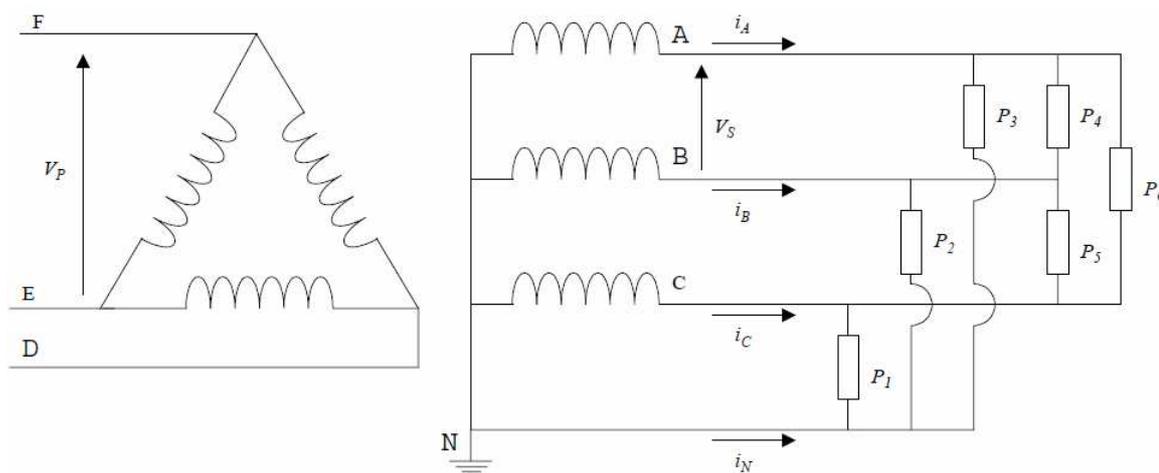


Figura 2.10 - Representação de uma unidade transformadora com um transformador trifásico na ligação delta-estrela. Retirado de Meffe (2001)

As correntes $i_{A,i}$, $i_{B,i}$, $i_{C,i}$ e $i_{N,i}$ são resultados de cálculo a partir das correntes absorvidas pelos consumidores atendidos pelo circuito.

Para cada um dos tipos de montagem descritos acima, pode-se então avaliar a perda de demanda na unidade transformadora correspondente para cada instante do dia. Finalmente, a perda de energia é calculada pela Equação (2.62):

$$e_{tra} = \sum_{i=1}^{N_t} p_{t,i} \cdot \Delta t [kWh] \quad (2.62)$$

Onde:

$p_{t,i}$ é a perda de demanda na unidade transformadora no instante i do dia [kW].

N_t é o número de períodos do dia.

Δt é a duração de cada período do dia (curva de carga diária) [h].

e_{tra} é a perda total de energia nos transformadores de distribuição [kWh].

2.2.5 Rede Primária

A metodologia proposta para o cálculo das perdas na rede primária é análoga àquela apresentada para a rede secundária. Ou seja, parte-se do princípio de que a rede é radial, e representa-se a rede trecho a trecho, por meio dos condutores de fase e de neutro (fases A, B, C e neutro N). O cálculo elétrico é feito por meio de fluxo de potência trifásico, com a utilização da metodologia de curvas de carga, com o estabelecimento das correntes em intervalos de 15 minutos, conforme mostrado na Equação (2.63):

$$e_{pri} = \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t=1}^{N_t} \left(\sum_{i=1}^{N_{cond}} (R_i \cdot I_{i,t}^2) \right) \Delta t [kWh] \quad (2.63)$$

Onde:

R_i é a resistência ôhmica do condutor i [Ω].

$I_{i,t}$ é a corrente no condutor i no intervalo de tempo t [A].

N_t é o número de períodos do dia.

Δt é a duração de cada período do dia (curva de carga diária) [h].

N_{cond} é o número de condutores no trecho (incluindo os condutores de fase e o de neutro).

e_{pri} é a perda de energia no circuito primário [kWh].

2.2.6 Banco de Capacitor

Para determinar a curva de carga num banco de capacitor, basta conhecer a sua capacidade nominal e o seu tipo de controle, que pode ser do tipo fixo (ligado 24 horas por dia) ou do tipo chaveado (ligado, por exemplo, das 18 horas às 21 horas). Em seguida, é atribuído um valor fixo de perdas para cada unidade kVAr existente. Desta forma as perdas técnicas são dadas pela Equação (2.64).

$$e_{cap} = \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t=1}^{N_t} \left(\sum_{i=1}^{N_{cap}} (p_{m,i}) \right) \Delta t [kWh] \quad (2.64)$$

Onde:

$p_{m,i}$ é a perda média por kVAr de cada unidade do banco de capacitor [W].

N_t é o número de períodos do dia.

Δt é a duração de cada período do dia (curva de carga diária) [h].

N_{cap} é o número de unidades dos bancos de capacitores operantes no instante de tempo considerado.

e_{cap} é a perda de energia nos bancos de capacitores [kWh].

2.2.7 Banco de Regulador de Tensão

A perda técnica em bancos de reguladores de tensão é considerada constante com a carga, variando apenas com o número total de bancos de reguladores existentes. Desta forma as perdas técnicas são dadas pela Equação (2.65).

$$e_{reg} = \frac{1}{1000} \cdot N_{reg} \cdot p_{m,reg} \cdot \Delta t [kWh] \quad (2.65)$$

Onde:

$p_{m,reg}$ é a perda média de cada unidade de banco de regulador de tensão [W].

Δt é o intervalo de tempo considerado [h].

N_{reg} é o número de unidades de bancos de reguladores de tensão existentes.

e_{reg} é a perda de energia nos bancos de reguladores de tensão [kWh].

2.2.8 Outros Segmentos do Sistema

O valor de perdas técnicas nos demais segmentos do sistema de distribuição (devido às correntes de fuga em árvores ou isoladores, por efeito corona, em conexões, dentre outros) foi especificado em 10 % do total das perdas dos segmentos já apresentados, e é dado pela Equação (2.66):

$$e_{out} = 0,1(e_{med} + e_{ram} + e_{sec} + e_{tra} + e_{pri} + e_{cap} + e_{reg}) [kWh] \quad (2.66)$$

Onde:

e_{out} é a perda de energia em outros segmentos do sistema [kWh].

2.2.9 Estimativa das Perdas Não Técnicas

A partir dos valores obtidos para as perdas técnicas nos diversos segmentos do sistema de distribuição, conforme Equação (2.52) a Equação (2.66), obtém-se a equação de balanço de energia mostrado na Equação (2.67):

$$e_{total} = e_{con} + e_{p,t} + e_{p,nt} \quad (2.67)$$

Onde:

e_{con} energia total faturada, obtida pela soma dos consumidores secundários e primários.

$e_{p,t}$ é o total de perdas técnicas de energia em todo o sistema de distribuição, obtida pela soma das parcelas de perdas técnicas em cada segmento.

$e_{p,nt}$ é o total de perdas não técnicas de energia em todo o sistema de distribuição.

e_{total} é a energia total adquirida pelo sistema, ou seja, a energia nos pontos de fronteira da empresa.

Ao proposto por Meffe na Equação (2.67) cabe uma ressalva: é necessário considerar que tanto os consumidores clandestinos que furtam energia quanto os consumidores que fraudam a medição consomem um montante de energia que não é faturada. Como esse montante de energia não é faturado, ele também não é “visto” pelo método de cálculo proposto por ele, que utiliza exatamente os consumos faturados. Assim, em um primeiro momento, a diferença entre a energia total medida (e_{total}) e a energia total estimada ($e_{con} + e_{p,t}$) poderia ser atribuída integralmente às perdas não técnicas. No entanto, a circulação da energia não faturada na rede também provoca perdas técnicas e a diferença observada é a soma das perdas não técnicas (energia não faturada) com as perdas técnicas devido à circulação de energia não faturada.

Com o intuito de eliminar as discrepâncias entre as energias estimadas e medidas, o próprio Meffe propôs o cálculo de fatores de correção que devem ser aplicados às cargas dos alimentadores de tal forma que os novos valores estimados resultem em uma energia total

igual à energia medida (Meffe, 2007). A utilização do cálculo com fator de correção para a energia é suficiente para que se possa calcular as perdas não técnicas e as perdas técnicas devido a energias não faturadas. Em sua nova proposta, Meffe adota uma distribuição uniforme, proporcional às energias dos consumidores MT e BT.

A energia estimada em um alimentador é dada pela Equação (2.68):

$$e_{est} = e_{MT} + e_{BT} + e_{p\text{ var}} + e_{pfixas} \quad (2.68)$$

Onde:

e_{MT} é a energia faturada nos consumidores de média tensão [kWh].

e_{BT} é a energia faturada nos consumidores de baixa tensão [kWh].

$e_{p\text{ var}}$ é a energia das perdas variáveis, calculada pela metodologia a partir dos consumos faturados dos consumidores de média e baixa tensão (perdas dependentes da carga) [kWh].

e_{pfixas} é a energia das perdas fixas (independentes da carga) [kWh].

e_{est} é a energia estimada na saída do alimentador [kWh].

Sendo que a energia das perdas variáveis ($e_{p\text{ var}}$) é obtida pela Equação (2.69):

$$e_{p\text{ var}} = e_{rl} + e_{rs} + e_{id,Cu} + e_{rp} \quad (2.69)$$

Onde:

e_{rl} é a perda de energia nos ramais de ligação, calculada pela metodologia a partir dos consumos faturados dos consumidores de média e baixa tensão [kWh].

e_{rs} é a perda de energia nas redes secundárias, calculada pela metodologia a partir dos consumos faturados dos consumidores de média e baixa tensão [kWh].

$e_{id,Cu}$ é a perda de energia no cobre dos transformadores de distribuição, calculada pela metodologia a partir dos consumos faturados dos consumidores de média e baixa tensão [kWh].

e_{rp} é a perda de energia nas redes primárias, calculada pela metodologia a partir dos consumos faturados dos consumidores de média e baixa tensão [kWh].

$e_{p\text{ var}}$ é a perda variável de energia, calculada pela metodologia a partir dos consumos faturados dos consumidores de média e baixa tensão [kWh].

E a energia das perdas fixas (e_{pfixas}) é obtida pela Equação (2.70):

$$e_{pfixas} = e_{me} + e_{td,Fe} \quad (2.70)$$

Onde:

e_{me} perda de energia nos medidores de energia [kWh].

$e_{td,Fe}$ perda de energia no ferro dos transformadores de distribuição [kWh]

e_{pfixas} é a perda fixa de energia [kWh].

Para calcular o fator de correção k_e para energia, deve-se igualar energia medida (e_{med}) e energia estimada (e_{est}), multiplicando-se as energias faturadas das cargas pelo fator de correção ainda desconhecido. Como se sabe, a perda de demanda é proporcional ao quadrado da demanda aparente. Portanto, a perda de energia também é proporcional ao quadrado da energia a jusante. Assim, os termos da Equação (2.68) são corrigidos de forma que a energia estimada se iguale à energia medida, o que resulta na Equação (2.71).

$$e_{med} = k_e \cdot e_{MT} + k_e \cdot e_{BT} + k_e^2 \cdot e_{p\text{ var}} + e_{pfixas} \quad (2.71)$$

Onde:

k_e é o fator de correção de consumo.

e_{MT} é o valor da energia faturada em média tensão [kWh].

e_{BT} é o valor da energia faturada em baixa tensão [kWh].

e_{med} é o valor da energia medida [kWh].

Resolvendo a Equação (2.71) em k_e obtém-se a Equação (2.72) para calcular o fator de correção para energia, que é a raiz positiva da equação.

$$k_e = \frac{-(e_{MT} + e_{BT}) + \sqrt{(e_{MT} + e_{BT})^2 - 4e_{p\text{ var}}(e_{p\text{ fixas}} - e_{med})}}{2e_{p\text{ var}}} \quad (2.72)$$

O fator de correção k_e é aplicado de forma determinística. Ao se realizar o primeiro cálculo de fluxo de potência e das perdas (sem aplicação do fator de correção), deve-se montar um diagrama do fluxo de energia através do sistema de distribuição, contemplando energias faturadas, energias de perdas em cada segmento e energias a montante de cada segmento (energias entregues a cada segmento).

Após calcular o fator de correção k_e , volta-se ao diagrama do fluxo de energia para corrigir as perdas de energia e as energias a montante. Inicia-se pelo consumidor BT, caminhando-se no sentido do segmento SE. Em cada segmento do diagrama, multiplicam-se as cargas por k_e e as perdas variáveis por k_e^2 . Em seguida, calcula-se a nova energia a montante do segmento em função de sua nova carga, de suas novas perdas e de sua energia a jusante e caminha-se para o próximo segmento a montante, devendo o processo ser repetido até se chegar à subestação de distribuição. A Figura 2.11 ilustra as etapas da metodologia desenvolvida por Meffe.



Figura 2.11 - Etapas da metodologia desenvolvida por Meffe.

3. METODOLOGIA PROPOSTA DE AJUSTE NO CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS

3.1 Introdução

Dentre as metodologias descritas nas seções 2.1.1, 2.1.2 e 2.2, a que melhor representa a influência da energia não faturada (provocada pelos consumidores fraudadores e clandestinos existentes nas redes de distribuição de energia) no cálculo das perdas técnicas é a metodologia de Meffe (2001 e 2007). Em sua proposta de compensação, Meffe considerou uma distribuição uniforme da energia não faturada, proporcional às energias dos consumidores MT e BT. Sabe-se que, na prática, a distribuição da energia não faturada é encontrada de maneira não uniforme ao longo da rede de distribuição. Circuitos alimentadores atendem diversas regiões, que podem ter comportamentos distintos com relação ao perfil de consumo irregular. Além disso, o valor de perdas técnicas de energia é função direta da posição geográfica das cargas (regulares ou irregulares). Assim, considerar uma distribuição de energia não faturada uniforme é uma aproximação que poderá levar a um resultado distante da realidade, principalmente quando o circuito alimentador em análise atende regiões com perfis de consumo irregular muito diferentes.

Para diminuir a distribuição proporcional realizada pelo fator de correção apresentado por Meffe, Donadel et al. (2009) desenvolveram uma metodologia capaz de ajustar o cálculo das perdas técnicas levando em consideração diretamente informações sobre as perdas não técnicas (comerciais). Para isso, foi proposto o uso de dados históricos de inspeções realizadas em campo (histórico de consumidores fraudadores), tanto em consumidores BT como em consumidores MT, para estimar as perdas não técnicas em cada transformador de distribuição e corrigir o consumo dos clientes para ajustar o cálculo das perdas técnicas. A metodologia desenvolvida está detalhada na seção 3.2.

Como continuação do trabalho anterior, é proposto na seção 3.3 um ajuste feito na metodologia, de modo a considerar em seu cálculo a influência de consumidores clandestinos, que naturalmente não estão cadastrados na base de dados da concessionária.

3.2 Ajuste no Cálculo de Perdas Técnicas a partir de Estimativa de Perdas não Técnicas

A observação de valores passados de um fenômeno como forma de antecipar seu comportamento futuro é a idéia chave na tarefa de previsão e pode ser usada como auxílio em diversas atividades, por exemplo, planejamento nas tomadas de decisões, minimização de riscos e estimativa de lucros.

Se um modelo matemático que descreve o fenômeno em estudo é conhecido, então a previsão pode ser considerada uma tarefa trivial. No entanto, se um modelo do fenômeno ainda é desconhecido ou incompleto, situação em que a maioria dos exemplos reais se enquadra, é comum encontrar como solução para a tarefa de previsão a construção de um modelo que leva em consideração somente valores passados do fenômeno, ignorando qualquer outra influência exterior. Por exemplo, a tentativa mais simples de prever o consumo de energia em uma empresa distribuidora é a construção de um modelo de previsão baseado apenas em valores anteriores de consumo, desconsiderando quaisquer outras informações adicionais, como temperatura, horário do dia, estação do ano, etc

Essa relação entre uma observação atual de um fenômeno com apenas as observações passadas define uma série temporal univariada. A análise de séries temporais está focada em duas importantes tarefas: identificar a natureza do fenômeno/processo que gera a seqüência de observações e prever valores futuros da série. O objetivo do trabalho de Donadel et al. (2009) visa a previsão de valores futuros.

A solução apresentada por Donadel et al. (2009) utiliza dados históricos de inspeções realizadas em campo, tanto em consumidores de baixa tensão como em consumidores de média tensão, para estimar os percentuais de perdas não técnicas associados aos clientes de cada transformador de distribuição e corrigir o consumo destes clientes para ajustar o cálculo das perdas técnicas.

No entanto, existe um problema para o uso de dados históricos: a quantidade insuficiente de dados de inspeção em alguns transformadores de distribuição, dificultando o uso da alternativa proposta (a estimativa das perdas não técnicas em um transformador de distribuição utilizando-se apenas a amostra de inspeções disponível poderia não conduzir a uma boa aproximação). O uso de similaridade entre transformadores é então utilizado para contornar esse problema.

A solução para esse problema é dada pelo agrupamento dos dados de inspeção entre transformadores de distribuição próximos utilizando-se um algoritmo de agrupamento -

clustering (John, 1975; Fasulo, 1999; Jain, 1999). O algoritmo escolhido utiliza um método que garante que o total de inspeções dos transformadores de distribuição de um mesmo grupo (*cluster*) é suficiente, ou seja, representa uma amostra significativa de acordo com um percentual de confiança. Nesta análise é considerado que as inspeções são obtidas de forma aleatória (independentes entre si) e possuem distribuição normal de probabilidade, sendo esta a melhor aproximação a partir dos dados disponíveis. Desta forma a distribuição das inspeções entre transformadores de um mesmo *cluster* permite encontrar uma melhor estimativa das perdas não técnicas.

O algoritmo escolhido, dentre os vários algoritmos de agrupamento, utiliza um método baseado em grafo (Zahn, 1971) que garante um número suficiente de inspeções entre os transformadores de distribuição de um mesmo *cluster*.

No algoritmo de agrupamento baseado em grafo, os transformadores são representados por vértices (nós) e as distâncias entre quaisquer dois transformadores por arestas com peso. O algoritmo inicialmente gera a árvore geradora mínima (*Minimal Spanning Tree – MST –* Detalhes no APÊNDICE I) do grafo. A partir dessa árvore, retiram-se as arestas de maior peso (aquelas formadas pelos vértices mais distantes entre si), enquanto as componentes conexas (*clusters*) possuírem inspeções suficientes.

