

# Metodologia para Identificação e Clusterização Espacial de Perdas Não-Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Wellington Fazzi Cancian  
Engenheiro Eletricista  
Cemig Distribuição SA  
Belo Horizonte, Brasil  
wfcancian@gmail.com

Rodney R. Saldanha / José Osvaldo Saldanha Paulino  
Professores Associados  
Universidade Federal de Minas Gerais  
Belo Horizonte, Brasil  
rodney@cpdee.ufmg.br / josvaldo@cpdee.ufmg.br

**Abstract**— Com a investida da demanda de energia elétrica em contrapartida à oferta, refletindo na elevação das tarifas e, alinhado a este fato, o crescente nível de perdas não-técnicas e inadimplência fez com que o setor de distribuição de energia elétrica se preocupasse cada vez mais em procedimentos de gestão e controle da Proteção da Receita, especialmente por ser processo-fim de toda a cadeia e dito como principal arrecadador da mesma. Mesmo com o avanço tecnológico, que permitiu maior capilaridade e eficiência nas ações de combate a este tipo de segmento de mercado (*bad credit*), percebe-se a proliferação de instalações que apresentam consumo irregular de energia e este fenômeno é semelhante a um processo virótico e cíclico, uma vez que a “indústria da fraude” sempre renova conhecimentos, mesmo que em tempo de maturação mais longo do que o avanço de patamar tecnológico anterior. Neste contexto e esperando cumprir com o dever cidadão no que se refere a melhoria da qualidade de energia elétrica e isonomia de tratamento, é interessante e bem-vinda a gestão operacional eficiente das equipes de campo, visando a otimização de rotas de atuação através de uma seleção de alvos que permita o mínimo de esforço com a máxima recuperação de receita. O presente trabalho apresenta uma metodologia de identificação de perdas comerciais em sistemas de distribuição de energia elétrica, apontando as potenciais instalações que apresentem níveis duvidosos e críticos de consumo de energia elétrica e elegendo o agrupamento-alvo no qual se verifique o maior índice de suspeita de perdas não-técnicas para atuação *in loco*.

**Keywords**— *Perdas não-técnicas, energia elétrica, wavelet, modelos matemáticos, mineração de dados, Faturamento.*

## I. INTRODUÇÃO

As perdas não-técnicas (PNT) são originadas especialmente do furto de energia elétrica e demais irregularidades identificadas nos equipamentos de medição ou até mesmo no sistema elétrico de potência, o que tornam-se problemas clássicos e crônicos para a indústria de suprimento de energia elétrica. Dentre as causas mais comuns de ocorrência de perdas não-técnicas destacam-se: a falta ou adulteração de medição, mal-funcionamento da medição, conexões clandestinas ou ilegais, faturamentos irregulares ou errôneos e inadimplência de faturas [1].

Este problema não é exclusividade de países menos desenvolvidos, como aqueles localizados nos continentes do Hemisfério Sul (especialmente América Latina, África e algumas regiões da Ásia), mas também é verificado em países desenvolvidos, como Estados Unidos da América e países do oeste europeu [2]. No cenário mundial, percebe-se que a América do Sul e América Central são as regiões no qual é identificado o maior potencial de redução de perdas não-técnicas, por apresentar as maiores taxas dentre as demais. Inserido neste mercado potencial, o Brasil, que servirá como alvo para o estudo, contribui com parcela significativa, devido ao seu porte e sua importância no ambiente energético latino-americano.

Neste contexto, a atuação e a prevenção de perdas não-técnicas são motivadas não somente pela busca por melhores resultados de qualidade de fornecimento ou econômico-financeiros das Empresas de prestação dos serviços de energia elétrica, como também para fins de garantia de sustentabilidade, através da possibilidade de postergação de investimentos, que envolvem alto custo/impacto ambiental, além de contribuir para modicidade tarifária e representar senso de justiça, ordem e respeito, especialmente com a parcela idônea da sociedade.

## II. PERDAS ELÉTRICAS NÃO-TÉCNICAS

As perdas não-técnicas (PNT) referem-se àquelas que possuem ocorrência de forma independente e complementar às perdas técnicas nos sistemas de potência, compondo, junto à última, o índice global de perdas em um sistema.

