UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO
FACULDADE DE ARQUITETURA, ENGENHARIA E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GABRIEL FELIPE EUSTÁCHIO DE FIGUEIREDO E SOUZA

ESTUDO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CUIABÁ – MT
MAIO, 2023

GABRIEL FELIPE EUSTÁCHIO DE FIGUEIREDO E SOUZA

ESTUDO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho Final de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador:
Prof. Dr°. Fillipe Matos de Vasconcelos

CUIABÁ – MT

MAIO, 2023

Dados Internacionais de Catalogação na Fonte.

S729e Souza, Gabriel Felipe Eustachio de Figueiredo e.
Estudo das perdas não técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica [recurso eletrônico] / Gabriel Felipe Eustachio de Figueiredo e Souza. -- Dados eletrônicos (1 arquivo : 25 f., il. color., pdf). -- 2023.

Orientador: Fillipe Matos de Vasconcelos.
TCC (graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Mato Grosso, Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia, Cuiabá, 2023.
Modo de acesso: World Wide Web: https://bdm.ufmt.br.
Inclui bibliografia.

1. Detecção de Fraudes, Perdas Não Técnicas, Sistema Elétrico de Distribuição. I. Vasconcelos, Fillipe Matos de, *orientador*. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Permitida a reprodução parcial ou total, desde que citada a fonte.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO

DESPACHO

Processo nº 23108.037213/2023-99

Interessado: GABRIEL FELIPE EUSTACHIO DE FIGUEIREDO E SOUZA

FOLHA DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA MONOGRAFIA:

ESTUDO DAS PERDAS NÃO-TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ALUNO: GABRIEL FELIPE EUSTACHIO DE FIGUEIREDO E SOUZA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito para a obtenção de grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 26 de maio de 2023.

Nota: 9,12

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Fillipe Matos de Vasconcelos - Orientador

Prof. Dr. Carlos Enrique Portugal Poma - Examinador(a)

Prof. Dr. Antônio Eduardo Ceolin Momesso - Examinador(a)

Documento assinado eletronicamente por **FILLIPE MATOS DE VASCONCELOS**, **Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 26/05/2023, às 17:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

Documento assinado eletronicamente por **CARLOS ENRIQUE PORTUGAL POMA**, **Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 26/05/2023, às 17:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

Documento assinado eletronicamente por **GABRIEL FELIPE EUSTACHIO DE FIGUEIREDO E SOUZA**, **Usuário Externo**, em 26/05/2023, às 17:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

Documento assinado eletronicamente por **ANTONIO EDUARDO CEOLIN MOMESSO**, **Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 26/05/2023, às 18:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufmt.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5808415** e o código CRC **E02894E4**.

Referência: Processo nº 23108.037213/2023-99 SEI nº 5808415

DEDICATÓRIA

Este trabalho é dedicado as minhas mães Alzira e Elza, a memória do meu pai José e a todos aqueles que colaboraram e incentivaram minha caminhada acadêmica.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, a Deus por tudo que têm feito na minha vida e pelo auxilio oportuno para que eu chegasse até aqui. À Renovação Carismática Católica por todo suporte, oração, incentivo e apoio.

À Alzira, Elza, José e toda minha família por todo apoio e incentivo na construção da minha vida acadêmica. Aos amigos e colegas, que sempre estiveram ao meu lado, contribuindo com sugestões, sanando dúvidas e colaborando com discussões sobre o tema.

À todo corpo docente do curso de Engenharia Elétrica da UFMT pelo conhecimento, experiências, orientações e acima de tudo paciência para nortear meu processo de aprendizado.

Ao Professor Drº Fillipe Matos de Vasconcelos, por ter sido meu orientador em sua recém chegada a universidade e por ter desempenhado tal função com dedicação, amizade e paciência, fornecendo horas de orientação para que este trabalho fosse concluído.