A Figura 3.1 mostra um exemplo ilustrativo de como um *cluster* é particionado. Se os subgrafos à direita e à esquerda (envoltos em círculos na figura) da aresta de maior peso possuírem inspeções suficientes, o subgrafo original é descartado e o procedimento de particionamento é repetido para os subgrafos à esquerda e à direita.

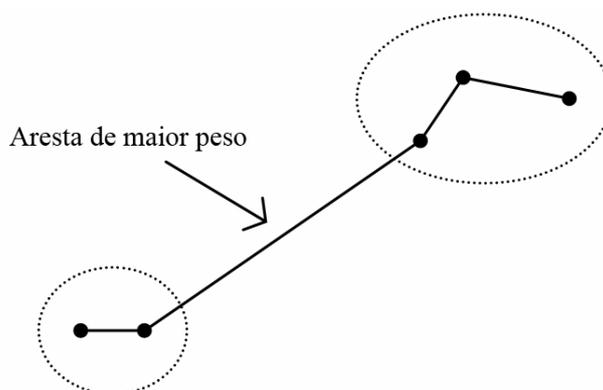


Figura 3.1 - Ilustração de agrupamento baseado em grafo

Ao final deste procedimento, teremos os menores *clusters* de transformadores de distribuição que possuem número de inspeções suficientes para representar uma amostra significativa, de acordo com um percentual de confiança. O algoritmo mostrado na Figura 3.2 apresenta o procedimento de agrupamento baseado em grafo.

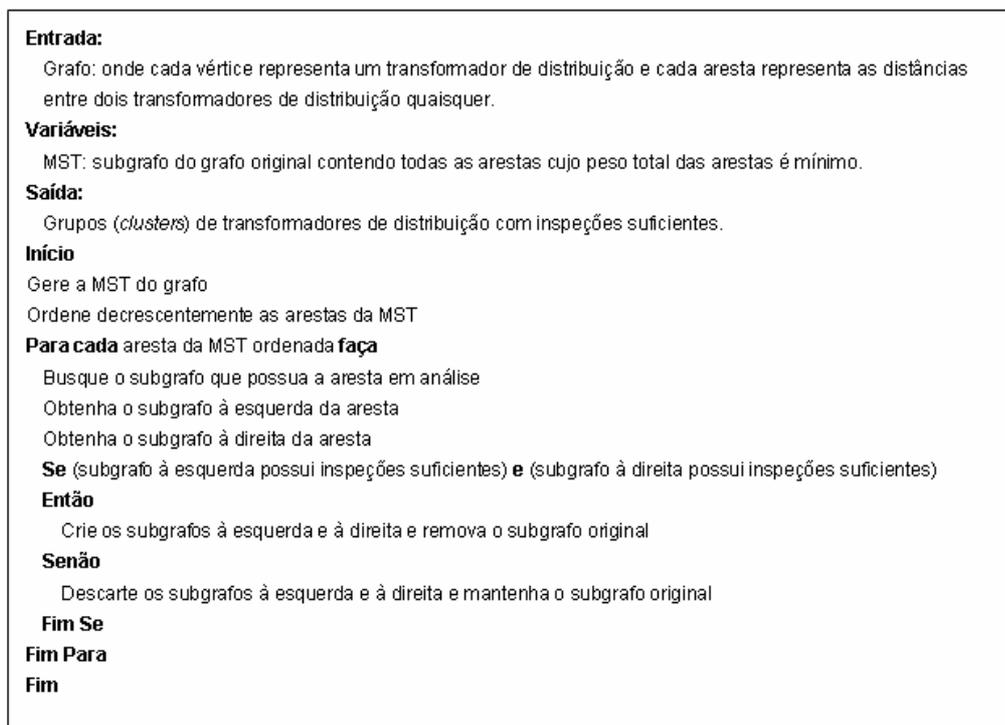


Figura 3.2 - Procedimento de agrupamento baseado em grafo

Para se calcular a quantidade suficiente de amostras em um *cluster*, baseado em um fator de confiança, é suposto que as inspeções, que representam os exemplos da amostra de dados, são obtidas de forma aleatória (independentes entre si) e possuem distribuição normal de probabilidade, sendo esta a melhor aproximação a partir dos dados disponíveis. Para tanto, a condição apresentada na Equação (3.1) deve ser satisfeita.

$$P(|\hat{p} - p| \leq E) \geq \gamma \quad (3.1)$$

Onde:

\hat{p} é a proporção de fraudes estimada.

p é a proporção de fraudes da população.

- E é o erro máximo absoluto.
 γ é o fator de confiança.

Desenvolvendo a expressão mostrada na Equação (3.1) a partir do Teorema Central do Limite (Triola, 2008), encontramos a Equação (3.2) para calcular o número mínimo de inspeções que garantam uma boa estimativa da taxa de fraude (\hat{P}) do *cluster*. A dedução da Equação (3.2) é mostrada no APÊNDICE II.

$$n \geq \left\{ \frac{1}{N} + 4 \left(\frac{E}{z_{\gamma/2}} \right)^2 \right\}^{-1} \quad (3.2)$$

Onde:

- n é o número mínimo de amostras.
 N é o total de consumidores do cluster.
 $z_{\gamma/2}$ é um escore z com a propriedade de separar uma área $\gamma/2$ na cauda direita da distribuição normal padronizada.

Após realizar o agrupamento dos transformadores de distribuição para melhorar a representatividade da amostra de inspeções, realiza-se o cálculo da taxa de fraude para cada *cluster*. A taxa de fraude é calculada de forma separada para consumidores BT e MT. A Equação (3.3) mostra o cálculo da taxa de fraude a ser usada para ajustar os consumidores BT.

$$TF_{BT_j} = \frac{\sum_{t_i \in C_j} num_fraudes_BT_i}{\sum_{t_i \in C_j} num_inspecoes_BT_i} \quad (3.3)$$

Onde:

- TF_{BT_j} é a taxa de fraude no *cluster* C_j referente às inspeções em consumidores BT.

t_i	é o transformador i do <i>cluster</i> C_j .
$num_fraudes_BT_i$	é o total de fraudes identificadas em consumidores BT no transformador i .
$num_inspecoes_BT_i$	é o total de inspeções realizadas em consumidores BT no transformador i .

Analogamente, a taxa de fraude a ser usada em consumidores MT é dada pela Equação (3.4):

$$TF_MT_j = \frac{\sum_{t_i \in C_j} num_fraudes_MT_i}{\sum_{t_i \in C_j} num_inspecoes_MT_i} \quad (3.4)$$

Onde:

TF_MT_j	é a taxa de fraude no <i>cluster</i> C_j referente às inspeções em consumidores MT.
t_i	é o transformador i do <i>cluster</i> C_j .
$num_fraudes_MT_i$	é o total de fraudes identificadas em consumidores MT no transformador i .
$num_inspecoes_MT_i$	é o total de inspeções realizadas em consumidores MT no transformador i .

A taxa de fraude TF_BT_j é, então, utilizada para obter a distribuição de probabilidade que será usada para classificar como fraudador ou não fraudador cada consumidor BT de todos os transformadores pertencentes ao *cluster* C_j . São selecionados como fraudadores os consumidores BT com consumo mais próximo da média de consumo do *cluster*.

Da mesma forma, a taxa de fraude TF_MT_j é utilizada para obter a distribuição de probabilidade que será usada para classificar como fraudador ou não fraudador cada consumidor MT de todos os transformadores pertencentes ao *cluster* C_j . São selecionados como fraudadores os consumidores MT com consumo mais próximo da média de consumo do

cluster. Uma vez que o número de inspeções em consumidores MT é pequeno, o *cluster* desses consumidores abrange toda a subestação.

Esse procedimento leva em consideração a similaridade no consumo de energia entre os consumidores alimentados pela mesma tensão em uma determinada região. Por isso, a técnica de classificação definida tende a obter uma boa aproximação, pois, embora não garanta que o ajuste seja feito sobre os consumidores que realmente realizaram fraudes, ela seleciona consumidores que apresentam perfil de consumo semelhantes a estes.

A última etapa da metodologia é realizar a correção dos consumos nos clientes BT e MT classificados como fraudadores na etapa anterior. Para isso, é necessário calcular um fator de ajuste que represente o montante de energia a ser acrescido ao consumo mensal desses consumidores, já que a taxa de fraude por si só não representa a energia efetivamente desviada por meio de fraudes e que deva ser corrigida nos dados de consumo.

Por isso, adotou-se um modelo que utiliza o histórico de consumo dos clientes inspecionados e identificados como fraudadores. A justificativa para o uso do histórico de consumo para gerar o modelo é que, em geral, após a inspeção, o consumidor desliga o mecanismo de fraude e passa a pagar pelo que realmente consome. O aumento da energia faturada causado pela normalização do consumo pode ser visto como o valor de energia que, antes da inspeção, era consumida sem ser faturada. Esta estimativa é conservadora, haja vista que o consumidor tende a gastar mais quando não está pagando pela energia elétrica consumida.

O modelo sugerido se baseia em um estudo realizado pela equipe de perdas da concessionária EDP Escelsa, no qual obteve-se a variação do consumo de cada cliente identificado como fraudador, em inspeções realizadas nos anos de 2005 e 2006. A variação é calculada pela diferença entre a média dos consumos faturados nos três meses seguintes ao segundo mês após a inspeção e a média dos consumos faturados nos três meses antes da inspeção. Esse cálculo é mostrado na Equação (3.5).

$$\Delta_m = \frac{\sum_{i=3}^5 cons_{+i}}{3} - \frac{\sum_{i=1}^3 cons_{-i}}{3} \quad (3.5)$$

Onde:

Δ_m é a variação média de consumo dos consumidores fraudadores [kWh].

i	é o mês de apuração.
$cons_{+i}$	é o valor médio de consumo dos consumidores fraudadores apurados no mês $+i$ [kWh].
$cons_{-i}$	é o valor médio de consumo dos consumidores fraudadores apurados no mês $-i$ [kWh].

Os dois consumos imediatamente posteriores à inspeção não são considerados a fim de evitar os reflexos da defasagem na leitura, já que existem casos em que esses consumos ainda representam o estado anterior à inspeção, mas com registros defasados.

Em alguns casos, pode ocorrer uma queda no consumo após a inspeção, indicando que houve uma economia de energia por parte do consumidor após a identificação da fraude. Esses casos devem ser desconsiderados na elaboração do modelo de ajuste, já que o objetivo principal, nesta abordagem, é obter o montante de energia não faturada, que deve ser um aumento e não um decréscimo do consumo.

Além de considerar a variação no consumo, o fator de ajuste deve ser diferente para consumidores com características diferentes. Isso significa que um consumidor residencial monofásico possui um perfil de consumo diferente de um consumidor industrial trifásico. E, mesmo que os consumidores pertençam à mesma classe e à mesma classe de serviço, eles podem possuir perfis de consumo diferentes se estiverem localizados em regiões diferentes. Por exemplo, o perfil de consumidores residenciais monofásicos da Grande Vitória pode ser diferente do perfil dos consumidores residenciais monofásicos que estejam no interior do estado.

Para atender a esse requisito, estratificaram-se os dados históricos de variação de consumo por grupos de consumidores com características semelhantes de acordo com alguns atributos. Nos dados levantados no estudo da EDP Escelsa, os atributos disponíveis são: região, município, classe (residencial, comercial, industrial, rural e outros) e classe de serviço (monofásico, bifásico e trifásico).

Após a estratificação, foram calculados dois fatores de ajuste para cada grupo de consumidores dado pela combinação (região/município, classe, classe de serviço): um que é usado para ajustar consumos registrados com o valor diferente de zero e outro que é usado quando o consumo for igual a zero.

No primeiro caso, o fator é calculado como uma média das variações relativas de todos os consumidores em cada estratificação. A variação relativa é calculada como a razão

entre a diferença das médias dos consumos antes e após a inspeção e a média antes da inspeção, como mostrado na Equação (3.6):

$$\Delta_{m\%} = \frac{\sum_{i=3}^5 cons_{+i} - \sum_{i=1}^3 cons_{-i}}{\sum_{i=1}^3 cons_{-i}} \cdot 100[\%] \quad (3.6)$$

Onde:

$\Delta_{m\%}$ é a variação média relativa de consumo dos consumidores fraudadores do segmento [%].

i é o mês de apuração.

$cons_{+i}$ é o valor médio de consumo dos consumidores fraudadores apurados no mês $+i$ para o segmento [kWh].

$cons_{-i}$ é o valor médio de consumo dos consumidores fraudadores apurados no mês $-i$ para o segmento [kWh].

Esse resultado não é dependente da ordem de grandeza dos consumos, permitindo agrupar consumidores com diferentes faixas de consumos em um mesmo valor de classe e de classe de serviço. O fator de ajuste baseado na variação relativa dos consumos é usado como um fator multiplicativo, através da Equação (3.7):

$$consumo_{novo} = \left(1 + \frac{\Delta_{m\%}}{100} \right) \cdot consumo_{antigo} \quad (3.7)$$

Onde:

$consumo_{novo}$ é o consumo ajustado.

$consumo_{antigo}$ é o consumo sem ajustes.

No segundo caso, o fator de ajuste é calculado como uma média das variações absolutas dos consumos de todos os consumidores em cada estratificação, já calculado através da Equação (3.5). Para consumos registrados com zero, o fator calculado com a variação

relativa não é adequado, pois, como é utilizado como um fator multiplicativo pelo consumo, não gera nenhum acréscimo no consumo. Assim, utiliza-se o fator calculado com a variação absoluta como um fator aditivo ao consumo, através da Equação (3.8):

$$\text{consumo}_{\text{novo}} = \text{consumo}_{\text{antigo}} + \Delta_m \quad (3.8)$$

Os dados referentes ao histórico de consumo também devem possuir uma amostra significativa para que o fator de ajuste calculado esteja dentro de um percentual de confiança aceitável. Por isso, cálculos semelhantes aos da Equação (3.1) e Equação (3.2) foram feitos para encontrar a quantidade suficiente de amostras nos dados históricos de consumo para cada estratificação de consumidores dada pela combinação (município, classe, classe de serviço).

Supõe-se que as inspeções que identificaram consumidores fraudadores são obtidas de forma aleatória (independentes entre si) e possuem distribuição normal de probabilidade, sendo esta a melhor aproximação a partir dos dados disponíveis. Para tanto, a condição apresentada na Equação (3.9) deve ser satisfeita.

$$P(|\bar{X} - \mu| \leq E) \geq \gamma \quad (3.9)$$

Onde:

\bar{X} é a média da elevação dos consumos estimada pela amostra.

μ é a média da elevação dos consumos na população.

E é o erro máximo absoluto.

γ é o fator de confiança.

Desenvolvendo a Equação (3.9) (Triola, 2008), encontramos a fórmula para calcular o número mínimo de inspeções que garantam uma boa estimativa do ajuste, que é a média das elevações de consumos (\bar{X}) de cada estratificação de (município, classe, classe de serviço), mostrada na Equação (3.10). A dedução da Equação (3.10) é mostrada no APÊNDICE III.

$$n \geq \left(\frac{z_{\gamma/2} \cdot \sigma}{E} \right)^2 \quad (3.10)$$

Onde:

- n é o número mínimo de amostras.
- σ é o desvio padrão populacional, aproximado pelo desvio padrão das elevações dos consumos obtido na amostra.
- $z_{\gamma/2}$ é um escore z com a propriedade de separar uma área $\gamma/2$ na cauda direita da distribuição normal padronizada.

Quando o total de amostras em uma dada estratificação não for maior do que o mínimo calculado pela Equação (3.10), então é feito um agrupamento dos dados para consumidores com as mesmas características no nível superior (região), combinando-se os atributos (região, classe, classe de serviço). O número mínimo é recalculado da mesma forma, aplicando-se a Equação (3.10) para a nova amostra de dados. Se o total de amostras ainda não for suficiente, então os dados são agrupados no primeiro nível (por estado), combinando-se os atributos (classe, classe de serviço).

A abordagem apresentada para obter o fator de ajuste é empregada para elaborar um modelo de ajuste do consumo em clientes BT, utilizando-se os dados relativos a inspeções de consumidores BT, e um modelo de ajuste do consumo em clientes MT, utilizando-se os dados referentes a inspeções de consumidores MT.

O algoritmo da Figura 3.3 mostra a metodologia proposta para estimativa das perdas não técnicas e ajuste nos consumos.