As PNT's estão localizadas, predominantemente, nas menores seções (Baixa Tensão) das redes de distribuição de energia elétrica e, são causadas por ações externas ao funcionamento nominal do sistema, costumemente vinculadas a eventos observados nas cargas ou instalações de consumo e, indiretamente por condições nas quais a metodologia de cálculo para estimação dos níveis de perdas técnicas não considerou.

No Brasil, o prejuízo com perdas não-técnicas ou consumo irregular de energia elétrica atingiu o patamar de R\$ 8,1 bilhões

ao ano, considerando o período de 2007 a 2010. O valor inclui o custo da energia e os impostos que deixaram de ser arrecadados aos cofres públicos. Em energia, o valor corresponde a mais de 27 mil Gigawatts-hora, aproximadamente 8% do consumo do mercado cativo elétrico brasileiro.

Esse montante seria suficiente, por exemplo, para abastecer anualmente os estados de Minas Gerais e Maranhão.

Acredita-se que, atualmente, as formas mais notáveis de perdas não técnicas estejam relacionadas ao furto de energia elétrica e anterior suspensão de fornecimento, devido ao inadimplemento de faturas de energia elétrica, se não todas elas.

Os níveis de perdas não-técnicas são de complexa mensuração visto que, por estarem diretamente relacionadas a ocorrências ou intervenções humanas na rede elétrica, na maioria das oportunidades, as instalações nos quais o evento ocorre são desconhecidas pelos operadores do sistema, portanto, em via de regra não se detém nenhuma informação. Considerando essa restrição, Davidson & Odubiyi em [3] sugeriu que, para estimação de perdas não-técnicas, seja utilizada uma abordagem indireta, ponderado pela equação (1), pode ser dada por:

$$E_{\text{Não-Técnicas}} = \sum E_{\text{Gerada}} - \left( \sum E_{\text{Distribuída}} + E_{\text{Técnicas}} \right) \quad (1)$$

Em (1),  $E_{\text{Não-Técnicas}}$  é o montante de energia elétrica perdida de caráter não-técnico,  $E_{\text{Gerada}}$  é o montante de energia elétrica gerada ou inserida em um dado sistema,  $E_{\text{Distribuída}}$  expressa o montante de energia elétrica entregue pela concessionária, e  $E_{\text{Técnicas}}$  o montante de energia elétrica perdida por deficiência técnica.

Como pode ser percebido, para identificação de perdas elétricas desta categoria, é desejável o conhecimento prévio do sistema a ser estudado bem como a informação de perdas técnicas presentes, mesmo que estimada.

### III. DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

As metodologias atualmente aplicadas para identificação de perdas não-técnicas apresentam espaços para melhorias, especialmente no que tange ao índice de sucesso do público sugerido, conforme se pode verificar em [4], [5], [6], [7] e [8].

Para contribuir com os modelos utilizados, a fim de promover a identificação de instalações críticas de consumo irregular a metodologia pretende abordar o problema de detecção de *clusters* (aglomerados), tanto para dados de área quanto para dados de casos pontuais, utilizando um conjunto de dados espaciais de pontos potenciais de consumo de energia irregular em um sistema de distribuição de energia elétrica.

Nestas abordagens, propomos algoritmo eficiente de identificação de perdas não-técnicas, através de métodos de estatística espacial e otimização em engenharia, visando a atuação em unidades consumidoras potenciais destacadas pelo mesmo, a fim de garantir a elevação dos níveis de sucesso em inspeções de consumo irregular e maior recuperação de receita com o menor esforço possível das equipes (esforço ótimo).

A Fig. 1 demonstra a representação geral da metodologia proposta neste trabalho para identificação de perdas não-técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica.