RESUMO

SOUZA, G. F. E. F. **Estudo das Perdas Não Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2023. 25f. Trabalho Final de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Mato Grosso. Cuiabá, 2023.

No Brasil e no mundo, as agências reguladoras e as concessionárias de energia estabelecem limites máximos admissíveis para perdas no fornecimento da energia elétrica. No universo de estudo das perdas de energia, destacam-se as perdas não técnicas como importantes indicadores do uso eficiente da energia, especialmente em países subdesenvolvidos e em desenvolvimento. Atualmente, o procedimento de inspeção na medição do consumidor é a técnica mais utilizada para identificação e localização de pontos em que há perdas não técnicas. Esta abordagem, todavia, além de baixa assertividade, são bastante limitadas em termos de disponibilidade de recursos humanos, financeiros, técnicos, jurídicos e sociais. É de interesse, portanto, que sejam investigadas novas abordagens que contornem as limitações atuais e forneçam maior assertividade às inspeções. Este trabalho propõe uma abordagem baseada no cálculo de injeções líquidas de fluxos de potência e de alocação de medidores de energia elétrica (para zoneamento) a fim de identificar e localizar perdas não técnicas no sistema. Um estudo de caso no IEEE37 barras é realizado a fim de validar a abordagem proposta. Os resultados mostram que foi possível identificar e localizar fraudes por meio da alocação de medidores de energia no início de cada ramal lateral da topologia da rede de distribuição analisada. Neste estudo reduziu-se a localização de fraudes das 37 barras possíveis, para somente 6, o que permite concluir a viabilidade da abordagem proposta.

Palavras-chave: Detecção de Fraudes. Perdas Não Técnicas. Sistema Elétrico de Distribuição.

ABSTRACT

SOUZA, G. F. E. F. **Study of Non-technical Losses in Electric Energy Distribution Systems**. 2023. 25f. Final Graduation Project (Graduation in Electrical Engineering) Federal University of Mato Grosso. Cuiabá, 2023.

In Brazil and worldwide, regulatory agencies and energy concessionaires establish maximum allowable limits for losses in electricity supply. Within the energy loss study domain, non-technical losses stand out as important indicators of energy efficiency, especially in underdeveloped and developing countries. Currently, consumer meter inspection is the most widely used technique for identifying and locating points of non-technical losses. However, this approach has low accuracy and is greatly limited in terms of available human, financial, technical, legal, and social resources. Therefore, it is of interest to investigate new approaches that overcome current limitations and provide greater accuracy to inspections.

This work proposes an approach based on the calculation of net power flow injections and the allocation of electricity meters (for zoning) to identify and locate non-technical losses in the system. A case study on the IEEE 37-bus system is conducted to validate the proposed approach. The results demonstrate that it was possible to identify and locate frauds through the allocation of energy meters at the beginning of each lateral branch of the analyzed distribution network's topology. In this study, the location of frauds was reduced from the 37 possible buses to only 6, which confirms the feasibility of the proposed approach.

Keywords: Electrical Distribution System. Fraud Detection. Non-technical losses.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Fig. 1. Convenção do sentido das correntes. 17
Fig. 2. Estrutura do *software* OpenDSS. 17
Fig. 3. Representação esquemática das potências em um alimentador [24]. 18
Fig. 4. Alimentador de teste IEEE 37 barras. 19
Fig. 5. IEEE 37 barras dividido em zonas. 19
Fig. 6. Perfis de carga [26]. 20
Fig. 7. Perdas Técnicas no caso “A”. 20
Fig. 8. Perdas no caso "B" com fraude na barra 724. 21
Fig. 9. Perdas no caso "B" com fraude na barra 736. 21
Fig. 10. Perdas no caso "C". 21
Fig. 11. Perdas no caso "D". 22
Fig. 12. Análise de sensibilidade. 22
Fig. 13. Registradores do *energymeter* do OpenDSS 25
Fig. 14. Dados dos registradores para a simulação do caso "A" deste trabalho 25