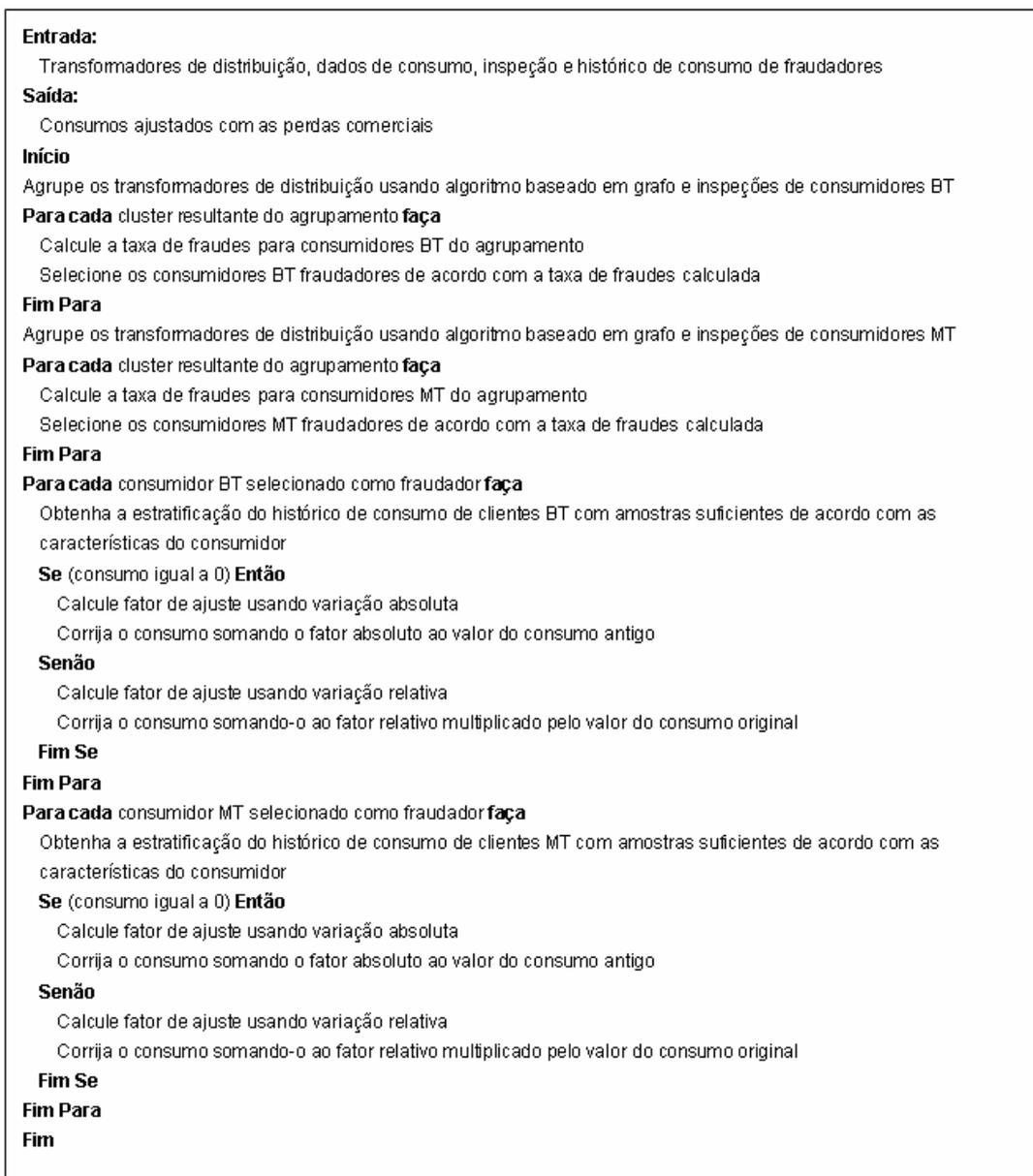


Figura 3.3 - Metodologia para estimativa das perdas não técnicas e ajuste dos consumos

3.2.1 Aplicação da Metodologia Proposta

Tanto a metodologia de cálculo de perdas técnicas criado por Meffe (2001 e 2007) e quanto o aperfeiçoamento apresentado na seção anterior, necessitam de uma grande quantidade de informações da rede elétrica. São necessários dados elétricos de transformadores de subestação, redes de distribuição primária e secundária, transformadores

de distribuição, bancos de capacitores, bancos de reguladores de tensão, chaves e consumidores.

Durante a implementação destas metodologias, a aquisição de informações foi automatizada de modo que, periodicamente, uma extração de dados é feita a partir do GIS (*Geographic Information System*) da concessionária, de acordo com *layout* específico. A Figura 3.4 mostra o fluxograma de funcionamento das metodologias descritas.

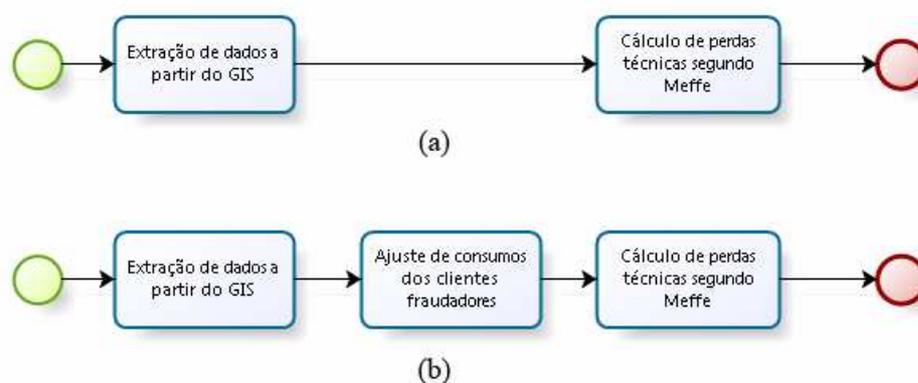


Figura 3.4 - Fluxograma de funcionamento das metodologias: (a) Cálculo de perdas técnicas criado por Meffe (2001 e 2007); (b) Metodologia proposta, através do ajuste de consumos dos clientes fraudadores.

É importante destacar que após a aplicação da metodologia apresentada é necessário aplicar a metodologia de Meffe, que será utilizada como “ajuste fino” no processo. Ou seja, as metodologias são cumulativas e devem ser aplicadas de forma sequencial. Naturalmente ao se aplicar a metodologia de Meffe após o ajuste dos consumos de clientes fraudadores o fator k_e será menor quando comparado à aplicação da metodologia de Meffe diretamente. O novo valor de k_e tende a 1 quanto mais preciso for o ajuste de consumo dos fraudadores.

3.3 Efeito dos Consumidores Clandestinos no Cálculo de Perdas Técnicas

Como visto na seção anterior, a metodologia de ajuste proposta contempla o efeito da existência de consumidores fraudadores nas perdas técnicas das redes de distribuição de energia elétrica. Sabe-se, porém, que há outro tipo de consumidor irregular, que também furta energia elétrica: o consumidor clandestino. É considerado consumidor clandestino aquele que não está registrado na base cadastral da concessionária.

Nesta seção serão apresentadas as modificações implementadas na metodologia para se efetuar o ajuste no cálculo das perdas técnicas de energia, considerando-se agora os efeitos dos consumidores clandestinos.

3.3.1 Informações sobre Consumidores Clandestinos

A concessionária local de energia elétrica (EDP Escelsa) possui uma gerência que cuida exclusivamente do combate às perdas comerciais de energia. São promovidas por esta gerência diligências periódicas em busca de consumidores fraudadores e clandestinos (são feitas inspeções por varredura, ou seja, fiscalização de todas as unidades consumidoras de uma determinada área), focando os bairros de maior incidência de furto de energia. A cada ida das equipes de inspeção a um determinado bairro dá-se o nome de visita.

A principal região de realização das inspeções por varredura são os municípios da região metropolitana de Vitória (Grande Vitória), por concentrarem bairros com elevados índices de furto de energia, além de estarem geograficamente próximos do Centro Operativo da concessionária (COC).

Para melhor gerenciar o combate aos furtos de energia, é mantido pela concessionária um histórico de visitas aos bairros, bem como o número de consumidores clandestinos retirados em cada visita. A organização da base histórica teve início no ano de 2004, e se estende até a data atual. A Figura 3.5 apresenta o modelo de dados obtido na base histórica.

Ano	Cidade	Bairro	Qtde. Retiradas
2008	VITÓRIA	ANDORINHAS	13
2008	VITÓRIA	BELA VISTA	25
2008	VITÓRIA	BENTO FERREIRA	5
2008	VITÓRIA	ESTRELINHA	16

Figura 3.5 - Exemplo de histórico de consumidores clandestinos retirados.

3.3.2 Conexão entre Dados Elétricos e Políticos

Os dados de consumidores clandestinos estão organizados por bairro. Tem-se, portanto, duas bases de dados desconexas: a primeira, de consumidores clandestinos por bairro; e a segunda, de dados elétricos do sistema de distribuição de energia.

Dada a desconexão entre as bases de consumidores clandestinos e dados elétricos, foi necessário criar a ligação entre as duas. Era preciso escolher um elemento pequeno (com

pouca ou nenhuma aglutinação de consumidores e com área de abrangência pequena), e com informações geográficas suficientes para que pudesse ser relacionado ao seu bairro. O único elemento que atendeu a estas características foram os transformadores de distribuição.

A fim de relacionar os transformadores de distribuição com os bairros, foram levantados junto ao GIS a relação de municípios, bairros e os transformadores de distribuição pertencentes a cada bairro, na Grande Vitória.

3.3.3 Aplicação dos Insumos ao Método Pré-existente

O histórico de visitas realizadas e a quantidade de consumidores clandestinos retirados em cada visita fornecem uma estimativa do real número de consumidores clandestinos em cada bairro. A nova metodologia propõe utilizar os dados históricos de clandestinos para estimar o número de consumidores que devem ser acrescentados à base de dados elétricos, a fim de considerar o impacto deste tipo de furto no cálculo das perdas de energia elétrica.

3.3.4 Preparação dos Insumos

Terminada a carga dos dados, é necessário verificar as informações de consumidores clandestinos. A primeira verificação é filtrar os registros de visitas realizadas pelo ano de interesse, podendo ser utilizadas informações de mais de um ano.

A segunda verificação realizada é avaliar se a quantidade de visitas realizadas em determinado bairro pode fornecer uma média confiável do número real de clandestinos existentes. A Equação (3.11) fornece o número mínimo de visitas necessárias para se obter uma média confiável (Triola, 2008). A dedução da Equação (3.11) é mostrada no APÊNDICE IV.

$$n \geq \frac{N \cdot \sigma^2 \left(z_{\frac{\gamma}{2}} \right)^2}{(N-1)E^2 + \sigma^2 \left(z_{\frac{\gamma}{2}} \right)^2}$$

(3.11)

Onde:

n é o número mínimo de visitas necessárias.

N é o total de consumidores do bairro.

$z_{\gamma/2}$ é um escore z com a propriedade de separar uma área $\gamma/2$ na cauda direita da distribuição normal padronizada.

σ é o desvio padrão populacional, aproximado pelo desvio padrão da amostra.

E é a margem de erro.

Se o bairro avaliado não possui o número mínimo de visitas necessárias, são utilizados também os dados de visitas de bairros similares, que somados possuam o número de visitas suficiente. Isto é feito aplicando-se a Equação (3.11) com $N = N_{total}$, onde N_{total} é a soma da quantidade de consumidores do bairro analisado e da quantidade de consumidores dos bairros similares. Desta forma é obtido um novo valor para n denominado n_{total} , que é comparado com o número de visitas do bairro analisado somado com o número de visitas dos bairros similares. Se o número de visitas do bairro analisado somado com o número de visitas feitas nos bairros similares for maior ou igual a n_{total} , é possível obter uma média confiável do número real de clandestinos existentes.

A Tabela 3.1 mostra exemplos de bairros e seus respectivos valores de n e o do número de visitas realizadas: para os três primeiros bairros, nota-se que o número de visitas realizadas é maior que o valor de n . Para os demais, não foram realizadas visitas suficientes e foram utilizadas as informações de bairros similares.

Tabela 3.1 - Exemplos de bairros e os respectivos valores de n e o do número de visitas realizadas.

Bairro	n	Número de visitas realizadas
Araçás	10	28
Barra do Jucu	11	54
Nova Itaparica	11	18
Coqueiral de Itaparica	14	4
Praia de Itapoã	5	4
Praia de Itaparica	9	6

3.3.5 Aplicação da Metodologia

A aplicação da metodologia pode ser dividida em subprocessos, descritos a seguir:

- Leitura de dados: o primeiro subprocesso consiste na leitura de todos os insumos necessários ao cálculo (informações elétricas, de clandestinos e divisões políticas). A carga das informações de consumidores clandestinos e de divisões políticas é feita de maneira prévia ao cálculo principal, e de uma só vez, para todas as subestações de distribuição que serão analisadas. O cálculo principal é feito em separado para cada subestação. Os seus dados elétricos são lidos de forma individual.
- Identificação dos consumidores: após a leitura dos dados elétricos de uma subestação, é feita a identificação dos consumidores contidos nesta subestação.
- Identificação dos bairros cobertos pela subestação: a partir da lista de consumidores de uma subestação, e da relação Consumidor x Bairro carregada inicialmente, são identificados os bairros cobertos pela subestação em questão.
- Cálculo do fator de cobertura da subestação em cada bairro coberto n : é possível que mais de uma subestação atenda a um determinado bairro, como ilustrado na Figura 3.6. Neste caso, parte do bairro Praia da Costa é atendido pelas subestações Vila Velha (em azul) e parte é atendido pela subestação Ibes (em vermelho).

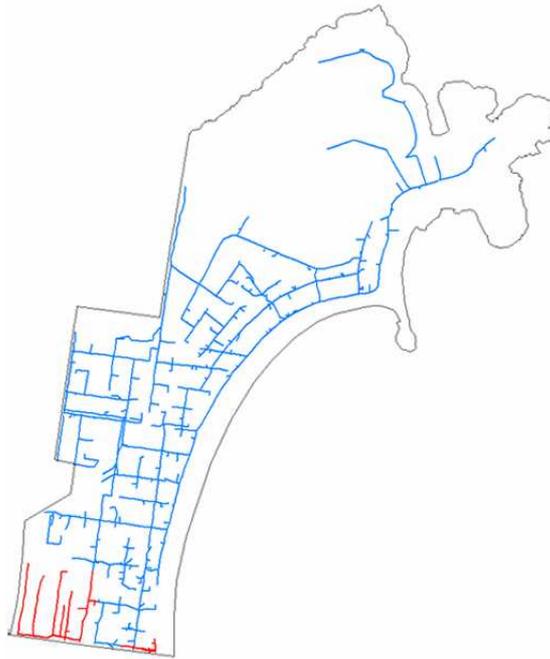


Figura 3.6 - Exemplo de bairro coberto por mais de uma subestação

Nestes casos é necessário calcular o percentual de participação da subestação que está sendo analisada em cada bairro n , que é fornecido através da Equação (3.12):

$$F_{c-n} = \frac{C_{SD/Bairro-n}}{C_{Bairro-n}} \quad (3.12)$$

Onde:

$C_{SD/Bairro-n}$ é o número de consumidores contidos no bairro n , ligadas a subestação em estudo.

$C_{Bairro-n}$ é o número total de consumidores contidos no bairro n .

F_{c-n} é o percentual de contribuição da subestação no bairro n (fator de cobertura).

- Cálculo do número provável de consumidores clandestinos: para cada bairro n coberto pela subestação, é calculado o número provável de consumidores clandestinos, considerando-se o disposto na seção 3.3.4, através da Equação (3.13):

$$N_{cp-n} = \frac{\sum_{t=1}^{n_{v-n}} N_{cv-nt}}{n_{v-n}} \quad (3.13)$$

Onde:

N_{cv-nt} é o número de consumidores clandestinos retirados na visita t ao bairro n .

n_{v-n} é o número de visitas feitas ao bairro n .

N_{cp-n} é o número provável de consumidores clandestinos no bairro n .

- Aplicação do fator de cobertura ao total de clandestinos provável: nos casos em que F_{c-n} é diferente de um, o bairro n é atendido por duas ou mais subestações. Nestes casos, é preciso aplicar F_{c-n} ao N_{cp-n} , a fim de calcular o número de clandestinos provável no bairro n proporcional a subestação em análise, dado através da Equação (3.14):

$$N_{cpp-n} = N_{cp-n} \cdot F_{c-n} \quad (3.14)$$

Onde:

N_{cpp-n} é o número de consumidores clandestinos provável, proporcional a subestação em análise.

- Adição dos consumidores clandestinos: nesta etapa são adicionados os novos consumidores em cada bairro n , que herdam o perfil (fase e coordenadas) de um consumidor já existente, escolhido aleatoriamente dentre os consumidores do bairro n . O consumo do clandestino é selecionado aleatoriamente numa faixa provável de ocorrência, estabelecida entre 150 e 200 kWh, obtida através de estudos realizados pela EDP Escelsa com consumidores clandestinos quando estes foram legalizados.

- Geração do arquivo de saída: cumpridas as etapas anteriores, um novo arquivo de saída é gerado, para processamento das perdas técnica de energia, contendo os novos consumidores clandestinos.

A Figura 3.7 mostra o fluxograma de funcionamento da metodologia de correção de consumo proposta, considerando a influência dos consumidores clandestinos.

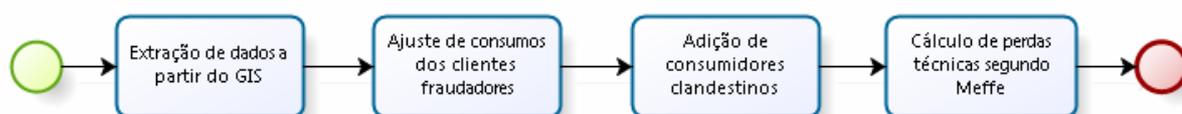


Figura 3.7 - Fluxograma de funcionamento, considerando inclusão de consumidores clandestinos.

Destaca-se, novamente, que as metodologias são cumulativas e devem ser aplicadas de forma seqüencial. A metodologia de Meffe é utilizada como “ajuste fino” no processo e o novo valor de k_e tende a 1 quanto mais preciso for o ajuste de consumo dos fraudadores e a inclusão de consumidores clandestinos.

A etapa “Adição de consumidores clandestinos”, mostrada na Figura 3.7, representa os subprocessos descritos no início desta seção. A Figura 3.8 mostra o fluxograma de funcionamento destes subprocessos.

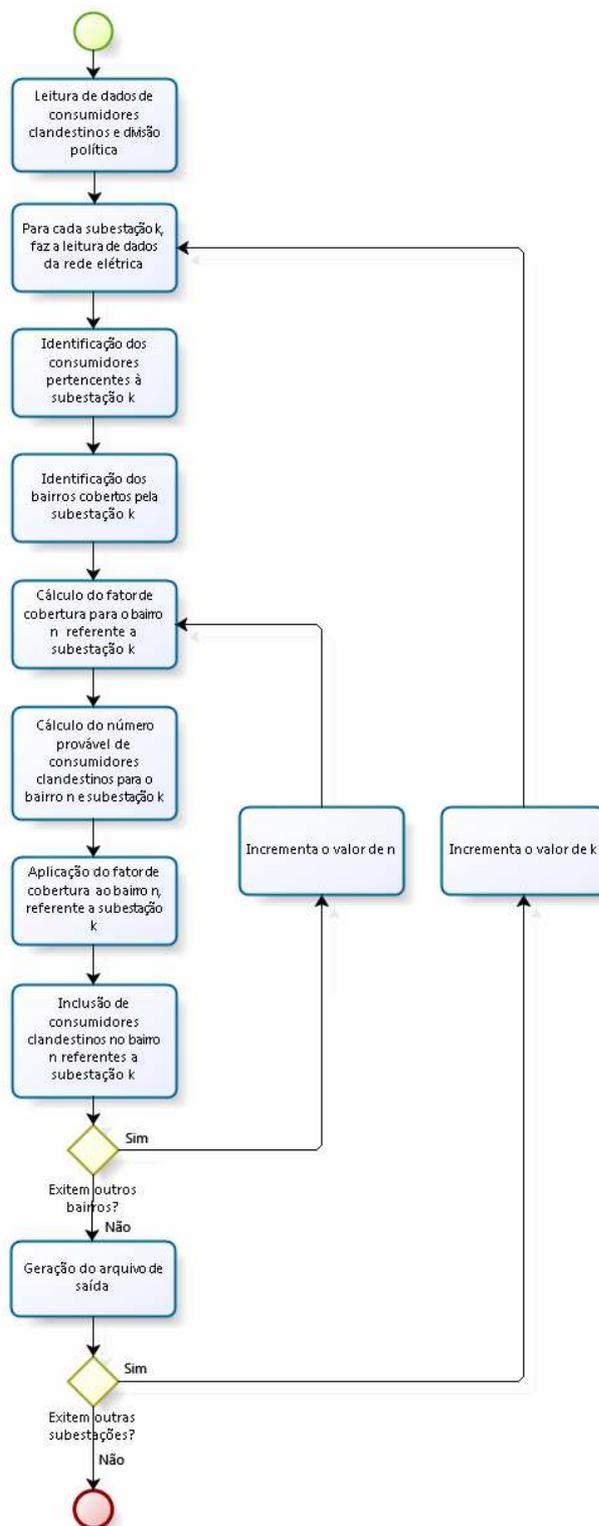


Figura 3.8 - Fluxograma dos subprocessos da etapa "adição de consumidores clandestinos".