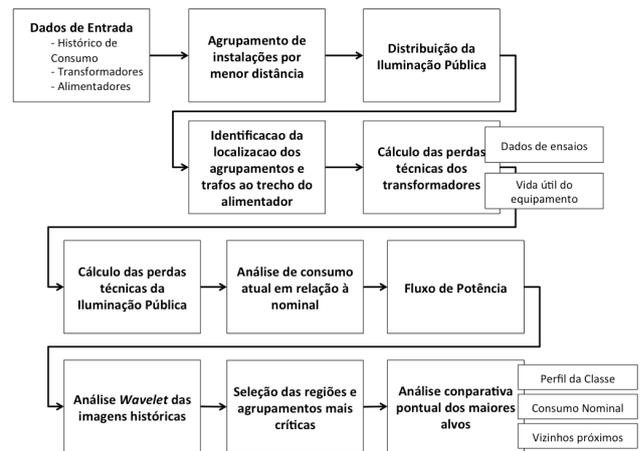


Fig. 1 - Representação da metodologia para identificação e clusterização espacial de perdas não-técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica, por meio de fluxograma.

#### A. Tratamento do conjunto de dados de entrada

A solução do problema se inicia com o tratamento de conjunto de dados virtuais ou reais, complexo e extenso de um sistema de distribuição de energia elétrica, contendo informações ditas básicas - como pontos de consumo (ou instalações), histórico de consumo de energia elétrica e localização geodésia (latitude e longitude), e de suporte, - como atividade desenvolvida na instalação e dados de denúncias e suspeitas de condição irregular. Nesta fase, é proposta a atividade de qualificação e enriquecimento da base de informações básicas de casos potenciais, esta última dada pela interseção com dados de suporte. A atividade prevê a seleção e extração de características de comportamento dos consumidores, no qual os resultados adquiridos permitem verificarmos, por exemplo, se a incidência do mesmo comportamento em um definido subconjunto espacial é particular ou comum a outras regiões do conjunto ou se motivada por influência de atitudes tomadas por pontos individuais diante de fatores externos - como o “Efeito Boca-a-Boca” - elevando nossa probabilidade de sucesso em futuros casos de inspeção.

#### B. Agrupamento de instalações por menor distância

Para agrupamento das instalações, é utilizada o conceito proposto pela regra do “vizinho mais próximo” (k-NN). Segundo Duda, Hart & Stock em [4], o conceito consiste em classificar a classe  $\theta'$  associada a um vizinho mais próximo. A classe estudada é uma variável aleatória, e a probabilidade de  $\theta' = \omega_i$  é meramente a probabilidade a *posteriori*  $P(\omega_i | \mathbf{x}')$ .

Assim, quando o número de amostras é muito grande, é razoável assumir que  $\mathbf{x}'$  é suficientemente próximo a  $\mathbf{x}$ , tanto que  $P(\omega_i | \mathbf{x}') \approx P(\omega_i | \mathbf{x})$ . Uma vez que esta é exatamente a probabilidade que estará vinculada ao estado  $\omega_i$ , a regra do

vizinho mais próximo corresponderá efetivamente às probabilidades desta natureza.

Se definirmos  $\omega_m(\mathbf{x})$  como:

$$P(\omega_m|\mathbf{x}) = \max_i P(\omega_i|\mathbf{x}) \quad (2)$$

Então, a regra de decisão de Bayes sempre selecionará  $\omega_m$ . Dessa forma, a regra permite particionar o espaço de características em células consistindo de todos os pontos mais próximos a um dado ponto de treinamento  $\mathbf{x}$  do que quaisquer outros pontos de treinamento.

### C. Distribuição e Cálculo das perdas da Iluminação Pública

Esta etapa é utilizada quando, nas informações de entrada, não estão disponíveis os dados dos equipamentos de iluminação pública, bem como sua distribuição no sistema elétrico estudado. Aqui, é utilizado o sistema de iluminação unilateral, o comumente utilizado no mercado brasileiro, no qual as distâncias entre as testadas é de até 15 metros ou entre guias de até 10 metros.

Para determinação das cargas das lâmpadas e reatores, bem como a relação de perdas para cada equipamento, para efeitos cálculos de carregamento do sistema e queda de tensão na rede – fluxo de potência – são utilizados os seguintes padrões de potência, conforme apresentado na tabela I, distribuídos, de forma uniforme e de acordo com a carga apresentada em cada trecho do alimentador, considerando que se utiliza maior iluminação em áreas com maior densidade.