LISTA DE TABELAS

TABELA I: Categorização de metodologias para mitigação de PNT.....16
TABELA II: Dados de Medição – Caso “A” 20
TABELA III: Dados de Medição – Caso “B” – Fraude na barra 724 21
TABELA IV: Dados de Medição – Caso “B” – Fraude na barra 736.....21
TABELA V: Dados de Medição – Caso “C” 21
TABELA VI: Dados de Medição – Caso “D”.....22
TABELA VII: Análise de sensibilidade.....22
TABELA A.I: Dados de Barra do Sistema de 37 Barras (IEEE).....25

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PNT	Perdas Não Técnicas
PT	Perdas Técnicas
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SUMÁRIO

I. INTRODUÇÃO 14
II. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA EM DETECÇÃO DE FRAUDES 15
III. FLUXO DE POTÊNCIA 16
A. Expressões gerais dos fluxos nas barras 16
B. Expressões gerais dos fluxos nos ramos 17
C. Resolução do fluxo de carga 17
D. OpenDSS 17
IV. ABORDAGEM PROPOSTA 18
A. Cálculo da estimativa de perdas não técnicas 18
V. ESTUDO DE CASO 19
VI. RESULTADOS 20
A. Análise de sensibilidade de β na detecção de PNT 22
VII. CONCLUSÕES 22
APÊNDICE 24

ESTUDO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Gabriel Felipe Eustáchio de Figueiredo e Souza
Departamento de Engenharia Elétrica
Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia
Universidade Federal de Mato Grosso
Cuiabá, 78060-900 MT - Brasil
Email: gabriel.souza4@sou.ufmt.br

Fillipe Matos de Vasconcelos
Departamento de Engenharia Elétrica
Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia
Universidade Federal de Mato Grosso
Cuiabá, 78060-900 MT - Brasil
Email: fillipe.vasconcelos@ufmt.br

Resumo **- No Brasil e no mundo, as agências reguladoras e as concessionárias de energia estabelecem limites máximos admissíveis para perdas no fornecimento da energia elétrica. No universo de estudo das perdas de energia, destacam-se as perdas não técnicas como importantes indicadores do uso eficiente da energia, especialmente em países subdesenvolvidos e em desenvolvimento. Atualmente, o procedimento de inspeção na medição do consumidor é a técnica mais utilizada para identificação e localização de pontos em que há perdas não técnicas. Esta abordagem, todavia, além de baixa assertividade, são bastante limitadas em termos de disponibilidade de recursos humanos, financeiros, técnicos, jurídicos e sociais. É de interesse, portanto, que sejam investigadas novas abordagens que contornem as limitações atuais e forneçam maior assertividade às inspeções. Este trabalho propõe uma abordagem baseada no cálculo de injeções líquidas de fluxos de potência e de alocação de medidores de energia elétrica (para zoneamento) a fim de identificar e localizar perdas não técnicas no sistema. Um estudo de caso no IEEE37 barras é realizado a fim de validar a abordagem proposta. Os resultados mostram que foi possível identificar e localizar fraudes por meio da alocação de medidores de energia no início de cada ramal lateral da topologia da rede de distribuição analisada. Neste estudo reduziu-se a localização de fraudes das 37 barras possíveis, para somente 6, o que permite concluir a viabilidade da abordagem proposta.**

Palavras-Chave **- Detecção de Fraudes. Perdas Não-Técnicas. Sistema Elétrico de Distribuição.**

STUDY OF NON-TECHNICAL LOSSES IN ELECTRIC ENERGY DISTRIBUTION SYSTEMS

Abstract **- In Brazil and worldwide, regulatory agencies and energy concessionaires establish maximum allowable limits for losses in electricity supply. Within the energy loss study domain, non-technical losses stand out as important indicators of energy efficiency, especially in underdeveloped and developing countries. Currently, consumer meter inspection is the most widely used technique for identifying and locating points of non-technical losses. However, this approach has low accuracy and is greatly limited in terms of available human, financial, technical, legal, and social resources. Therefore, it is of interest to investigate new approaches that overcome current limitations and provide greater accuracy to inspections.**