4. RESULTADOS

4.1 Introdução

Este capítulo apresenta os principais resultados obtidos com a aplicação das metodologias descritas no Capítulo 3. Inicialmente é feita uma avaliação numérica entre a metodologia de Meffe, que considera uma distribuição uniforme da energia não faturada, e a nova metodologia, que considera uma distribuição não uniforme da energia não faturada, através de informações sobre consumidores fraudadores e clandestinos, com a utilização de uma topologia de rede de distribuição fictícia.

Em seguida são mostrados os resultados numéricos de simulação em topologias de redes reais: resultados comparativos da aplicação das metodologias na região Metropolitana da Grande Vitória, escolhida por possuir uma base de dados de fraudes e clandestinidade ampla e consolidada.

4.2 Avaliação da metodologia considerando distribuição não uniforme da energia não faturada

O objetivo desta avaliação é indicar em quais situações a metodologia de distribuição não uniforme da energia não faturada (considerando fraudadores e clandestinos) é melhor em comparação com a distribuição uniforme.

As metodologias de cálculo de perdas técnicas podem ser avaliadas sob diferentes aspectos. Tempo de cálculo, quantidade de informações requeridas e desvio do resultado em relação à realidade são alguns dos aspectos que podem ser combinados ou avaliados separadamente.

Em todas as metodologias avaliadas a quantidade de informações e o tempo de execução dos processamentos são praticamente os mesmos. O principal indicador de desempenho tornou-se, então, a precisão dos cálculos em relação à realidade ocorrida em campo, ou seja, quanto menor o desvio entre o resultado do método e a realidade, melhor é a metodologia empregada.

A aplicação em redes reais deste conceito simples esbarra na dificuldade de se obter medições confiáveis regionalizadas (por bairros, por exemplo), de modo a criar uma relação entre o histórico de fraudes e clandestinidade e a realidade em campo. Sabe-se apenas que o histórico de fraudadores e clandestinos fornece uma indicação das áreas com maior ou menor

índice de perdas não técnicas, porém, geralmente, este índice é menor do que o valor real, dada a dificuldade técnica e jurídica em se autuar os consumidores.

Para contornar este problema propõe-se, inicialmente, a utilização de uma rede elétrica fictícia, com topologia simplificada, tornando assim o processo de avaliação totalmente controlado, pois todos os parâmetros desta rede elétrica são conhecidos. O objetivo é utilizá-la como referência para avaliar a aplicação das metodologias.

4.2.1 Topologia de testes proposta

A topologia de rede utilizada nos testes é apresentada na Figura 4.1. A rede possui 25 consumidores, distribuídos homogeneamente ao longo do circuito elétrico e agrupados em cinco agrupamentos de cinco clientes cada.

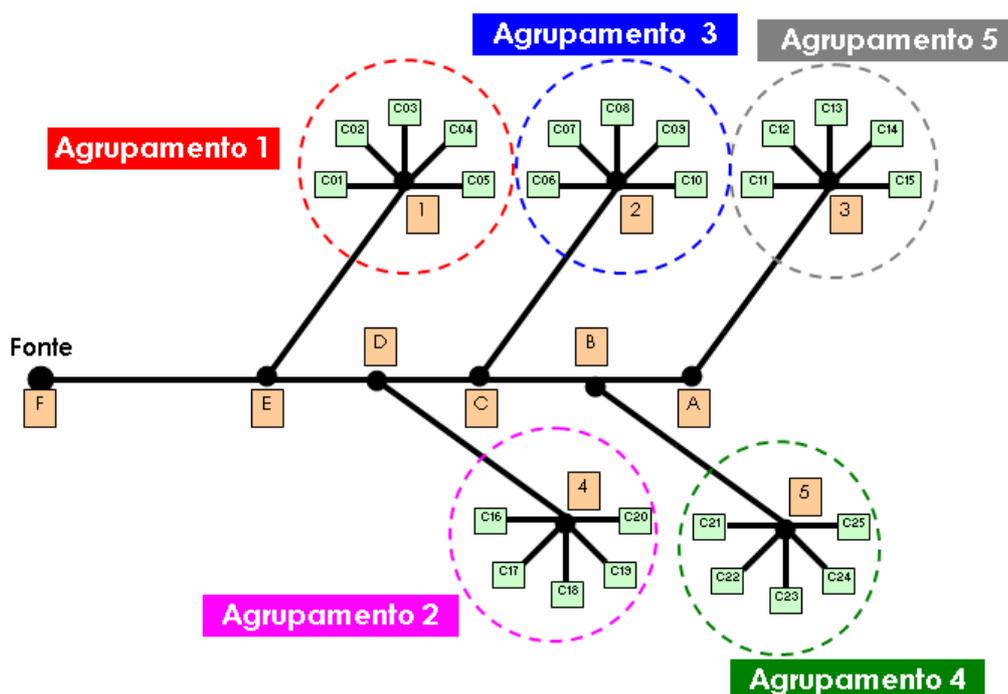


Figura 4.1 - Topologia de testes utilizada.

A Tabela 4.1 mostra os parâmetros elétricos considerados.

Tabela 4.1 - Parâmetros de cálculo utilizados na avaliação das metodologias

Parâmetro	Valor adotado
Fator de carga	1,00
Cabo	336,4 MCM
R1 (ohm/km)	0,20
Horas mês	744
Tensão de operação (kV) – constante	11,40
Comprimento do ramal secundário (km)	0,50
Comprimento do ramal primário (km)	1,50
Comprimento do tronco - cada trecho (km)	1,20
Comprimento da saída do alimentador (km)	3,00
Número de fases	1
Consumo per capita (MWh)	100
Energia aferida na fonte (MWh)	3.000

4.2.2 Aplicação da metodologia aos cenários de testes propostos

Na aplicação da metodologia de Meffe os consumos são ajustados uniformemente entre todos os consumidores de modo que a energia a montante, calculada no início do circuito, seja igual à energia aferida no mesmo ponto.

Por outro lado a aplicação da metodologia proposta neste trabalho requer alguns cuidados adicionais. Não se sabe, *a priori*, qual é a relação entre a realidade em campo e as taxas de perdas não técnicas obtidas a partir da base histórica de fraudadores e clandestinos. Assim, propõe que sejam adotados cenários de carga (devido às perdas não técnicas), sendo os mesmos construídos atribuindo-se a cada agrupamento diferentes pesos (que representam as taxas de perdas não técnicas de cada agrupamento). Foram adotados dois pesos típicos para cada agrupamento: 10 % e 15 %. Assim, o número de combinações possíveis é de 30, considerando-se 5 agrupamentos e 2 pesos, conforme mostrado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Pesos adotados para cada agrupamento (taxa de perdas não técnicas)

Cenário	Peso adotado (taxa de perda não técnica) (%)				
	Agrupamento 1	Agrupamento 2	Agrupamento 3	Agrupamento 4	Agrupamento 5
Cenário 1	15	10	10	10	10
Cenário 2	10	15	10	10	10
Cenário 3	10	10	15	10	10
Cenário 4	10	10	10	15	10
Cenário 5	10	10	10	10	15
Cenário 6	15	15	10	10	10
Cenário 7	15	10	15	10	10
Cenário 8	15	10	10	15	10
Cenário 9	15	10	10	10	15
Cenário 10	10	15	15	10	10
Cenário 11	10	15	10	15	10
Cenário 12	10	15	10	10	15
Cenário 13	10	10	15	15	10
Cenário 14	10	10	15	10	15
Cenário 15	10	10	10	15	15
Cenário 16	10	10	15	15	15
Cenário 17	10	15	10	15	15
Cenário 18	10	15	15	10	15
Cenário 19	10	15	15	15	10
Cenário 20	15	10	10	15	15
Cenário 21	15	10	15	10	15
Cenário 22	15	10	15	15	10
Cenário 23	15	15	10	10	15
Cenário 24	15	15	10	15	10
Cenário 25	15	15	15	10	10
Cenário 26	10	15	15	15	15
Cenário 27	15	10	15	15	15
Cenário 28	15	15	10	15	15
Cenário 29	15	15	15	10	15
Cenário 30	15	15	15	15	10

Cada cenário proposto possui uma distribuição de carga diferente. Com o intuito de quantificar com mais facilidade a distribuição de carga de cada cenário, foi utilizado o indicador denominado “distância de carga equivalente”, que permite indicar quão próximo a carga está da fonte. A distância de carga equivalente de uma rede é dada pela Equação (4.1).

$$d_{ce} = \frac{P_e}{\Delta t \cdot i^2} [\text{ohm}] \quad (4.1)$$

Onde:

P_e é a perda técnica de energia calculada para o caso base do cenário em estudo [kWh].

Δt é o intervalo de tempo no qual as perdas técnicas foram apuradas [h].

i é a corrente de carga padronizada [A]. Por simplificação adota-se $i = 1\text{A}$.

d_{ce} é a distância de carga equivalente [ohm].

O indicador d_{ce} pode ser interpretado como a distância elétrica na qual uma carga de 1 A provoca perdas elétricas iguais a P_e no intervalo de tempo Δt . Um d_{ce} maior indica que a carga está mais distante de fonte; um menor d_{ce} indica que a carga está mais próxima da fonte, sempre mantidas as condições explicitadas na Tabela 4.1.

Outro aspecto importante a ser analisado é o cálculo das taxas de perdas não técnicas (pesos) a partir da base histórica de fraudadores e clandestinos, que pode retornar um valor diferente do encontrado na realidade. Este comportamento deve ser transportado aos cenários de testes propostos e seu impacto deve ser avaliado. Assim, para cada cenário proposto anteriormente e agora tomado como caso base, sabe-se que a metodologia proposta pode retornar valores de taxas de perdas não técnicas acima ou abaixo dos valores propostos para cada agrupamento. Como exemplo, se tomarmos como base o cenário 1, que tem como pesos 15%, 10%, 10%, 10% e 10% para os agrupamentos 1, 2, 3, 4 e 5, respectivamente, a metodologia poderá retornar um resultado da forma 13%, 10%, 12%, 14% e 8%, respectivamente. Ou ainda 16%, 9%, 8%, 13% e 11%. Ou qualquer outra combinação de resultados.

Em situações reais, esta diferença entre o valor real em campo e o valor retornado pela metodologia depende da qualidade das inspeções feitas em campo. Com os dados disponibilizados atualmente pela concessionária não se consegue quantificar quão boa é a base de inspeções.

Nos testes feitos com a rede fictícia propõe-se que sejam avaliadas as possibilidades de desvio nos valores de taxas de perdas não técnicas fornecidos pela metodologia. Pode ser desde um acerto total das taxas de perdas não técnicas de cada agrupamento até um erro elevado em todos os agrupamentos. No primeiro caso, que é a situação ideal, o desvio é zero e a metodologia proposta, com distribuição não uniforme da energia não faturada, é superior. No outro caso extremo, o desvio poderá ser tão elevado que a utilização de uma distribuição uniforme da energia não faturada poderá ser mais eficiente.

Para avaliar a influência dos possíveis desvios fornecidos a partir da base de inspeções, foram consideradas duas faixas de variação para as taxas de perdas não técnicas de cada cenário proposto. Os valores limites para cada faixa foram escolhidos de modo a cobrir variações de média e grande magnitude (20% e 40%, respectivamente). É esperado que não ocorram variações maiores que 40%.

No primeiro caso, foi considerada a possibilidade de ocorrência de desvio máximo de 40% em relação ao valor do caso base, sendo adotadas 5 faixas: -40%, -20%, 0%, +20% e +40%. Em cada cenário, cada agrupamento poderá ter um desvio de -40%, -20%, 0%, +20% ou +40% em seu valor. Assim, o número de combinações possíveis é $5^5 = 3.125$. No segundo caso, foi considerada a possibilidade de ocorrência de desvio máximo de 20%, sendo adotadas 3 faixas: -20%, 0% e +20%. Neste caso, o número de combinações possíveis é $3^5 = 243$. De modo geral o número de combinações testadas é t^p , onde:

t é o número de faixas consideradas na análise do desvio máximo admitido para a taxa de perdas não técnicas.

p é o número de agrupamentos existentes.

No processo de avaliação da metodologia cada cenário é avaliado em separado. Tomando-se como base o cenário n , calculam-se as perdas técnicas para cada combinação de taxa de perdas não técnicas possível. Se foi adotado um desvio máximo de 40% em relação ao valor do caso base, então serão realizados 3.125 cálculos diferentes, avaliando todas as possibilidades de ocorrência. Por outro lado, se foi adotado um desvio máximo de 20% em relação ao valor do caso base, então serão realizados 243 cálculos diferentes, também avaliando todas as possibilidades de ocorrência. Para cada uma das 3.125 ou 243 combinações é calculado o valor da perda técnica correspondente, e seu desvio em relação ao valor das perdas técnicas calculado para o caso base do cenário n em análise. Também para o cenário n é calculado o valor da perda técnica segundo a metodologia proposta por Meffe e seu desvio

em relação ao valor das perdas técnicas do caso base do cenário n em análise. Vale ressaltar que, independente do cenário, o valor das perdas técnicas obtido segundo a metodologia proposta por Meffe é constante, visto que o ajuste de consumos é uniforme ao longo dos agrupamentos.

Deste modo é possível calcular a taxa de acerto da metodologia proposta, dada pela Equação (4.2).

$$T_A = \frac{C_m}{C_t} \cdot 100[\%] \quad (4.2)$$

Onde:

C_m é o número total de combinações em que o desvio entre o valor da perda técnica calculada e o valor da perda técnica calculada para o caso base do cenário n em análise for menor ou igual ao desvio entre o valor da perda técnica calculada a partir da metodologia de Meffe e o valor da perda técnica calculada para o caso base do cenário n .

C_t é o número total de combinações realizadas.

T_A é a taxa de acerto da metodologia.

A Figura 4.2 mostra a criação dos cenários a partir da rede de testes. A Figura 4.3 mostra um fluxograma da aplicação da metodologia proposta à rede fictícia adotada.

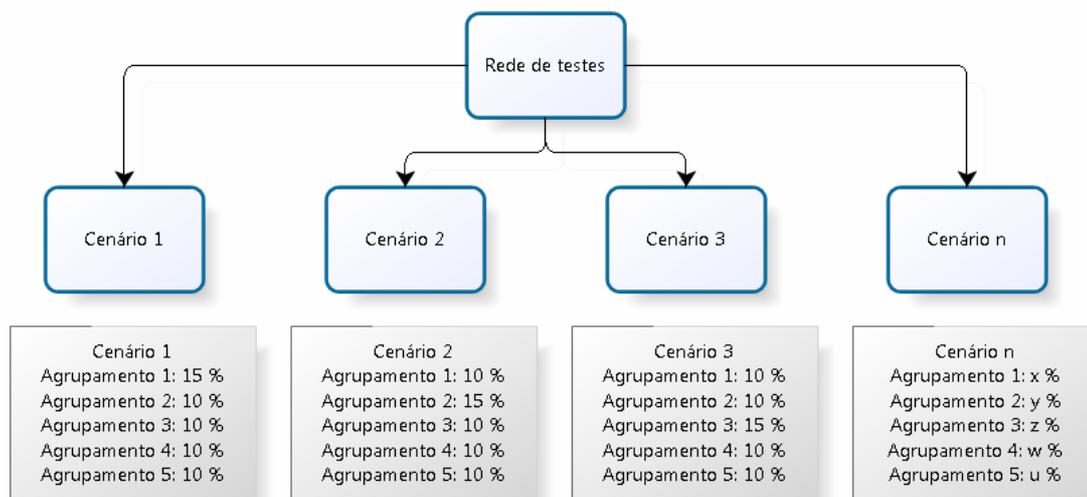


Figura 4.2 – Criação dos cenários a partir da rede de testes

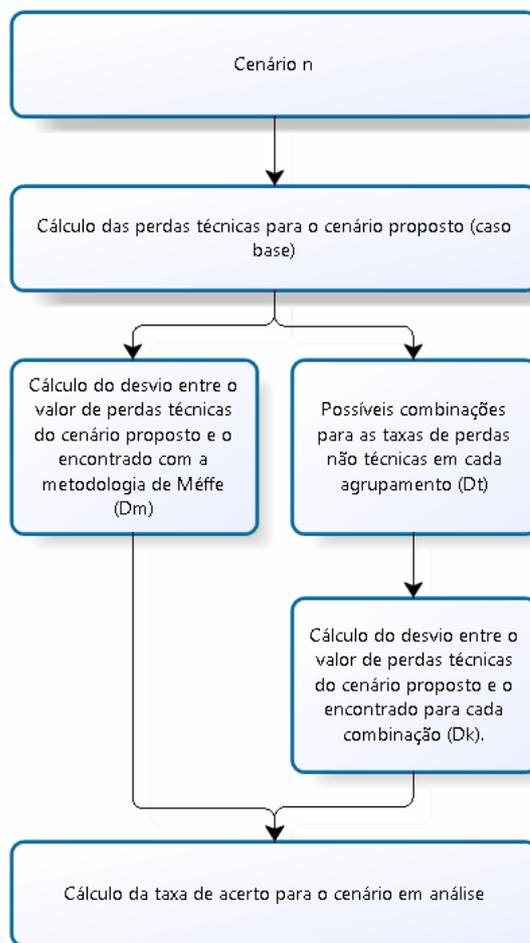


Figura 4.3 – Fluxograma da aplicação da metodologia proposta à rede fictícia adotada

4.2.3 Resultados encontrados

A Figura 4.4 apresenta as perdas técnicas obtidas através da metodologia de Meffe e as perdas técnicas calculadas para o caso base de cada cenário proposto, em função da distância de carga equivalente.