TABELA I. DADOS DE CARGA PARA ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Carga Trecho (kVA)	Tipo de Lâmpada	Potência (W)	Perdas no Reator (W)	Lâmpada e Reator (W)
Entre 0 a 50	Vapor de Sódio	100	18	118
Entre 50 a 110		150	26	176
Acima de 110		250	37	287

A distribuição dos postes é realizada pela divisão simples entre o comprimento do trecho do alimentador e distância entre as testadas, em consonância com a equação (3).

$$carga_{iluminacao} = \frac{d_{trecho}}{d_{min\_testada}} \times P_{Lampada} \quad (3)$$

### D. Cálculo das perdas técnicas do transformador

As perdas elétricas esperadas por equipamento transformador, em função de sua capacidade de potência, utilizadas neste trabalho são apresentadas na Norma Técnica 5440 – Transformadores para redes aéreas de distribuição – Padronização, conforme disponível na Tabela II. Os valores apresentados foram fruto de estudo de padronização das características elétricas e mecânicas dos equipamentos transformadores, realizado através de ensaios com materiais que atendam aos valores admitidos e esperados de qualidade para o bom funcionamento de das redes de distribuição de energia elétrica.

Considerando um ensaio de equipamento transformador de energia elétrica e os valores de perdas elétricas dispostas na Tabela II, a correção as ser realizada nos valores apurados de

perdas com o equipamento em vazio (sem carga) pode ser expressa como sendo:

$$W_0 = W_m \cdot \frac{100}{W_h \% + kW_f \%} \quad (4)$$

$$k = \left( \frac{V_{ef}}{1,11 \cdot V_{méd}} \right)^2 \quad (5)$$

onde  $W_0$  equivale às perdas em vazio para tensão senoidal pura, em W;  $W_m$  equivale às perdas em vazio medidas;  $W_h$  equivale às perdas por histerese, em %, relativas às perdas em vazio medidas;  $W_f$  equivale às perdas por correntes parasitas de Foucault, em %, relativas às perdas em vazio medidas;  $V_{ef}$  equivale ao valor eficaz da tensão de alimentação e  $V_{méd}$  equivale ao valor médio da tensão de alimentação.

Os valores das perdas por histerese e correntes parasitas de Foucault devem ser grandezas medidas, contudo, na impossibilidade de ser realizar as medições necessárias, os valores típicos de 50% podem ser adotados.

TABELA II. POTÊNCIA E PERDAS PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Potência (KVA) - A	Perda em vazio (W)	Perda Total (W) - B	Relação B/A (%)
15	65	330	2,4%
30	150	695	2,5%
45	195	945	2,3%
75	295	1395	2,0%
112,5	390	1890	1,8%
150	485	2335	1,7%
225	650	3260	1,6%
300	810	4060	1,5%

Considerando que as perdas elétricas em equipamentos transformadores, vinculadas a histerese e correntes parasitas de Foucault, e a presença de harmônicos contribuem diretamente para sua redução da vida útil, o modelo também dispõe deste critério para estimação das perdas elétricas dos equipamentos de transformação. Para tanto, é utilizada a disposição experimental de perdas elétricas com relação à vida útil do equipamento, verificada nos estudos de Gouda, Amer Salem, em [5], cuja curva-típica é apresentada pela Fig. 2.

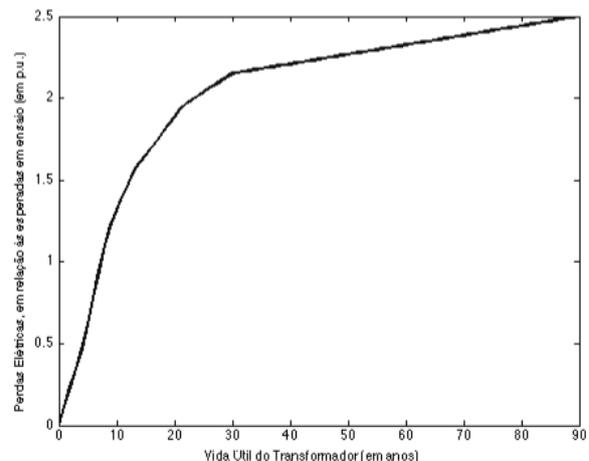


Fig. 2 – Relação entre vida útil do transformador e perdas elétricas.