This work proposes an approach based on the calculation of net power flow injections and the allocation of electricity meters (for zoning) to identify and locate non-technical losses in the system. A case study on the IEEE 37-bus system is conducted to validate the proposed approach. The results demonstrate that it was possible to identify and locate frauds through the allocation of energy meters at the beginning of each lateral branch of the analyzed distribution network's topology. In this study, the location of frauds was reduced from the 37 possible buses to only 6, which confirms the feasibility of the proposed approach.

Keywords **- Electrical Distribution System. Fraud Detection. Non-technical losses.**

I. INTRODUÇÃO

As perdas de energia, classificadas em perdas técnicas (PT) e perdas não-técnicas (PNT), compõem o sistema elétrico de potência (SEP). Estas são definidas, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e dadas como a energia transportada pelas redes de transmissão e distribuição, mas que não são comercializadas [27].

As PT derivam dos aspectos construtivos, físicos e eletromagnéticos dos equipamentos. Como a transformação da energia elétrica em energia térmica (efeito joule); efeito corona; perdas nos núcleos dos transformadores; etc.

As PNT, por sua vez, consistem de furtos de energia, como ligação clandestina ou desvio direto da rede; fraudes de energia, como adulteração da medição ou impedimento de acesso ao medidor; erros de medição, como problemas nos dispositivos eletroeletrônicos do medidor; e erros de faturamento, como o registro incorreto realizado por colaboradores da distribuidora.

As PNT de energia nas redes de distribuição é um tema que vem sendo estudado desde 1899 [1], e continuamente desde 1980. Tais perdas totalizaram em 2017 montantes financeiros de US$ 96 bilhões em todo o mundo [4], e no Brasil montantes de R$ 7,4 bilhões no ano de 2019 [5]. Sua relevância é reforçada pelo aumento da demanda de energia elétrica (ex.:

no Brasil a demanda cresceu 3,4%/ano entre 2016 e 2021 [6]), que vem crescendo anualmente em todo o mundo.

No âmbito das PNT, a principal ferramenta utilizada para mitigar sua presença no SEP é o procedimento de inspeção. Essa estratégia, contudo, é limitada em sua efetividade (*i.e.*, alta incidência de falsos positivo e negativo). Nesse cenário, destaca-se que as distribuidoras investem montantes significativos no combate as PNT, em vista dos altos recursos financeiros e humanos demandados para as inspeções.

Tendo em vista o exposto, este trabalho propõe uma abordagem baseada na resolução de fluxo de potência estático, de grande porte e não linear, para identificação e localização de zonas com PNT. Nesta, a ferramenta OpenDSS^{TM} é utilizada para avaliar e quantificar as PNT na distribuição.

Este trabalho está organizado em 7 (sete) seções, sendo apresentado na seção II uma revisão bibliográfica em detecção de PNT; A seção III apresenta alguns conceitos importantes de fluxo de potência, e a seção IV discorre sobre a abordagem proposta baseada em uma extensão de [24]. Na sequência, a seção V apresenta o estudo de caso realizado, e, por fim, tem-se na seção VI as discussões acerca dos resultados obtidos e na seção VII as conclusões e considerações para trabalhos futuros.

II. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA EM DETECÇÃO DE PNT

O crescimento do setor elétrico traz as concessionárias de energia o desafio de minimizar as PNT [1][2]. Os trabalhos disponíveis na literatura científica podem ser classificados em 3 (três) categorias [3]. A primeira consiste em Estudos Teóricos que se baseiam na análise de variáveis e fatores, isto é, que incluem fatores sociais, econômicos, geográficos, entre outros. Em seguida, têm-se as soluções com *hardware* que tipicamente são fundamentadas na utilização de *smart-meters*, e cálculo de energia drenada do alimentador *versus* energia faturada nos pontos de consumos. Por fim, têm-se as soluções sem *hardware*, ou seja, baseada em *software*, e que são capazes de detectar e identificar PNT por meio de processamento de dados de medição e de outras informações do consumidor já existentes.