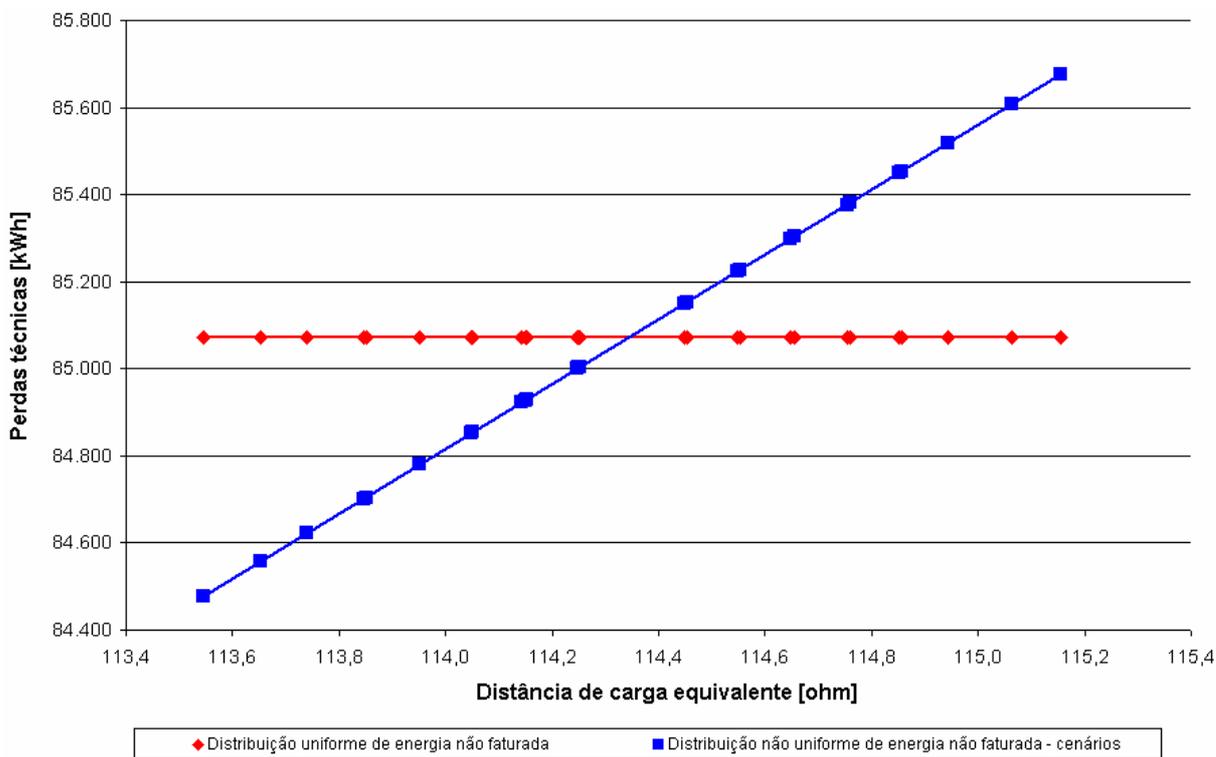


Figura 4.4 – Perdas técnicas obtidas através da metodologia de Meffe e perdas técnicas calculadas para o caso base de cada cenário proposto, em função da distância de carga equivalente. Detalhes no APÊNDICE V.

A partir da Figura 4.4 nota-se que, quando as perdas não técnicas estão concentradas próximo a fonte (distância de carga equivalente menor), o valor calculado pela metodologia de Meffe é maior que o valor calculado para o caso base dos cenários propostos. À medida que as perdas não técnicas são deslocadas para longe da fonte, o desvio entre os dois métodos tem seu valor reduzido, chegando a zero e em seguida invertendo sua polaridade.

A Figura 4.5 mostra a taxa de acerto em função da distância de carga equivalente, para as duas faixas de variação adotadas para as taxas de perdas não técnicas de cada cenário proposto (desvios máximos de 20% e 40%). As taxas de acerto são maiores nos extremos do gráfico, onde o desvio entre o valor calculado pela metodologia de Meffe e o valor calculado para o caso base do cenário proposto é maior, aumentando o parâmetro C_m da Equação (4.2) e conseqüentemente o valor da taxa de acerto. Nestes casos a qualidade da base histórica tem menor influência nos resultados, quando comparado com cenários intermediários (valores de distância de carga equivalente intermediários), que possuem uma distribuição de carga mais homogênea.

Também pode-se observar um melhor resultado na curva com 3 faixas de variação para as taxas de perdas não técnicas (desvio máximo de 20%), em comparação com a curva de

5 faixas (desvio máximo de 40%). Quando se adota um desvio máximo de 40%, aumenta-se a quantidade de combinações mais distantes do caso base de cada cenário, diminuindo, assim, a taxa de acerto da metodologia. Isto mostra que a metodologia é fortemente dependente da qualidade dos insumos utilizados.

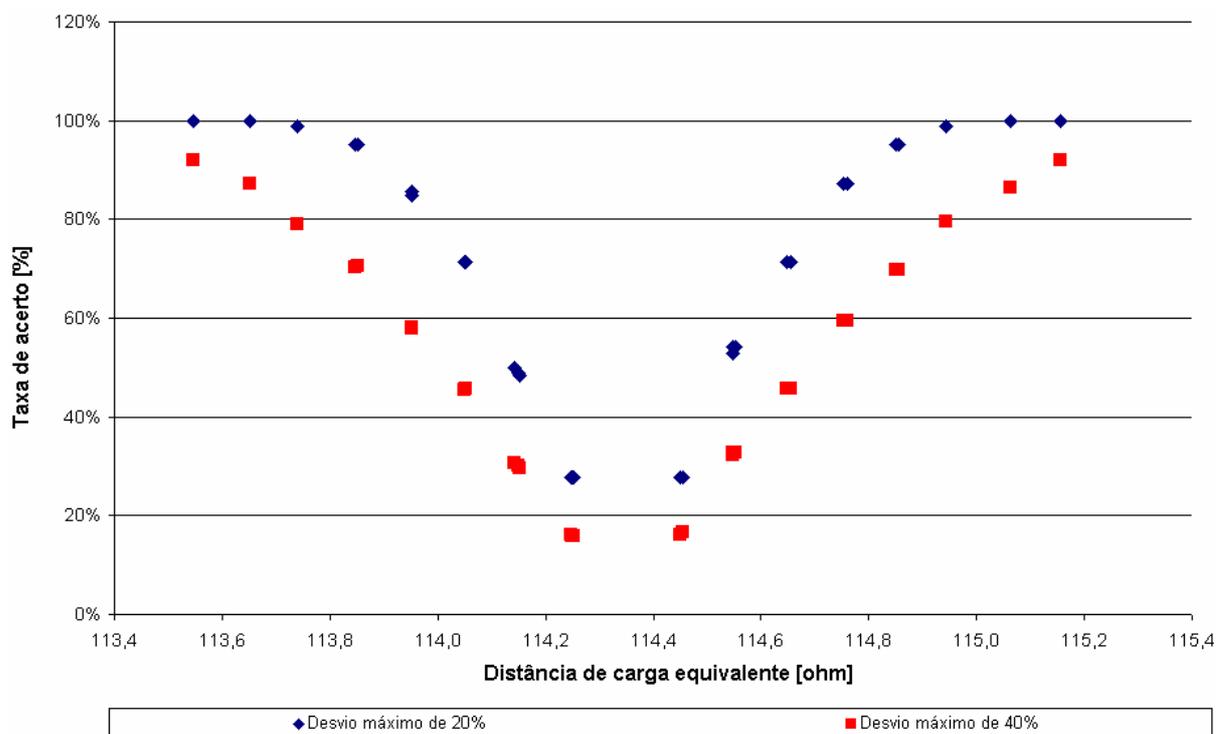


Figura 4.5 - Taxas de acerto em função da distância de carga equivalente e do desvio máximo adotado para a taxa de perdas não técnicas. Detalhes no APÊNDICE V.

4.3 Resultados de simulação em redes reais – correção de consumo nos consumidores fraudadores e adição de consumidores clandestinos

Para poder avaliar a aplicação da metodologia proposta em redes reais, foi escolhida como área piloto a Região Metropolitana da Grande Vitória, por possuir uma base de dados de fraudes e clandestinidade ampla e consolidada. A área piloto escolhida possui dezesseis subestações de distribuição e o período de simulação utilizado foi de janeiro a dezembro de 2008. As bases de dados das inspeções, recuperação de energia e clandestinos foram mantidas constante ao longo das simulações, a fim de evitar que alterações nestas bases interferissem na análise dos resultados.

Na Figura 4.6 são mostradas as perdas técnicas calculadas para a área piloto, contendo três curvas: a metodologia de Meffe, a metodologia proposta neste trabalho considerando

apenas os consumidores fraudadores; e a metodologia proposta neste trabalho considerando consumidores fraudadores e clandestinos.

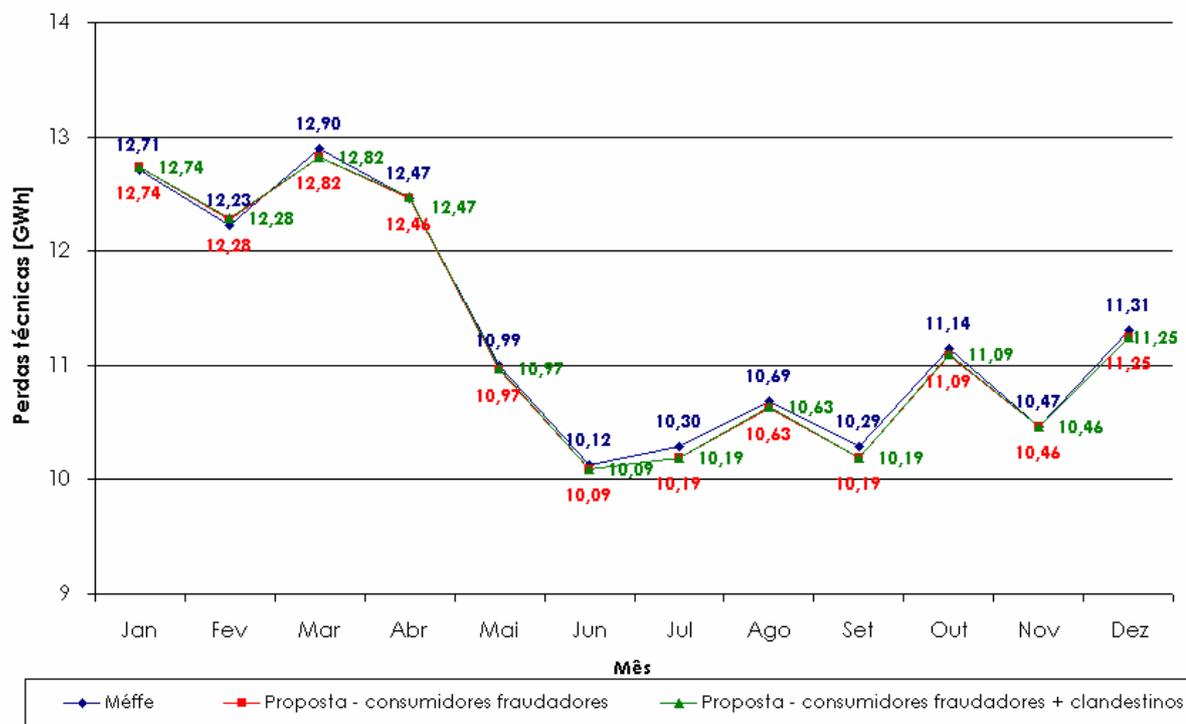


Figura 4.6 – Cálculo das perdas técnicas na área piloto: metodologia de Meffe e proposta - janeiro a dezembro/2008

A diferença percentual entre a metodologia de Meffe e a metodologia proposta (considerando somente consumidores fraudadores) é pequena, variando entre -1,00% a +0,40%. Quando são comparados os valores obtidos através da metodologia de Meffe e os valores da metodologia proposta considerando consumidores fraudadores e clandestinos, o resultado encontrado se mostra próximo do resultado anterior, com pequenas alterações (variando entre -0,99% e 0,46%). A adição dos consumidores clandestinos é um ajuste fino no método baseado somente em consumidores fraudadores.

Apesar do valor global de perdas técnicas estar muito próximo nos três métodos, há uma tendência sutil de redução no montante de perdas técnicas calculado. O valor médio de variação, quando são comparados os valores obtidos pela metodologia de Meffe e a metodologia proposta considerando fraudadores e clandestinos, é de -0,31%, sendo negativo em 83% dos meses analisados.

Por outro lado, a diferença aumenta significativamente quando a análise é feita para cada subestação, individualmente. A Tabela 4.3 mostra um comparativo de perdas entre os três métodos, para cada subestação.

Tabela 4.3 - Perdas técnicas por subestação: metodologia de Meffe x metodologia proposta (considerando consumidores fraudadores e fraudadores + clandestinos) - acumulado entre janeiro e dezembro/2008

Subestação	Perdas técnicas [GWh]			Variação [%]	
	Metodologia de Meffe	Metodologia proposta – fraudadores	Metodologia proposta – fraudadores + clandestinos	Variação – Meffe x metodologia proposta com fraudadores	Variação – Meffe x metodologia proposta com fraudadores + clandestinos
Bento Ferreira (BFE)	10,82	10,81	10,81	-0,07%	-0,06%
Camburi (CAB)	9,13	9,06	9,07	-0,71%	-0,57%
Carapina (CAR)	7,95	8,00	7,99	0,64%	0,52%
Ceasa (CEA)	8,87	8,72	8,73	-1,75%	-1,58%
Civit (CIV)	11,23	11,11	11,13	-1,08%	-0,91%
Campo Grande (CPG)	9,58	9,53	9,58	-0,48%	-0,02%
Cariacica (CRC)	8,68	8,50	8,49	-2,07%	-2,29%
Ibes (IBE)	22,15	22,13	22,12	-0,07%	-0,15%
Jacaraípe (JAC)	6,26	6,04	6,03	-3,61%	-3,70%
Paul (PAU)	4,10	4,12	4,13	0,70%	0,86%
Praia (PRA)	12,37	12,68	12,68	2,47%	2,49%
Príncipe (PRI)	4,57	4,55	4,55	-0,49%	-0,49%
Serra (SER)	6,62	6,56	6,55	-0,89%	-0,94%
Viana (VIA)	3,31	3,19	3,17	-3,53%	-4,06%
Vitória (VIT)	1,81	1,86	1,86	2,78%	2,82%
Vila Velha (VVE)	8,2	8,29	8,30	1,59%	1,61%

Analisando-se a Tabela 4.3, nota-se uma variação mais acentuada nos valores de perdas técnicas, variando entre -3,61% e 2,78% quando comparamos a metodologia de Meffe e a metodologia proposta considerando apenas consumidores fraudadores. Quando comparamos o resultado obtido a partir da metodologia de Meffe com a metodologia proposta considerando fraudadores e clandestinos a variação fica entre -4,06% e 2,82%.

A metodologia proposta realiza uma melhor distribuição espacial das perdas de energia, através do conhecimento dos perfis de fraude e clandestinidade. Assim, quando analisamos cada subestação individualmente é natural que haja aumentos ou reduções

expressivas nos valores de perdas técnicas. Realizando uma segmentação por circuito alimentador, as variações são ainda mais significativas (entre -8,50% e 12,61%). Por outro lado, quando somamos os resultados encontrados para toda a área piloto, as diferenças percentuais são atenuadas, já que algumas subestações contribuem positivamente na diferença total e outras contribuem negativamente. Isto mostra a coerência da metodologia de Meffe (utilizada como base neste trabalho) na determinação do valor total de perdas técnicas.

Os resultados encontrados podem ser analisados por segmento. A Figura 4.7 mostra os valores de perdas técnicas por segmento obtidos através da metodologia de Meffe. A Figura 4.8 mostra os valores de perdas técnicas por segmento obtidos através da nova metodologia, considerando apenas consumidores fraudadores. A Figura 4.9 mostra os valores de perdas técnicas por segmento obtidos através da nova metodologia, considerando consumidores fraudadores e clandestinos.