### E. Análise de consumo atual em relação à nominal

Neste módulo, o consumo dos agrupamentos ou instalações é comparado aos seu respectivo consumo esperado, baseado no perfil de consumo regular, se houver, ou por distribuição de probabilidade característica, conforme sugerido por [11]. Para cada período de análise, que depende diretamente do volume de informações disponíveis em histórico, é calculado a relação entre os consumos de energia elétrica – verificado e esperado – que serão dados de entrada para as próximas etapas da metodologia.

### F. Execução de análise de fluxo de potência

Para aplicação da análise do sistemas de potência estudado, é utilizado o método de Newton-Raphson, o qual tenta buscar a solução em um menor número de iterações possível, facilitando a resolução deste tipo de problema.

O método consiste na aproximação de um conjunto de equações não-lineares em equações lineares usando expansão por séries de Taylor, com os termos de ordem superior ignorados, baseado na solução da equação Jacobiana ( 6 ):

$$J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad ( 6 )$$

onde  $\Delta \theta$  é a matriz de mudanças incrementais dos ângulos de tensões;  $\Delta |V|$  é a matriz dos módulos de tensões;  $\Delta P$  representa a matriz dos resíduos de potência ativa e  $\Delta Q$  representa a matriz dos resíduos de potencia reativa.

As equações  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  são denominadas equações de incompatibilidade e podem ser representadas como:

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= -P_i + \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \\ \Delta Q_i &= -Q_i + \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} + B_{ik} \cos \theta_{ik}) \end{aligned} \quad ( 7 )$$

De maneira análoga, a matriz Jacobiana pode ser representada como:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} \quad ( 8 )$$

Todos os termos das matrizes Jacobiana e de incompatibilidade ( $\Delta P$  e  $\Delta Q$ ) são avaliadas usando os valores atuais (referentes a cada iteração) de  $V$  e  $\theta$ , de forma a resolver as matrizes  $\Delta |V|$  e  $\Delta \theta$ , respectivamente. Normalmente, considerando que a matriz Jacobiana apresente vários elementos nulos, a equação ( 8 ) pode ser resolvida utilizando algum tipo fatoração LU – Lower/Upper.

Os valores de  $V$  e  $\theta$ , utilizados na presente iteração, são, posteriormente, atualizados, conforme a equação ( 9 ):

$$\begin{bmatrix} \theta \\ |V| \end{bmatrix}^{m+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ |V| \end{bmatrix}^m + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}^m \quad ( 9 )$$

O processo de iteração continuará até que uma condição de parada seja satisfeita ou ocorra uma convergência. A condição mais comum para se mensurar a convergência é a verificação da norma das equações de incompatibilidade em comparação com níveis de tolerância específicos.

### G. Análise combinatória Wavelet das imagens históricas

Após a execução da análise de fluxo de potência, é possível identificar com maior clareza a distinção entre as perdas elétricas técnicas e não-técnicas do sistema, permitindo assim uma visão macro do problema.

Para identificação dos maiores focos de perdas não-técnicas, de maneira aproximada, porém eficiente, a metodologia prevê a utilização de transformadas *wavelet* aplicada aos mapas históricos do sistema, adquiridos por período definido.

As transformadas *wavelet* podem ser consideradas como formas de representação de informações no domínio da frequência para sinais no domínio do tempo contínuo (analógico) e, desta forma, relacionados a uma análise harmônica dos sinais.

As funções *wavelet* são expressas pela equação ( 10 ):

$$\varphi_{i,k}(x) = 2^{\frac{j}{2}} \varphi(2^j x - k) \quad ( 10 )$$

onde  $\varphi_{i,k}(x)$  é a função de escalonamento, em relação a uma dada posição  $x$ ;  $k$  é um parâmetro determinado pela posição da função de escalonamento ao longo do eixo  $x$ ,  $j$  é um parâmetro determinado pela largura da função ao longo do eixo  $x$ .

As funções de escalonamento são utilizadas comumente para aproximar uma função ou imagem em diferentes níveis, cuja característica é semelhante ao de uma função de expansão, porém com a incorporação de conversões de inteiros e escalonamento binário. Cada aproximação é diferida por um fator, de base 2, de aproximação ao nível do vizinho mais próximo.