É preciso destacar que, entretanto, não há uma metodologia suficientemente robusta que garanta o sucesso da identificação na variedade de cenários existentes. Sendo assim, é de interesse investigar como uma associação de técnicas pode contribuir para a maximização da eficiência da detecção de fraudes [2]. A seguir, é apresentado o estado da arte nas pesquisas cientificas deste tema com base nas três categorias (i.e., estudo teórico, solução com *hardware* e solução sem *hardware*).

No âmbito da literatura cientifica os estudos teóricos em PNT apresentam através de técnicas e métodos estatísticos as relações entre variáveis sociais, demográficas e econômicas. Em [7] são analisados os fatores psicossociais que levam os funcionários das concessionárias de energia indianas a serem coniventes com as fraudes de energia realizadas pelos consumidores.

O autor em [8] estuda os motivos socioeconômicos que tornam o consumidor na Turquia predisposto a fraude de energia. Enquanto em [9] são apresentadas diferentes realidades do fornecimento de energia nas regiões da Tanzânia, sendo observado que a moralidade e o grau de conformidade dos consumidores estão condicionados a uma relação central de confiança nos serviços prestados.

Em [10] é apresentada uma análise econométrica da relação entre as PNT e a renda dos consumidores, ao estudar as fraudes de energia nas favelas de Belo Horizonte, Brasil.

Por fim, por meio de estudos teóricos é possível verificar que a complexidade das PNT extrapola o horizonte das inspeções realizadas pelas concessionárias, perpassando por políticas públicas que se baseiam nesses estudos. Contudo, é preciso ressaltar que, nesta categoria, os estudos e conclusões são concentrados e baseados na região especifica em que o estudo foi conduzido.

No campo das soluções com *hardware*, os estudos buscam apresentar dispositivos que permitam a detecção e localização das PNT, atuando usualmente na área de medição e sensoriamento.

Em [11] é proposto o uso de etiquetas RFID, com o objetivo de selar os equipamentos de medição e facilitar a identificação de fraudes pelo funcionário da distribuidora no ato da inspeção. Já em [12] apresenta-se o desenvolvimento de um amperímetro adaptado para detecção de fraudes, a partir da medição realizada em dois pontos (antes e depois do medidor da unidade consumidora).

Na infraestrutura da medição, tem-se propostas de equipamentos que visam calcular e detectar as fontes das PNT a partir da coleta de dados da rede (dos alimentadores, das residências e pontos importantes da distribuição), como proposto em [13] e [14].

Percebe-se que são diversas as soluções com *hardware* que contribuem para a área, mas que enfrentam desafios no custo de implantação das tecnologias, dependentes, em grande parte, do aumento do número de medidores inteligentes dispostos na rede de distribuição para coleta de dados. Todavia há de se considerar que o custo dos dispositivos de medição tem reduzido ao longo dos últimos anos.

Por outro lado as soluções sem *hardware*, ou comumente chamadas de soluções de *softwares*, buscam técnicas de classificação e estimação a partir dos dados coletados pelas distribuidoras.

Estudos na rede de energia da Malásia apresentaram taxa de efetividade de 60% na detecção de fraudes com o uso de máquinas vetoriais de suporte (SVM), como propõe [15]. Diversos estudos adotam esta linha de pesquisa como pode-se observar em [16] e [17], oriundos de grupos de trabalho brasileiros.

Em [18] é utilizada uma técnica de estimação de estado simples para analisar o desvio entre a energia faturada e a consumida pelos clientes. Enquanto em [19], com o uso de técnicas estatísticas, propõe-se um método para estimar a distribuição espacial das PNT no espaço geográfico da atuação da distribuidora, ao longo do tempo.