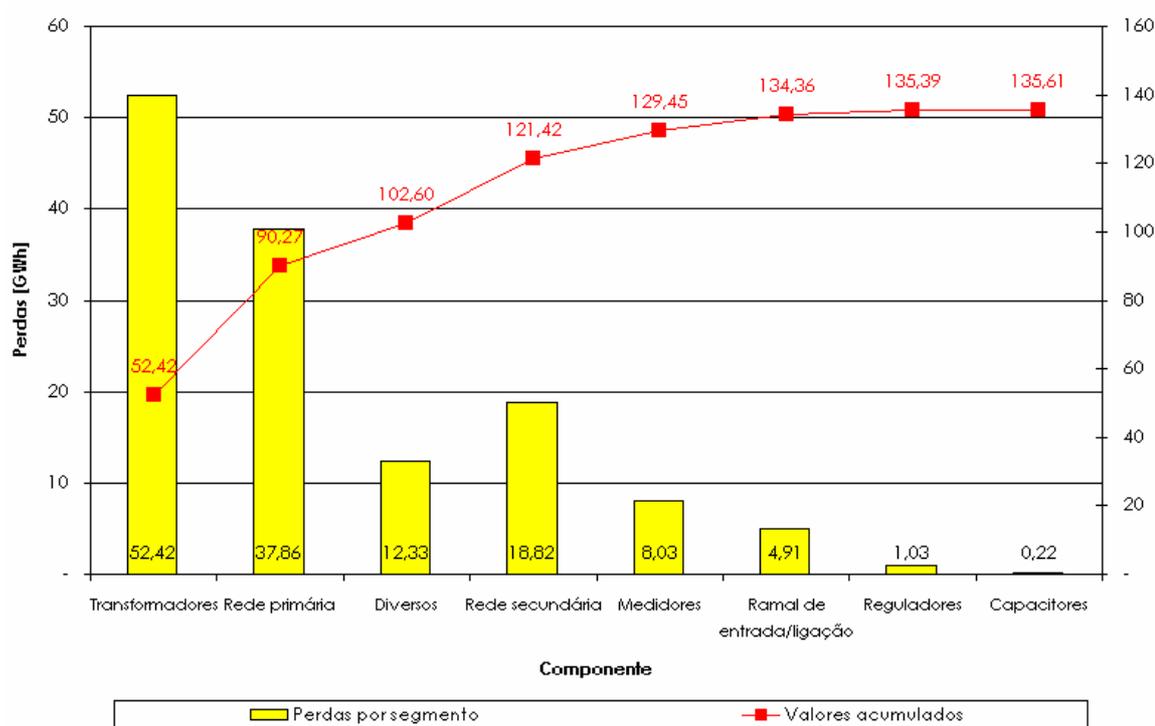


Figura 4.7 – Perdas técnicas por segmento: metodologia de Meffe - acumulado entre janeiro/2008 e dezembro/2008 na Região Metropolitana da Grande Vitória

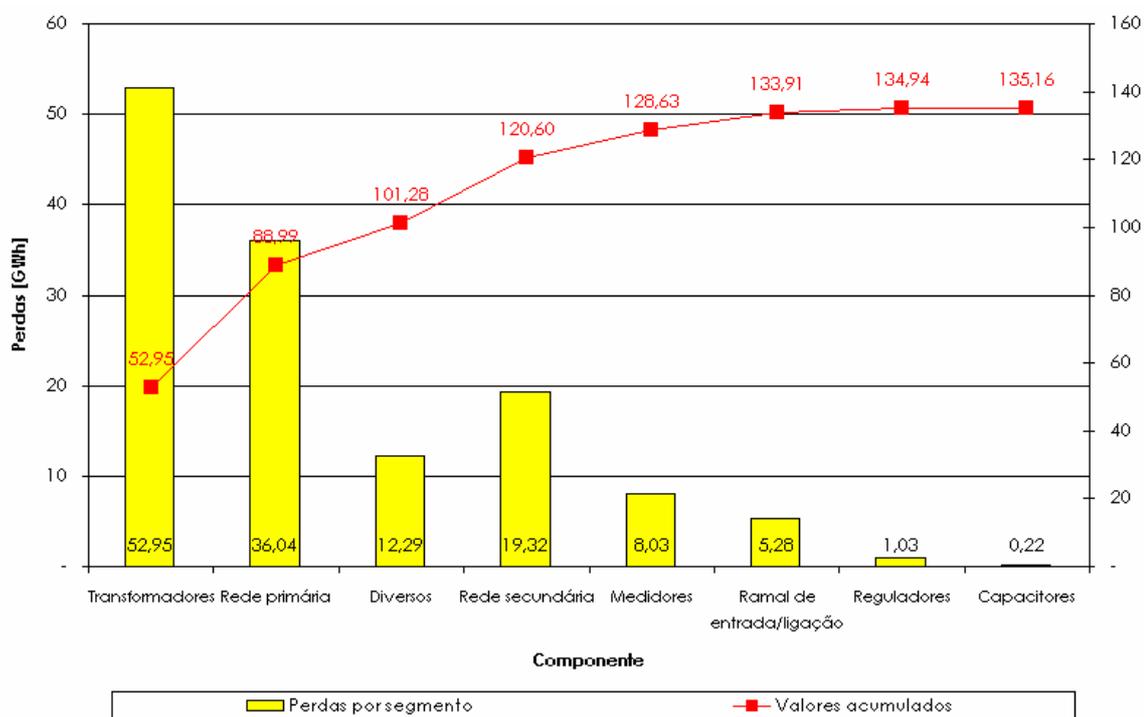


Figura 4.8 - Perdas técnicas por segmento: metodologia proposta considerando apenas consumidores fraudulentos - acumulado entre janeiro/2008 e dezembro/2008 na Região Metropolitana da Grande Vitória

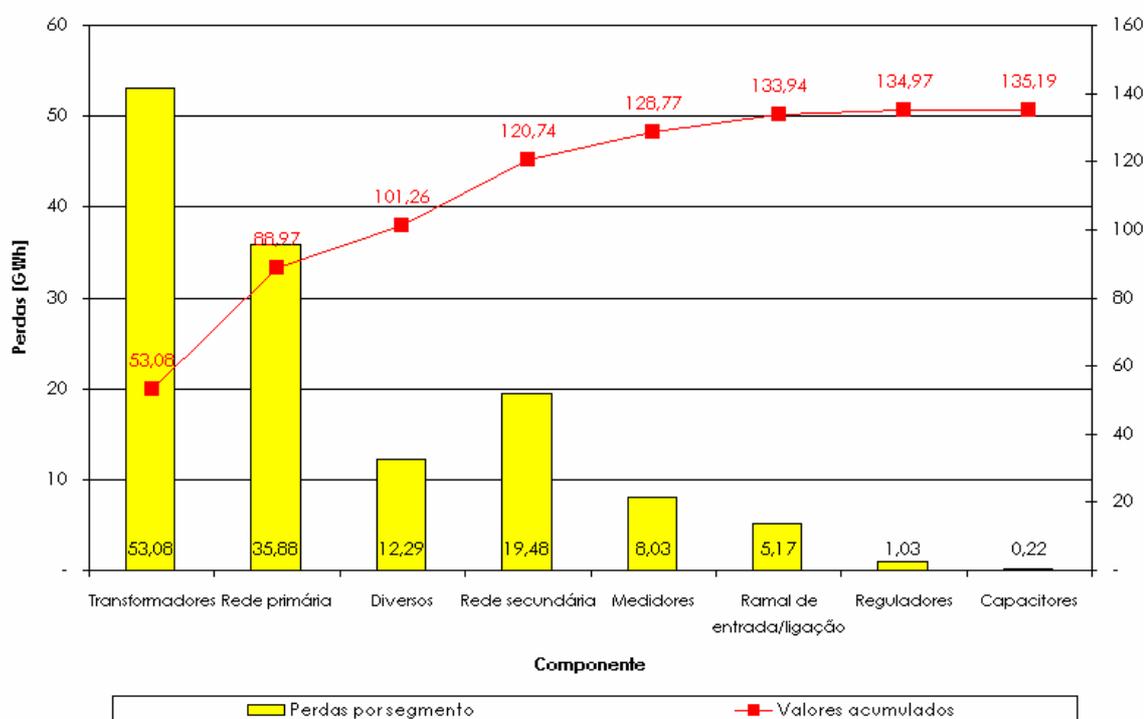


Figura 4.9 - Perdas técnicas por segmento: metodologia proposta considerando consumidores fraudulentos e clandestinos - acumulado entre janeiro/2008 e dezembro/2008 na Região Metropolitana da Grande Vitória

A diferença percentual, por segmento, entre a metodologia de Meffe e a metodologia proposta considerando apenas consumidores fraudadores é mostrada na Figura 4.10. A Figura 4.11 mostra a diferença percentual, por segmento, entre a metodologia de Meffe e a metodologia proposta considerando consumidores fraudadores e clandestinos.

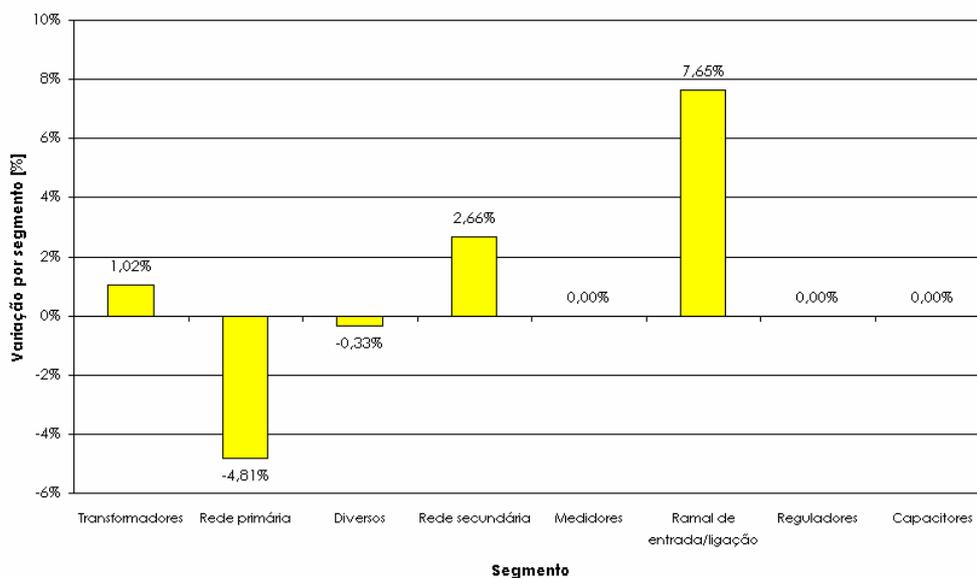


Figura 4.10 – Variação entre os valores de perdas técnicas (por segmento): metodologia de Meffe x metodologia proposta considerando apenas consumidores fraudadores - acumulado entre janeiro/2008 e dezembro/2008 na Região Metropolitana da Grande Vitória

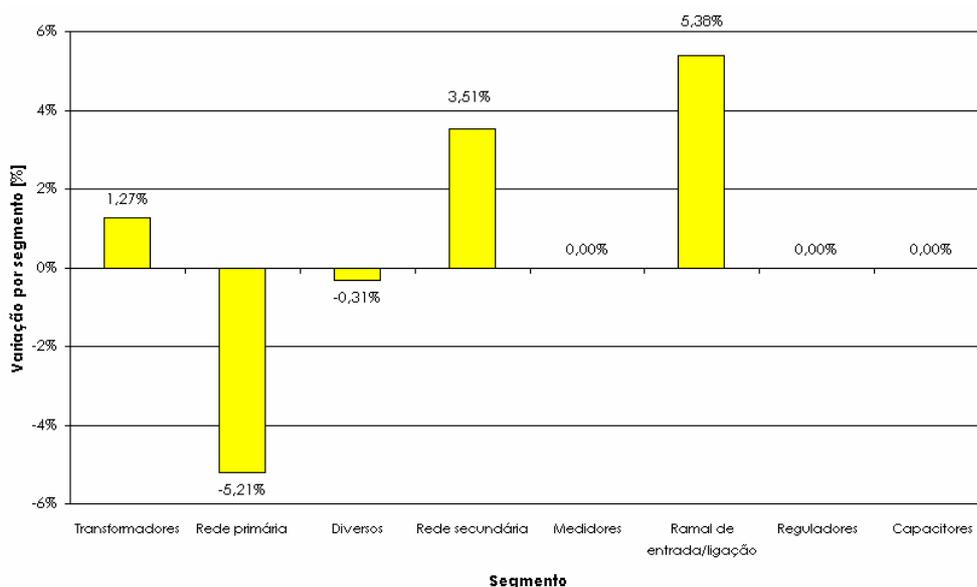


Figura 4.11 - Variação entre os valores de perdas técnicas (por segmento): metodologia de Meffe x metodologia proposta considerando consumidores fraudadores e clandestinos - acumulado entre janeiro/2008 e dezembro/2008 na Região Metropolitana da Grande Vitória

A maior parte dos consumidores fraudadores e clandestinos está conectada à rede de baixa tensão. Consequentemente o volume de energia atribuído à rede de baixa tensão através da metodologia proposta é maior que o volume atribuído através da metodologia de Meffe. Naturalmente esta diferença deixa de ser atribuída aos consumidores de média tensão, já que o volume total de energia requerida é constante.

Com esta “migração” da energia para os clientes de baixa tensão, o valor das perdas técnicas para os segmentos de perdas de baixa tensão (ramais de ligação, redes secundárias e transformadores) aumenta, conforme mostrado na Figura 4.10 e na Figura 4.11. Por outro lado, a redução obtida no valor de perdas técnicas da rede primária é consequência da concentração da carga mais próximo das subestações. Ao analisar as variações de perdas técnicas na rede primária, segregadas por alimentador, é possível encontrar variações entre -20,41% e 9,31%, indicando que os dois movimentos de carga podem ocorrer, tanto do sentido de concentrar a carga próximo da fonte (variações negativas) quanto no sentido contrário (variações positivas). Dos 132 alimentadores analisados na área piloto, 111 mostraram uma variação negativa das perdas técnicas na rede primária, indicando que, nestes casos, houve concentração de carga próximo a fonte.

As perdas técnicas nos bancos de capacitores e bancos de reguladores de tensão não são alteradas, visto que suas perdas independem da carga e a topologia foi mantida fixa. As perdas técnicas nos medidores também não foram alteradas, pois sua perda depende da quantidade total de medidores existentes e esta quantia permaneceu inalterada. Durante a correção de consumos dos consumidores fraudadores não foram incluídos novos consumidores, portanto o número de medidores não é alterado. E os consumidores clandestinos foram considerados sem medidor, já que, na prática, este elemento não está presente quando um consumidor clandestino é conectado à rede.

4.4 Resultados de simulação em redes reais – estudo de caso: análise espacial da subestação Vila Velha (VVE)

O objetivo desta seção é apresentar em detalhes a variação das perdas técnicas por região, comparando a metodologia de Meffe e a nova metodologia apresentada. Para tanto foi selecionada a subestação Vila Velha (VVE), que será utilizada no estudo de caso proposto. Para medir as variações de perdas foram adotadas as perdas no cobre dos transformadores, por duas razões: a primeira é que as perdas técnicas de tais elementos dependem diretamente da carga. Se escolhêssemos elementos cujas perdas técnicas fossem invariantes com a carga não

seria possível analisar a “migração” de carga de uma região para outra. A segunda é que a posição geográfica de cada transformador é conhecida, e através desta posição geográfica podemos totalizar os dados por região. Nas redes primária e secundária esta informação não está disponível diretamente, e ainda possui o agravante de que a mesma rede pode cruzar regiões distintas, dificultando a totalização.

A Tabela 4.4 mostra os valores de perdas técnicas no cobre dos transformadores, agrupados por região, obtidos para a subestação Vila Velha. Neste estudo de caso cada região corresponde a um bairro.

Tabela 4.4 - Perdas técnicas no cobre dos transformadores, por região - subestação VVE

Região	Perdas técnicas no cobre dos transformadores, em kWh			Variação [%]	
	Metodologia de Meffe	Metodologia a proposta – fraudadores	Metodologia proposta – fraudadores + clandestinos	Variação – Meffe x metodologia proposta com fraudadores	Variação – Meffe x metodologia proposta com fraudadores + clandestinos
PRAINHA	2,06	2,06	2,06	0,00%	0,00%
CONVENTO DA PENHA	134,16	131,81	131,78	-1,75%	-1,77%
EXERCITO	131,73	137,70	137,67	4,53%	4,51%
MARINHA	504,88	565,10	564,93	11,93%	11,90%
ARIBIRI	713,31	664,93	674,75	-6,78%	-5,30%
SOTECO	1.024,67	1.120,93	1.118,53	9,39%	9,18%
PRAIA DE ITAPOA	1.598,51	1.556,19	1.552,88	-2,65%	-2,86%
OLARIA	1.608,42	1.873,01	1.872,22	16,45%	16,41%
GAROTO	2.689,74	3.054,06	3.029,01	13,54%	12,72%
DOM JOAO BATISTA	2.436,77	3.235,38	3.359,07	32,77%	36,59%
JABURUNA	3.600,46	3.970,53	3.963,26	10,28%	10,10%
CRIST. COLOMBO	4.597,79	4.914,20	4.903,73	6,88%	6,67%
ILHA DOS AIRES	4.958,59	5.379,75	5.371,33	8,49%	8,33%
DIVINO ESP. SANTO	6.277,31	7.415,11	7.436,75	18,13%	18,42%
GLORIA	9.934,87	10.532,59	10.470,50	6,02%	5,43%
CENTRO	11.543,65	12.162,06	12.155,34	5,36%	5,30%
PRAIA DA COSTA	27.804,44	27.336,11	27.337,21	-1,68%	-1,68%

A Figura 4.12 mostra, geograficamente, a diferença nos valores de percentuais de perdas técnicas no cobre dos transformadores, entre a metodologia de Meffe e a metodologia apresentada (considerando apenas consumidores fraudadores), agrupados por região. Em regiões como Praia da Costa e Praia de Itapoã, houve uma redução no valor das perdas técnicas (redução de 1,68 e 2,65%, respectivamente). Em contrapartida, houve um significativo aumento no valor das perdas técnicas em bairros como Dom João Batista e Divino Espírito Santo (aumento de 32,77% e 18,13%, respectivamente), mostrando que os índices de perdas não técnicas são bem diferentes entre as regiões e que influenciam diretamente as perdas técnicas.