Segundo Gonzalez & Woods em [6], a função de escalonamento em seu nível de resolução mais baixo,  $V_0$ , fornece uma aproximação da função original e *wavelets*  $W_0$ , codificando a diferença entre tal aproximação e a função original. Dessa forma, qualquer função *wavelet* pode ser expressa como a soma ponderada das variações:

$$\varphi(x) = \sqrt{2} \sum_n h_\varphi(n) \varphi(2x - n) \quad ( 11 )$$

Sendo  $h_\varphi(n)$  os coeficientes da(s) função(ões) *wavelet*, para ponderação.

Ainda nesta fase, a análise grosseira dos focos de perdas não-técnicas dá-se pela comparação combinatória das imagens históricas de cada iteração, conforme sugerido pela equação ( 12 ):

$$\begin{bmatrix} a_{12} & a_{13} & \dots & a_{1n} \\ & a_{23} & \dots & a_{2n} \\ & & \ddots & \vdots \\ & & & a_{mn} \end{bmatrix} \quad (12)$$

onde  $n$  equivale ao número de diagramas históricos analisados (ou iterações) e  $m$  ao número de diagramas históricos menos 1, ou seja,  $n-1$ .

Percebe-se que as diagonais da matriz de combinações, especialmente as extremas, por hipótese, apresentarão os resultados mais relevantes para análise de evolução dos focos, tendo em vista serem componentes principais do estudo: os demais elementos são complementos auxiliares, ou seja:

$$\begin{aligned} a_{1n} &= a_{12} + a_{23} + \dots + a_{mn} \\ a_{2n} &= a_{23} + a_{34} + \dots + a_{mn} \end{aligned} \quad (13)$$

#### H. Análise comparativa pontual dos maiores alvos

Nesta etapa, a metodologia busca identificar de forma pontual, a partir dos focos selecionados pela etapa anterior, os locais críticos de consumo irregular, ordenados por critério decrescente de criticidade.

Para cada local identificado, é realizada a comparação do consumo histórico do alvo com: (i) o perfil de consumo da classe da instalação – Residencial, Industrial, Comercial ou Rural, p. ex., (ii) o consumo das instalações vizinhas mais próximas e de mesma classe e (iii) o consumo nominal/esperado do alvo.

Com a disponibilidade dos melhores alvos, a próxima fase sugerida é a execução de inspeção *in loco* nas instalações identificadas a fim de caracterizar o indício de procedimento irregular, visando a sua regularização e recuperação da receita não auferida, se for o caso.

#### IV. ESTUDO DE CASO

Com o intuito de demonstrar a aplicabilidade do modelo proposto, tomou-se como exemplo informações de uma empresa do setor elétrico, atuando num município do estado de Minas Gerais (Varginha).



Fig. 3 – Distribuição do alimentador e pontos de instalações estudados na cidade de Varginha/MG.

Neste submercado hipotético, a distribuidora realiza o fornecimento de energia elétrica para 905 instalações, utilizando cerca de 42 equipamentos transformadores em um alimentador cujo *backbone* contém 24 trechos.

Para avaliação do modelo, foram distribuídos, de forma aleatória, três instalações no sistema que apresentam os perfis de consumo irregular típicos 1, 3 e 4 dentre os cinco disponíveis no modelo, conforme apresentados na Fig. 4.

Os perfis de consumo típicos foram formados através de compilação de dados apurados de uma amostra de 50 instalações no qual foram verificados algum tipo de procedimento irregular, perdurando por 49 meses, em média.

Os grupos foram concebidos considerando o fator de correlação e relevância das curvas similares.