Em [24] apresenta-se a proposta de estimar PNT em alimentadores de distribuição utilizando a soma das faturas de energia e análise de fluxo de carga.

As soluções de *software* apresentam baixo custo de investimento, exigindo que as distribuidoras disponham de uma infraestrutura computacional que permita a execução dos mesmos. Entretanto, um dos principais desafios é a disponibilidade de dados, em especial de alta resolução (*i.e.*,

mais de uma medição diária), para garantir uma adequada precisão de classificação e de estimação.

A TABELA I apresenta um resumo dos trabalhos citados, com suas respectivas categorias e metodologias aplicadas, em que ET significa estudos teóricos e CH e SH significam soluções com e sem hardware, respectivamente.

TABELA I
Categorização de metodologias para mitigação de PNT

Ref.	Cat.	Metodologia
[7]	ET	Abordagem baseada nos fatores psicossociais sobre os funcionários da distribuidora.
[8], [10]	ET	Baseada na realidade socioeconômica dos clientes.
[9]	ET	Abordagem baseada na confiabilidade da relação entre cliente e distribuidora.
[11]	CH	Abordagem baseada na redução do tempo das inspeções a partir da visualização dos selos RFID
[12]	CH	Baseada em medição em dois pontos no ato da inspeção.
[13], [14]	CH	Baseada na coleta de dados da rede para cálculo e identificação dos locais com PNT.
[15]	SH	Abordagem baseada nos dados de consumo dos clientes.
[16]	SH	Abordagem baseada no algoritmo *Optimum-Path Forest* (OPF)
[17]	SH	Abordagem baseada na classificação dos consumidores usando matriz de associação Fuzzy
[18]	SH	Baseada em técnica de estimação de estado simples.
[19]	SH	Abordagem baseada no uso de aditivos generalizados, padrões e um modelo da cadeia de Markov.
[24]	SH	Baseada na fatura de energia dos consumidores e na análise do fluxo de carga.

São diversos os estudos realizados que buscam analisar, detectar e localizar as PNT nas redes de distribuição. A proposta deste artigo visa aliar a classificação e a infraestrutura de medição, alcançando alta efetividade e reduzindo o custo de implantação, proporcionando o custo-benefício adequado que viabilize a utilização pelas distribuidoras de energia.

Mas para isto faz-se necessário recordar alguns conceitos de Fluxo de Potência, essenciais para a compreensão da proposta.

III. FLUXO DE POTÊNCIA

O fluxo de potência é o estudo de SEP para a determinação do estado operativo de redes elétricas em regime permanente. Tal ferramenta permite calcular os fasores das tensões e das correntes, e as magnitudes das potências ativas e reativas para todos os elementos de SEPs. A resolução do fluxo de potência é amplamente utilizada para direcionar decisões de planejamento, de operação e de expansão, na medida em que permite avaliar o estado operativo das redes em diferentes cenários de carregamento, de geração, de topologia, etc. [20].

Nos estudos de análise estática em SEPs, estratégias de ajuste de variáveis de controle de sistema são adotadas com o objetivo de atender requisitos técnico-operacionais, normativos e de segurança. Como variáveis de controle, no estudo de controles Volt/VAr, destacam-se, tradicionalmente, os controles de: *taps* de transformadores e de reguladores de tensão; estado ON/OFF de unidades capacitivas; e magnitudes de tensão em barramentos de subestações primárias. De maneira mais recente e menos tradicional, tem-se projetos-piloto com aplicações de controle de: fator de potência de inversores de frequência, em especial aplicados com geração distribuída; estado ON/OFF de bancos de baterias e/ou outros tipos de sistemas de armazenamento de energia (incluindo aplicações com veículos elétricos); gestão da energia pelo lado da demanda (*i.e.*, o conceito de resposta da demanda [28]); dentre outros. Nestes últimos tipos de controles não tradicionais, tecnologias de IoT (*Internet of Things*) e AMI (do inglês, *Advanced Metering Infrastrucure*) são tipicamente requisitadas. Neste trabalho, contudo, adota-se o contexto de redes elétricas atuais e com controles típicos para a identificação de fraudes, já que este é um problema preocupante já há algumas décadas e continua sendo nos dias atuais.