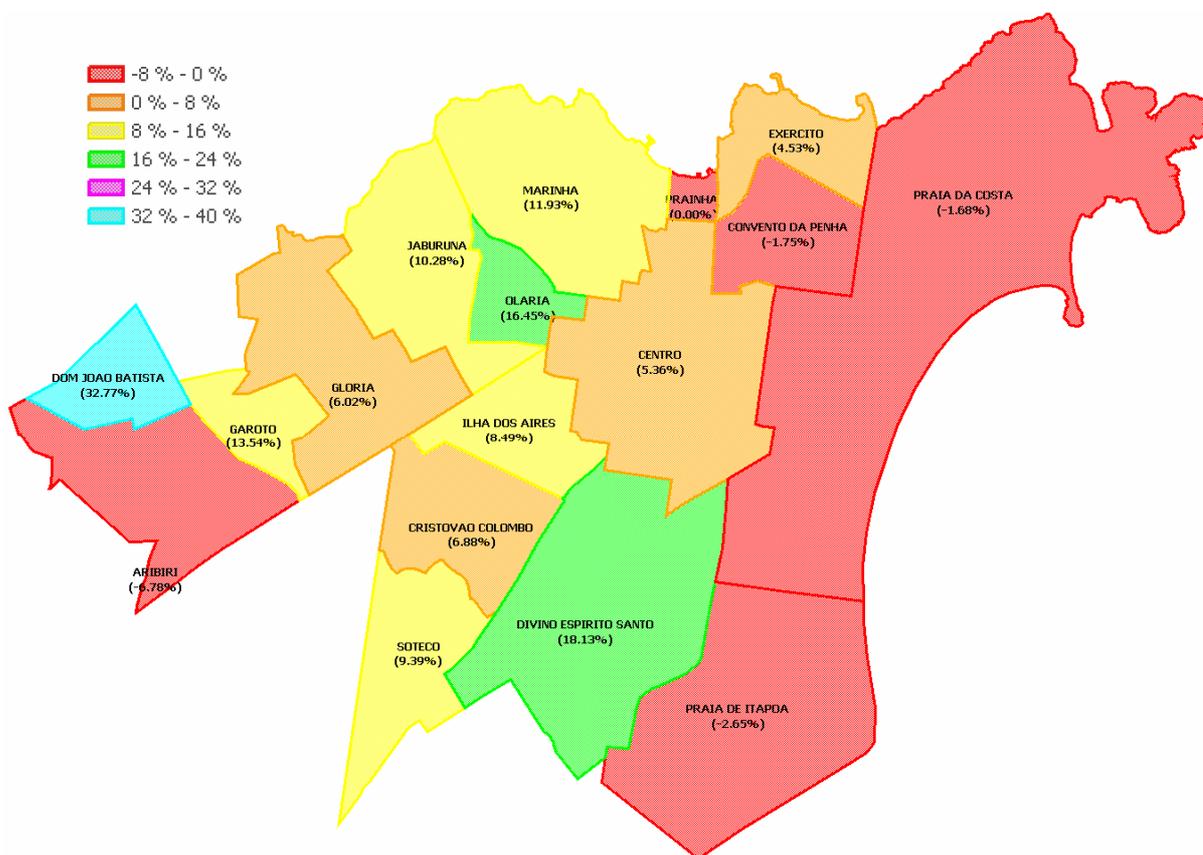


Figura 4.12 - Diferença percentual nos valores de perdas técnicas no cobre dos transformadores, entre a metodologia de Meffe e a metodologia proposta considerando apenas consumidores fraudadores

A Figura 4.13 mostra, geograficamente, a diferença entre a metodologia de Meffe e a metodologia apresentada (considerando consumidores fraudadores e clandestinos), agrupados por região. Nota-se que o comportamento observado na Figura 4.12 é mantido, com poucas alterações nos percentuais de variação. As regiões analisadas anteriormente (Praia da Costa e Praia de Itapoã), mantiveram sua tendência de redução no valor das perdas técnicas (redução de 1,68 e 2,86%, respectivamente). Os bairros Dom João Batista e Divino Espírito Santo também mantiveram seu comportamento (aumento de 36,59% e 18,42%, respectivamente).

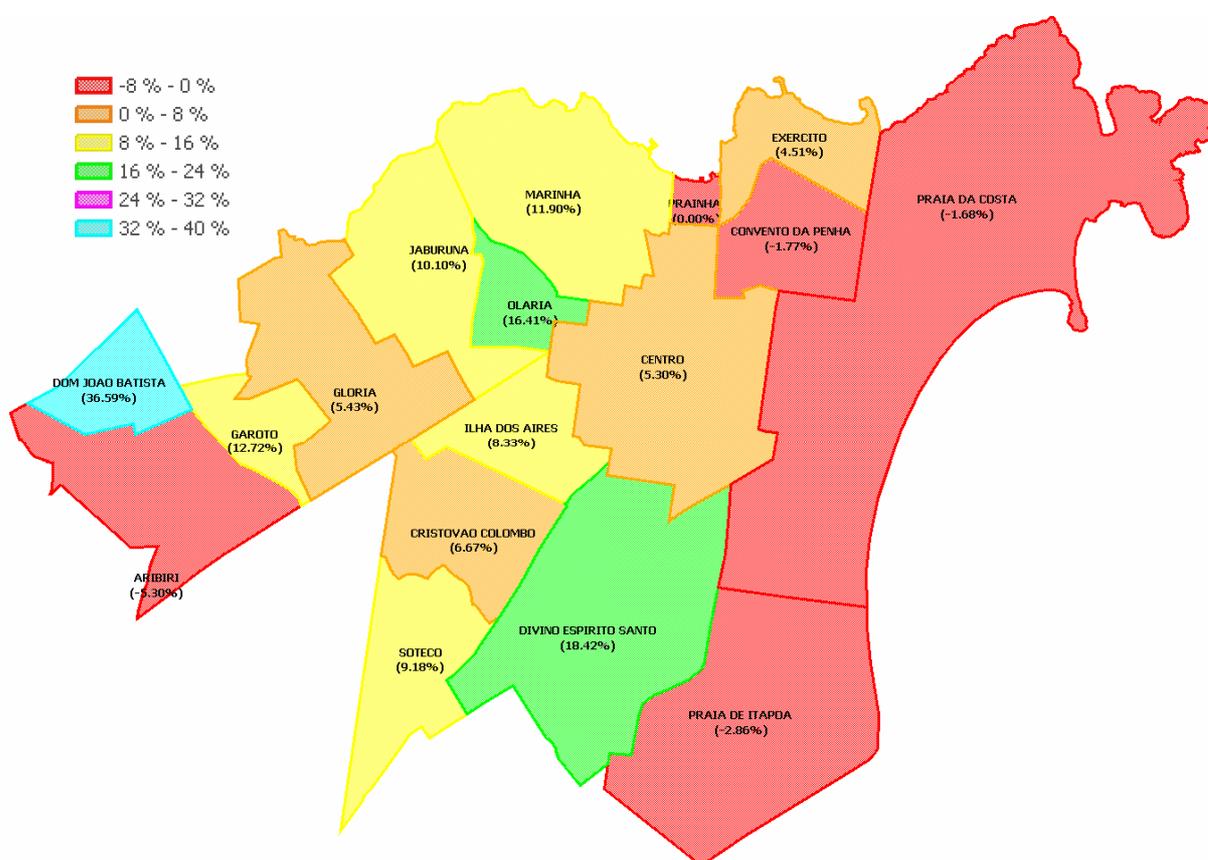


Figura 4.13 - Diferença percentual nos valores de perdas técnicas no cobre dos transformadores, entre a metodologia de Meffe e a metodologia proposta considerando consumidores fraudadores e clandestinos

5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A reestruturação do setor elétrico brasileiro ocorrida em 1996, envolvendo a privatização das companhias de distribuição e a instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), fez com que fenômenos ligados à qualidade de fornecimento de energia elétrica e a modicidade tarifária, antes em segundo plano, fossem colocados em destaque. Dentre estes fenômenos, destacam-se as perdas de energia elétrica, analisadas sob duas vertentes: perdas técnicas e perdas não técnicas (também chamadas de perdas comerciais). Por impactar diretamente a tarifa de energia elétrica, os níveis de perdas são periodicamente apurados pela ANEEL, numa tendência clara de redução dos valores máximos permitidos, imputados às concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Neste contexto, possuir metodologias eficientes de mitigação de perdas técnicas (e por diferença, de perdas não técnicas) é fundamental para que a concessionária de distribuição de energia consiga controlar os níveis de perdas em sua região de atuação, através de ações mais precisas sobre sua rede e seus consumidores.

A metodologia de Meffe (2001 e 2007) representou um grande avanço quando comparada às metodologias anteriores, como o CODI (1996). Entretanto, a distribuição uniforme da energia não faturada proposta por Meffe carecia de melhorias, haja vista que a distribuição da energia não faturada ocorrida na prática é não uniforme. Esta simplificação é uma aproximação que pode levar a um resultado distante da realidade, principalmente quando o circuito alimentador em análise atende regiões com perfis de consumo irregular muito diferentes. Um diagnóstico errado da área pode levar à ações inadequadas.

Assim, o aperfeiçoamento da metodologia para o cálculo de perdas técnicas apresentado neste trabalho, através do ajuste prévio dos consumos de clientes fraudadores e da adição prévia de consumidores clandestinos, feitas antes do cálculo principal, mostrou-se uma poderosa ferramenta na correta mitigação das perdas, podendo servir como base na proposição de ações corretivas imediatas mais adequadas e ainda orientar os investimentos a médio e longo prazos.

Como toda metodologia, sua utilização possui restrições. A metodologia requer que as empresas de distribuição de energia elétrica possuam uma ampla base de dados histórica de inspeções em campo e também de consumidores clandestinos detectados, de forma que sejam estatisticamente representativas (demonstrado na seção 3). Conforme apresentado na seção 4, o sucesso da aplicação da nova metodologia é fortemente dependente da qualidade dos dados

contidos nas bases de dados históricas. Estes dados devem representar bem a realidade em campo.

Através da aplicação da metodologia na Região Metropolitana da Grande Vitória, onde há uma base de dados sólida de fraudadores e clandestinos, foi possível detectar uma forte redistribuição espacial nos níveis de perdas técnicas. Quanto menor a segmentação feita (em nível de circuito alimentador, por exemplo), maiores os níveis de redistribuição da energia não faturada.

Nos testes efetuados o percentual de variação oscilou entre -8,50% e 12,61%. No primeiro caso, a variação de -8,50% permite concluir que há mais perdas comerciais do que se estimava antes da metodologia, sendo necessárias ações de combate a fraudes e a clandestinidade mais efetivas. No segundo caso, a variação de 12,61% indica que há mais perdas técnicas do que se estimava antes da aplicação da metodologia, sendo necessárias ações estruturais na rede para reduzir o índice de perdas técnicas, desde que seja viável economicamente.

Através das informações apresentadas acima, pode-se concluir que os resultados obtidos neste trabalho foram adequados ao proposto e seus objetivos foram atingidos.

5.1 Trabalhos futuros

Conforme observado neste trabalho, a aplicação da nova metodologia de cálculo de perdas técnicas depende, fundamentalmente, da quantidade e consistência das informações de inspeções e retirada de clandestinos, podendo gerar resultados não condizentes com a realidade. Outro aspecto que pode gerar resultados distorcidos é que os níveis de fraude e clandestinidade obtidos a partir da base de dados histórica são, na maioria dos casos, menores do que os níveis reais de fraude e clandestinidade.

Para trabalhos futuros sugere-se que seja feita uma correlação entre os níveis de fraude e clandestinidade obtidos através dos dados históricos e os reais níveis de perdas não técnicas. Neste sentido, é recomendada a aplicação da metodologia em área piloto (alguns bairros, com diferentes tipos de consumidores e perfis sociais), utilizando-se de pontos de medição ao longo da rede de distribuição de baixa tensão, para aferir o comportamento da região em relação aos níveis de perdas comerciais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AHN, S. U., SCHMIDT, H. P., BATTANI, D. **Fast Evaluation of Technical Losses - The Concept of Equivalent Current**. In: 17th International Conference on Electricity Distribution, 2005, Barcelona. Anais eletrônicos. Barcelona: CIRED. 2005.
- [2] AU, M. T., ANTHONY, T. M. **Strategies in Technical Loss Reduction and It's Impact on Harmonic Performance of Distribution Network**. In: Bucharest Power Tech Conference, 2009, Bucharest. Anais eletrônicos. Bucharest: 2009.
- [3] BASTOS, P. R. F. M., FERREIRA, N., SOUZA, B. A. **Proposta de uma metodologia simplificada para cálculo das perdas técnicas**. In: XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2008, Olinda. Anais eletrônicos. Olinda: SENDI. 2008.
- [4] BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Brasília, 1996. Disponível em <<http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/LEIS/L9427cons.htm>>. Acesso em: 15 ago. 2009.
- [5] BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Brasília, 2004. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200410848.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2009.
- [6] BRASIL. **Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006**. Brasília, 2006. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006234.pdf>>. Acesso em: 20 jun. 2009.
- [7] BRASIL. **Resolução Normativa nº 250, de 13 de fevereiro de 2007**. Brasília, 2007. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007250.pdf>>. Acesso em: 07 jul. 2009.
- [8] BRASIL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, de 15 de dezembro de 2009**. Brasília, 2009. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 31 jan. 2010.

- [9] BRASIL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição, de 15 de dezembro de 2009.** Brasília, 2009. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 31 jan. 2010.
- [10] CARTER-BROWN, C. G., HEUNIS, S. W., GAUNT, C. T. **Distribution Technical Loss Calculation and Costing for Network Planning and Design.** In: 18th International Conference on Electricity Distribution, 2005, Turin. Anais eletrônicos. Turin: CIRED. 2005.
- [11] CODI – Comitê de Distribuição da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADEE. **Documento Técnico CODI-3.2.19.18.0.** Cálculo de Parâmetros de Rede por Leis Estatísticas, Brasília, 1993.
- [12] CODI – Comitê de Distribuição da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADEE. **Documento Técnico CODI-3.2.19.34.0.** Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição, Brasília, 1996.
- [13] DONADEL, C., ANICIO, J., FREDES, M., VAREJÃO, F., COMARELA, G., PERIM, G. **A Methodology to Refine the Technical Losses Calculation from Estimates of Non-Technical Losses.** In: 20th International Conference on Electricity Distribution, 2009, Prague. Anais eletrônicos. Prague: CIRED. 2009.
- [14] DORTOLINA, C. A., NADIRA, R. **The Loss That is Unknown is no Loss at All: A Top-Down/Bottom-Up Approach for Estimating Distribution Losses.** In: IEEE Transactions on Power Systems, 2005, Vol.20, N° 2.
- [15] FASULO, D. **An Analysis of Recent Work on Clustering Algorithms - Technical Report 01-03-02.** Department of Computer Science and Engineering, University of Washington, 1999.

- [16] HILLIER, F. S., LIEBERMAN, G. J. **Introduction to Operations Research**. McGraw-Hill., 1990.
- [17] JAIN, A.K., MURTY, M.N. and FLYNN, P.J. **Data Clustering: A Review**. ACM Comput. Surv., 1999.
- [18] JOHN, A. H. **Clustering Algorithms**. John Wiley & Sons Inc, 1975.
- [19] JUSTEN FILHO, M. **Teoria Geral das Concessionárias de Serviço Público**. São Paulo: Dialética, 2003.
- [20] KISSULA, G. L., SOARES, A. J. S. S., RAVAGLIO, M. A., BACHEGA, R. J. **Nova Metodologia para Estimativa das Perdas de Transformadores de Distribuição**. In: XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 2008, Olinda. Anais eletrônicos. Olinda: SENDI. 2008.
- [21] LASSO, H., ASCANIO, C., GUGLIA, M. **A Model for Calculating Technical Losses in the Secondary Energy Distribution Network**. In: Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006, Caracas. Anais eletrônicos. Caracas: 2006.
- [22] LEAL, A. G. **Sistema para Determinação de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Curvas de Demanda Típicas de Consumidores e Redes Neurais Artificiais**. 2006. 170 f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- [23] MEFFE, A. **Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição**. 2001. 152 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.
- [24] MEFFE, A. **Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição – Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à Disponibilidade de informações**. 2007.

171 f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

- [25] OLIVEIRA, M. E. **Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 2009. 137 f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.
- [26] OLIVEIRA, M. E. **Metodologia para Calcular Indicadores de Perdas Técnicas na Distribuição.** In: Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, 2006, Buenos Aires. Anais eletrônicos. Buenos Aires: CIDEL. 2006. Disponível em <http://www.cidel2006.com>. Acesso em: 15 mai. 2009.
- [27] PAPATHANASSIOU, S., KASMAS, N., DROSSOS, N., STAVROPOULOS, D. **A Practical Evaluation of Distribution Network Losses Due to Harmonics.** In: 19th International Conference on Electricity Distribution, 2007, Vienna. Anais eletrônicos. Vienna: CIRED. 2007.
- [28] POVEDA, M. E. **A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads.** In: IEEE Transmission and Distribution Conference, 1999, New Orleans.
- [29] QUEIROZ, L., CAVELLUCCI, C., LYRA, C. **Evaluation of Technical Losses Estimation in LV Power Distribution Systems.** In: 20th International Conference on Electricity Distribution, 2009, Prague. Anais eletrônicos. Prague: CIRED. 2009.
- [30] SANTOS, L. **Cálculo das Perdas Técnicas dos Transformadores de Distribuição, Operando em Ambiente Não-Senoidal.** 2006. 122 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira (UNESP), Ilha Solteira, 2006.
- [31] SCHMIDT, H. P., OLIVEIRA, C. C. B., MEFFE, A., ROSA, M. A. **Loss Estimation in LV Circuits Using Intelligent Techniques - The RGE Experience.** In: 17th

International Conference on Electricity Distribution, 2003, Barcelona. Anais eletrônicos. Barcelona: CIRED. 2003.

- [32] STRAUCH, M. T. **Desenvolvimento de Metodologia para Cálculo de Perdas Elétricas em Redes de Distribuição de Baixa Tensão**. 2002. 106 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Universidade Salvador, Salvador, 2002.
- [33] TRIOLA, Mario F. **Introdução à estatística**. Rio de Janeiro: LTC, 2008.
- [34] WALTENBERG, D. A. M. O Direito da Energia Elétrica e a ANEEL. In: SUNDFELD, C. A. (Org). **Direito Administrativo Econômico**. São Paulo: Malheiros, 2000, pp. 352-377.
- [35] ZAHN, C. T. **Graph-Theoretical Methods for Detecting and Describing Gestalt Clusters**. In: IEEE Transactions on Computers, C-20, no 1, p.68-86, 1971.

APÊNDICES

APÊNDICE I: Problema da árvore geradora mínima (*Minimal Spanning Tree – MST*)

A partir de um conjunto de nós e as distâncias entre pares destes nós (arestas ou ramos), o problema da árvore geradora mínima consiste em escolher os ramos da rede que tenham o menor comprimento total e que, ao mesmo tempo, forneçam uma rede entre cada par destes nós (Hillier et al., 1990). Para se chegar a isso, os ramos são escolhidos de modo que a rede resultante forme uma árvore que ramifica (isto é, conecta) todos os nós. Este problema é resolvido de forma bastante direta, e a solução encontrada independe do nó inicial adotado. Seu algoritmo de solução possui apenas duas etapas:

- 1) Selecione qualquer nó arbitrariamente e conecte-o ao mais próximo nó distinto.
- 2) Identifique o nó não conectado que esteja mais próximo de um nó conectado e conecte estes dois nós. Em caso de empate, escolher arbitrariamente um dos nós. Repita este passo até que todos os nós tenham sido conectados.

A seguir exemplo de como determinar a árvore geradora mínima, a partir da rede mostrada na Figura A.1.

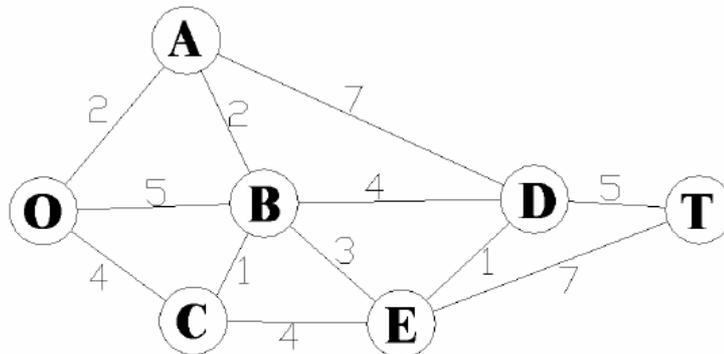


Figura A.1 - Nós e distâncias adotados no problema.