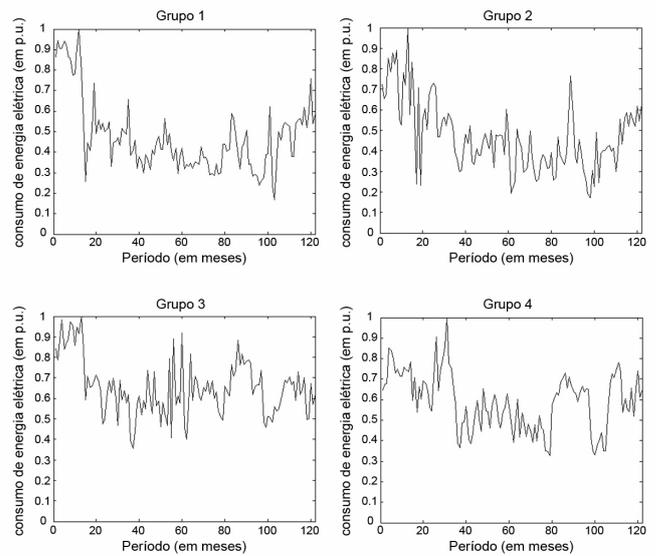


Fig. 4 – Perfis típicos de instalações que apresentam consumo irregular, utilizados no modelo.

Com histórico de consumo das instalações de, no máximo, 60 meses disponível para a aplicação do modelo, o período-base selecionado para execução da rotina foi de 12 meses, aplicados em 4 iterações. Os meses do histórico que seriam alvo de análise foram selecionados considerando o mês mais próximo da data atual para o mais antigo, sendo os demais desconsiderados. Para os pontos que possuem histórico de consumo menor que 12 meses, caracterizando novas conexões, a análise considerou normalização dos consumos verificados no período total para o número máximo de iterações sugerido, neste caso 4.

A cada iteração, foi possível perceber e avaliar a evolução de consumo das instalações e dos equipamentos elétricos (alimentador e transformadores), que serviram de base para a fase de “Análise combinatória *wavelet* das imagens históricas”.

Com a disponibilização das imagens que representam os períodos históricos de consumo da instalação, adquirido a cada iteração, verificou-se a localização dos maiores focos de perdas, os quais podem ser visualizados na Fig. 5, pela informação de maior intensidade luminosa.

## V. CONCLUSÕES

O presente trabalho pretendeu contribuir para estudos futuros sobre o tema, alinhado ao conjunto de técnicas já desenvolvidas para solução do problema de perdas não-técnicas, que têm sido cada vez mais frequente em sistema de distribuição de energia elétrica e afeta negativamente a qualidade dos serviços prestados. A utilização de ferramentas robustas, como técnicas de classificação não-paramétricas – KNN, clusterização e transformadas *wavelet* para a solução do problema, mostrou-se eficiente e suficientemente aplicável, o que pode despertar interesses por esta área de estudo.

Independentemente do modelo de determinação e identificação de perdas não-técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica, a utilização de ferramentas que apresentem resultados que auxiliem as decisões dos gestores do sistema ou estejam próximos da realidade configuram-se como importantes vetores na busca e construção de métodos cada vez mais eficazes para resolução do problema.

Os resultados apresentados na aplicação da metodologia são meramente ilustrativos e indicam a importância de validação da expectativa de recuperação do consumo irregular em campo.

## VI. REFERÊNCIAS

- [1] Eduardo de Xerez Vieira, *Proposta de uma Metodologia para Avaliação das Perdas Comerciais dos Sistemas Elétricos. O Caso Manaus*. Campinas, SP, Brazil: Universidade Estadual de Campinas, 2005.
- [2] M. S. Alam, M. M. Rahman, and M. A. K. Chowdhury, *Power Sector Reform in Bangladesh: Electricity Distribution System*. Bangladesh: Energy, 2004, vol. 29.
- [3] I. E. Davidson, "Evaluation and Effective Management of Non-Technical Losses in Electrical Power Networks," IEEE Africon, South Africa, 2002.
- [4] Richard O. Duda, Peter E. Hart, and David G. Stork, *Pattern Classification*, 2nd ed. San Jose, California, United States of America, 2006.
- [5] Dr. Ossama El-Sayed Gouda, Ghada M Amer, and Waleed A. A. Salem, "Predicting transformer temperature rise and loss of life in the presence of harmonic load currents," Ain Shams Engineering Journal, Cairo, Egypt, 2012.
- [6] R. C. Gonzalez and R. E. Woods, *Digital Image Processing*, 2nd ed. New Jersey, United States of America: Prentice-Hall, 2002.
- [7] Helder Bergamin Pimentel Dias, *Uma abordagem baseada em conhecimento para apoio ao combate às Perdas Comerciais na distribuição de energia elétrica*. Vitória, ES, Brasil: Universidade Federal do Espírito Santo, 2006.
- [8] A. H. Nizar, Z. Y. Dong, M. Jalaluddin, and M. J. Raffles, "Load Profiling Non-Technical Loss Activities in a Power Utility," 1st International Power and Energy Conference (PECON), Putrajaya, 2006.
- [9] Mentor Poveda, *A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads*. New Orleans, United States of America: IEEE Transmission and Distribution Conference, 1999.
- [10] Dan Suriyamongkol, *Non-Technical Losses in Electrical Power Systems*. Ohio, United States of America: Ohio University, 2002.
- [11] T. B. Smith, "Electricity Theft: A Comparative Analysis," Energy Policy, 2004.
- [12] Gladston Juliano P. Moreira, "The Detection of Spatial Clusters: Graph and Dynamica Programming based Methods", Tese, UFMG, 2011.

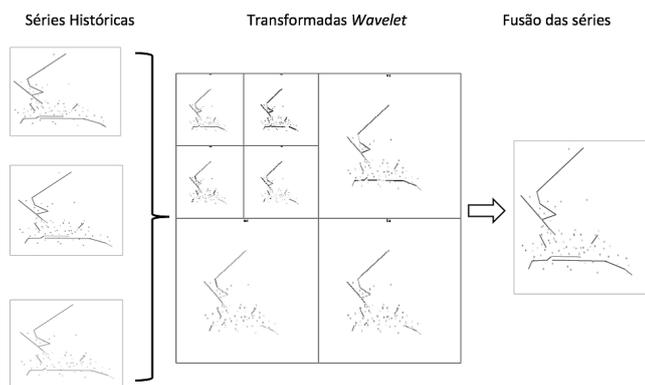


Fig. 5 - Análise *wavelet* das imagens/séries históricas de cada período.

Na figura acima, a etapa “Fusão das séries” representa a diagonal principal da matriz de combinações, contendo assim a maior informação das séries analisadas. Percebe-se também que, no caso estudado, os maiores focos de consumo irregular estão concentrados próximos ao centro do alimentador e na extremidade do mesmo, localizada no canto inferior esquerdo da figura.

Seguindo para a próxima etapa da metodologia, que trata do refinamento dos melhores alvos em termos de regularização do consumo de energia elétrica não-faturada, observa-se que os três pontos de teste lançados no sistema apresentaram qualificações intermediárias e críticas no modelo, sendo qualificados nas 163<sup>a</sup>, 267<sup>a</sup> e 75<sup>a</sup> posições, respectivamente, dentre as 905 instalações disponíveis para estudo, ou seja, dentre o patamar de 18% do total de instalações.

Selecionando a instalação com maior índice de criticidade dentre os três pontos lançados para análise de comparação, verifica-se que a variação de consumo histórico do ponto com relação aos seus vizinhos lógicos mais próximos, seu consumo nominal esperado e a média verificada para a classe de consumo esperado - neste caso, classe “Residencial” - é considerável, o que, somado ao fato de dispor a instalação em questão dentre os principais comprometedores em termos de consumo irregular, comprova a eficiência de identificação da metodologia proposta.

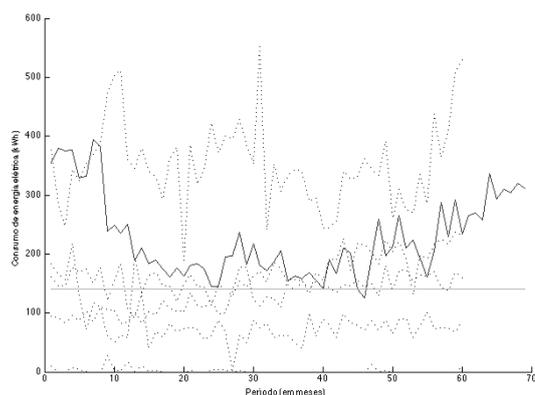


Fig. 6 - Representação gráfica de consumo de energia elétrica do ponto estudado (linha sólida). As linhas tracejadas representam o consumo dos 5 vizinhos lógicos mais próximos ao ponto estudado. A linha horizontal representa a média de consumo esperada na classe de consumo no qual a instalação se enquadra.