Seleciona-se arbitrariamente um nó para começar. Neste caso foi selecionado o nó “O”. O nó não conectado mais próximo do nó “O” é o nó “A”. Conecta-se o nó “A” ao nó “O”, conforme mostrado na Figura A.2.

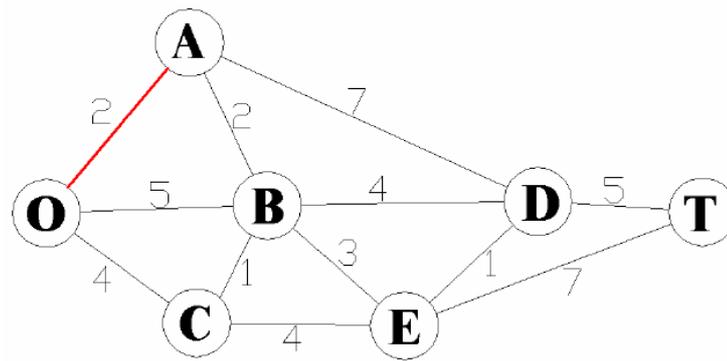


Figura A.2 - Rede após a primeira etapa: nó “A” conectado ao nó “O”.

O nó não conectado mais próximo do nó “O” ou “A” é o nó “B” (mais próximo de “A”). Conecta-se o nó “B” ao nó “A”, conforme mostrado na Figura A.3.

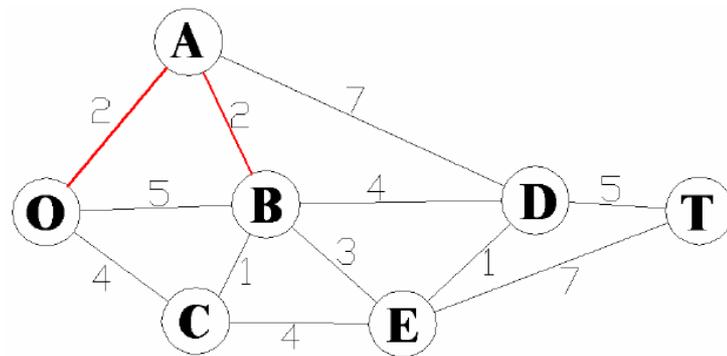


Figura A.3 - Rede após a segunda etapa: nó “B” conectado ao nó “A”.

O nó não conectado mais próximos dos nós “O”, “A” ou “B” é o nó “C” (mais próximo de “B”). Conecta-se o nó “C” ao nó “B”, conforme mostrado na Figura A.4.

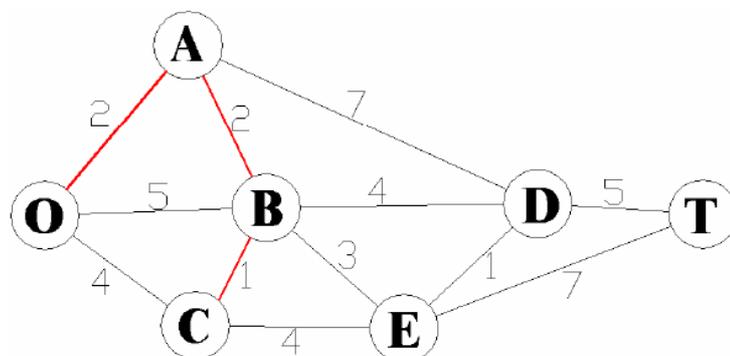


Figura A.4 - Rede após a terceira etapa: nó “C” conectado ao nó “B”.

O nó não conectado mais próximo dos nós “O”, “A”, “B” ou “C” é o nó “E” (mais próximo de “B”). Conecta-se o nó “E” ao nó “B”, conforme mostrado na Figura A.5.

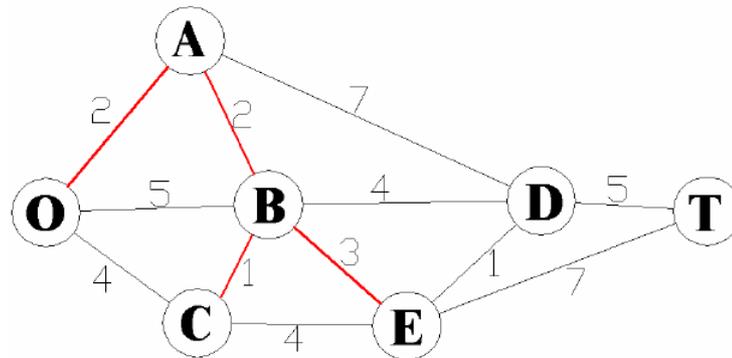


Figura A.5 - Rede após a quarta etapa: nó “E” conectado ao nó “B”.

O nó não conectado mais próximo dos nós “O”, “A”, “B”, “C” ou “E” é o nó “D” (mais próximo de “E”). Conecta-se o nó “D” ao nó “E”, conforme mostrado na Figura A.6.

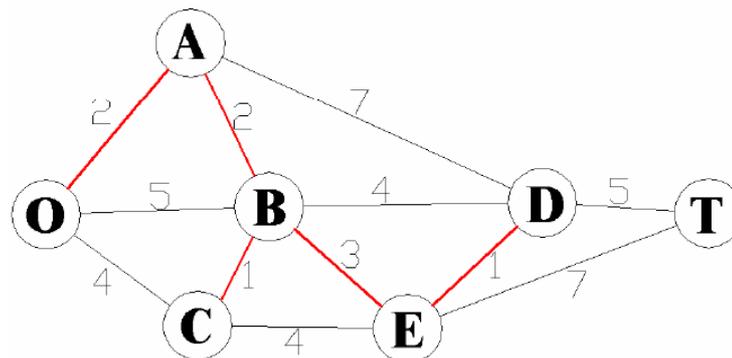


Figura A.6 - Rede após a quinta etapa: nó “D” conectado ao nó “E”.

O único nó não conectado restante é o nó “T”, que está mais próximo de “D”. Conecta-se o nó “T” ao nó “D”, conforme mostrado na Figura A.7. Esta é a solução desejada para o problema.

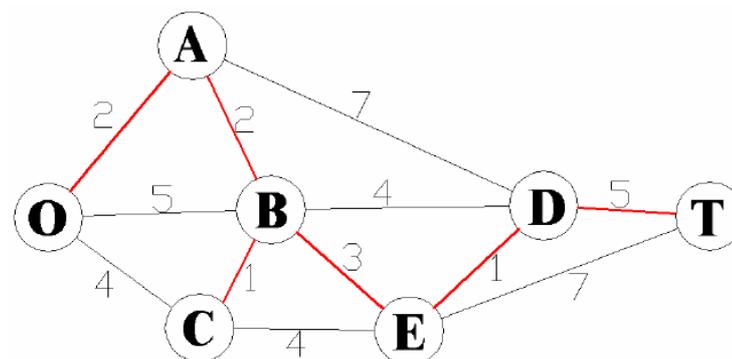


Figura A.7 - Rede após a última etapa: nó “T” conectado ao nó “D”.

APÊNDICE II: Número mínimo de inspeções para cálculo da taxa de irregularidades

De acordo com Triola (2008), quando os dados de uma amostra aleatória simples são usados para se estimar uma proporção populacional p , a margem de erro, representada por E , é a diferença máxima provável (com probabilidade $1 - \alpha$) entre a proporção amostral observada \hat{p} e o verdadeiro valor da proporção populacional p . A margem de erro E é também chamada de erro máximo da estimativa e pode ser encontrada pela multiplicação do valor crítico pelo desvio padrão das proporções amostrais, conforme mostrado na Equação (A.1):

$$E = z_{\gamma/2} \cdot \sigma_{amostral} \quad (\text{A.1})$$

Onde:

$\sigma_{amostral}$ é o desvio padrão das proporções amostrais e é igual a $\sqrt{\frac{\hat{p} \cdot \hat{q}}{n}}$.

$z_{\gamma/2}$ é um escore z com a propriedade de separar uma área $\gamma/2$ na cauda direita da distribuição normal padronizada, conforme mostrado na Figura A.8.

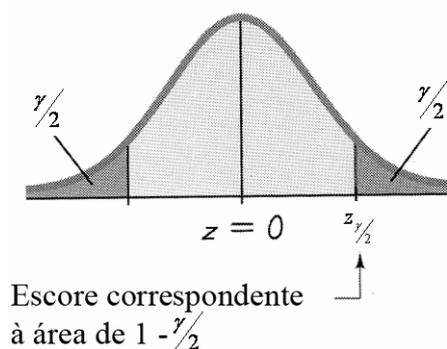


Figura A.8 - Valores críticos na distribuição normal padrão.

\hat{p} é a proporção amostral de sucessos.

\hat{q} é a proporção amostral de fracassos.

n é o tamanho da amostra.

γ é o fator de confiança.

E é a margem de erro.

Rearranjando a Equação (A.1), obtém-se a Equação (A.2):

$$E = z_{\gamma/2} \sqrt{\frac{\hat{p} \cdot \hat{q}}{n}} \quad (\text{A.2})$$

A Equação (A.2) supõe que a população seja infinitamente grande. Quando amostramos com reposição, a população é efetivamente grande. No entanto muitas aplicações reais envolvem amostragem sem reposição, de modo que as seleções sucessivas dependem dos resultados anteriores. Neste caso a população é considerada finita e é necessário fazer um ajuste no desvio padrão das médias amostrais, multiplicando-o pelo fator de correção para população finita, definido pela Equação (A.3):

$$f_{\text{correção}} = \sqrt{\frac{N-n}{N-1}} \quad (\text{A.3})$$

Onde:

N é o tamanho da população.

$f_{\text{correção}}$ é o fator de correção para população finita.

Aplicando a Equação (A.3) na Equação (A.2), obtém-se a Equação (A.4):

$$E = z_{\gamma/2} \sqrt{\frac{\hat{p} \cdot \hat{q}}{n}} \sqrt{\frac{N-n}{N-1}} \quad (\text{A.4})$$

Isolando n na Equação (A.4), tem-se a Equação (A.5) que fornece o número mínimo de elementos da amostra:

$$n \geq \frac{N \cdot \hat{p} \cdot \hat{q} \left(z_{\gamma/2} \right)^2}{\hat{p} \cdot \hat{q} \left(z_{\gamma/2} \right)^2 + (N-1)E^2} \quad (\text{A.5})$$

De uma forma mais clara, a Equação (A.5) pode ser reescrita na forma da Equação (A.6):

$$n \geq N - \frac{N(N-1)E^2}{\hat{p} \cdot \hat{q} \left(z_{\gamma/2} \right)^2 + (N-1)E^2} \quad (\text{A.6})$$

Como as proporções \hat{p} e \hat{q} não são conhecidas, adotou-se a condição mais restritiva para n . A condição mais restritiva é o que segundo termo do segundo membro da Equação (A.6) seja o menor possível. Assim, deve-se ter que o valor da relação $y = \hat{p} \cdot \hat{q}$ seja máximo. Sabe-se que $\hat{p} = (1 - \hat{q})$. Assim, a relação y pode ser reescrita na forma da Equação (A.7), cujo valor máximo é 0,25.

$$y = \hat{p} - (\hat{p})^2 \quad (\text{A.7})$$

Reescrevendo a Equação (A.6), considerando o valor máximo da relação y , obtendo-se a Equação (A.8):

$$n \geq \left[\frac{1}{N} + \frac{4(N-1)E^2}{N \left(z_{\gamma/2} \right)^2} \right]^{-1} \quad (\text{A.8})$$

Considera-se ainda que a relação $\frac{(N-1)}{N}$ tende a 1, para N muito grande, obtendo-se, finalmente, a Equação (A.9):

$$n \geq \left[\frac{1}{N} + 4 \left(\frac{E}{z_{\gamma/2}} \right)^2 \right]^{-1}$$

(A.9)

APÊNDICE III: Número mínimo de registros de fraudadores para cálculo da média de elevação de consumo

De acordo com Triola (2008), a partir de um conjunto de dados amostrais, pode-se calcular a média amostral \bar{X} , e essa média amostral é tipicamente diferente da média populacional μ . A margem de erro é a diferença máxima provável (com probabilidade $1 - \alpha$) entre a média amostral observada \bar{X} e o verdadeiro valor da média populacional μ . A margem de erro E é também chamada de erro máximo da estimativa e pode ser encontrada pela multiplicação do valor crítico pelo desvio padrão das médias amostrais, conforme mostrado na Equação (A.10):

$$E = z_{\gamma/2} \cdot \sigma_{amostral}$$

(A.10)

Onde:

$\sigma_{amostral}$ é o desvio padrão das médias amostrais e é igual a $\frac{\sigma}{\sqrt{n}}$.

$z_{\gamma/2}$ é um escore z com a propriedade de separar uma área $\gamma/2$ na cauda direita da distribuição normal padronizada.

n é o tamanho da amostra.

γ é o fator de confiança.

σ é o desvio padrão populacional.

E é a margem de erro.

Rearranjando a Equação (A.10), obtém-se a Equação (A.11):

$$E = z_{\gamma/2} \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

(A.11)

Isolando n na Equação (A.11), tem-se a Equação (A.12) que fornece o número mínimo de elementos da amostra:

$$n \geq \left(\frac{z_{\gamma/2} \cdot \sigma}{E} \right)^2$$

(A.12)

APÊNDICE IV: Número mínimo de visitas para cálculo da quantidade média de consumidores clandestinos

A partir do mesmo princípio apresentado na seção anterior, reescreve-se na Equação (A.13) a Equação (A.11):

$$E = z_{\gamma/2} \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

(A.13)

Onde:

$z_{\gamma/2}$ é um escore z com a propriedade de separar uma área $\gamma/2$ na cauda direita da distribuição normal padronizada.

n é o tamanho da amostra.

σ é o desvio padrão populacional.

E é a margem de erro.

Como o número total de consumidores (N) é conhecido, deve ser realizado um ajuste no desvio padrão das médias amostrais, multiplicando-o pelo fator de correção para população finita, definido pela Equação (A.14).

$$f_{\text{correção}} = \sqrt{\frac{N-n}{N-1}}$$

(A.14)

Onde:

N é o tamanho da população.
 $f_{correção}$ é o fator de correção para população finita.

Aplicando a Equação (A.14) na Equação (A.13), obtém-se a Equação (A.15):

$$E = z_{\gamma/2} \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \sqrt{\frac{N-n}{N-1}} \quad (\text{A.15})$$

Isolando n na Equação (A.15), tem-se a Equação (A.16) que fornece o número mínimo de elementos da amostra:

$$n \geq \frac{N \cdot \sigma^2 \left(z_{\gamma/2} \right)^2}{(N-1)E^2 + \sigma^2 \left(z_{\gamma/2} \right)^2} \quad (\text{A.16})$$

APÊNDICE V: Dados utilizados no gráfico da Figura 4.4 e no gráfico da Figura 4.5

Este anexo apresenta, de forma detalhada, os dados que foram utilizados no gráfico da Figura 4.4 e no gráfico da Figura 4.5, através da Tabela A.1 e da Tabela A.2, respectivamente.

Tabela A.1 - Dados utilizados no gráfico da Figura 4.4

Cenário	Distância de carga equivalente [ohm]	Perdas técnicas [kWh]	
		Distribuição uniforme de energia não faturada	Distribuição não uniforme de energia não faturada - cenários
1	113,74	85.072,85	84.622,80
2	114,14	85.072,85	84.922,75
3	114,45	85.072,85	85.150,09
4	114,65	85.072,85	85.303,26
5	114,76	85.072,85	85.381,10
6	113,55	85.072,85	84.478,42
7	113,85	85.072,85	84.701,82
8	114,05	85.072,85	84.852,32

9	114,15	85.072,85	84.928,80
10	114,25	85.072,85	84.999,72
11	114,45	85.072,85	85.150,18
12	114,55	85.072,85	85.226,64
13	114,75	85.072,85	85.376,78
14	114,86	85.072,85	85.453,22
15	115,06	85.072,85	85.607,00
16	115,16	85.072,85	85.675,54
17	114,85	85.072,85	85.449,72
18	114,65	85.072,85	85.298,63
19	114,55	85.072,85	85.223,53
20	114,45	85.072,85	85.153,94
21	114,25	85.072,85	85.002,81
22	114,15	85.072,85	84.927,69
23	113,95	85.072,85	84.780,12
24	113,85	85.072,85	84.704,99
25	113,65	85.072,85	84.557,12
26	114,94	85.072,85	85.518,21
27	114,55	85.072,85	85.224,43
28	114,25	85.072,85	85.002,45
29	114,05	85.072,85	84.853,95
30	113,95	85.072,85	84.780,13

Tabela A.2 - Dados utilizados no gráfico da Figura 4.5

Cenário	Distância de carga equivalente [ohm]	Taxa de acerto [%]	
		Desvio máximo de 20%	Desvio máximo de 40%
1	113,74	98,77%	79,05%
2	114,14	50,00%	30,77%
3	114,45	27,87%	16,12%
4	114,65	71,31%	45,68%
5	114,76	87,30%	59,56%
6	113,55	100,00%	92,03%
7	113,85	95,08%	70,35%
8	114,05	71,31%	45,55%
9	114,15	48,36%	29,69%
10	114,25	27,87%	16,03%

11	114,45	27,87%	16,12%
12	114,55	54,10%	32,66%
13	114,75	87,30%	59,40%
14	114,86	95,08%	69,80%
15	115,06	100,00%	86,31%
16	115,16	100,00%	92,10%
17	114,85	95,08%	69,80%
18	114,65	71,31%	45,68%
19	114,55	52,87%	32,28%
20	114,45	27,87%	16,67%
21	114,25	27,87%	15,77%
22	114,15	48,77%	30,17%
23	113,95	84,84%	57,93%
24	113,85	95,08%	70,47%
25	113,65	100,00%	87,14%
26	114,94	98,77%	79,62%
27	114,55	54,10%	32,82%
28	114,25	27,87%	15,80%
29	114,05	71,31%	45,71%
30	113,95	85,66%	58,25%