Fundamentalmente, as equações que regem o fluxo de carga têm sua origem na primeira lei de Kirchhoff, no que se refere à conservação da energia. Logo, define-se que a potência líquida injetada em uma barra deve ser igual a soma das potências que atendem às linhas e cargas conectadas a esta barra [20].

A. Expressões gerais dos fluxos nas barras

Visando obter as quatro grandezas associadas a cada barra (módulo e ângulo da tensão, e potências ativa e reativa) o fluxo de carga constitui-se, matematicamente, de duas equações, uma de potência ativa (P_k) e uma de reativa (Q_k), para cada barra do sistema. A seguir, portanto, tem-se as seguintes expressões gerais:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2)$$

Em que:

P_k - Potência ativa líquida injetada na barra *k*;
Q_k - Potência reativa líquida injetada na barra *k*;
Q_k^{sh} - Injeção de potência reativa do elemento shunt em *k*;
Ω_k - Conjunto das barras conectadas à barra *k*;
P_{km} - Fluxo de potência ativa no ramo *k*-*m*;
Q_{km} - Fluxo de potência reativa no ramo *k*-*m*.
V_k, V_m - Módulo da tensão nas barras *k* e *m*;
θ_k, θ_m - Ângulo da tensão na barra *k* e *m*.

Por convenção, considera-se que as injeções líquidas de potências são positivas ao entrar na barra (geração) e negativas ao sair da barra (carga). De outro modo, os fluxos de potência são considerados positivos quando saem da barra, e negativos quando entram. Para correntes elétricas, a mesma convenção da injeção de potência líquida é adotada. A Fig. 1 ilustra a as correntes I_k^{sh} e I_k entrando na barra, e I_{km} saindo da barra, de modo que, pela Lei de Kirchhof dos nós na barra *k*, tenha-se que $I_k^{sh} + I_k - I_{km} = 0$.

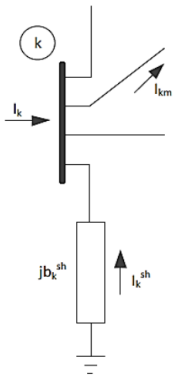

Fig. 1. Convenção do sentido das correntes.

B. Expressões gerais dos fluxos nos ramos

Os fluxos de potências ativa e reativa, respectivamente, nos ramos *k-m* são apresentados de acordo com as seguintes expressões gerais:

$$P_{km} = (a_{km}V_k)^2 g_{km} - a_{km}V_k V_m g_{km}\cos(\theta_{km}) - a_{km}V_k V_m b_{km}\,\mathrm{sen}(\theta_{km}) \quad (3)$$

$$Q_{km} = -(a_{km}V_k)^2\left(b_{km} + b_{km}^{sh}\right)\ a_{km}V_k V_m b_{km}\cos(\theta_{km}) - a_{km}V_k V_m g_{km}\,\mathrm{sen}(\theta_{km}) \quad (4)$$

em que a_{km} é a posição do *tap* de um transformador conectado em um ramo *k-m* com relação de transformação de 1: a_{km}; g_{km}, b_{km} e b_{km}^{sh}, respectivamente, são as condutância, susceptância e susceptância *shunt* do dispositivo de distribuição conectado no ramo *k-m*. Para linhas de distribuição têm-se que $a_{km} = 1$. Para transformadores em fase adota-se $b_{km}^{sh} = 0$.

C. Resolução do fluxo de carga

Na literatura encontram-se diversos métodos para resolução do fluxo de carga, entre os mais conhecidos e utilizados estão os métodos de Gauss-Seidel e de Newton-Raphson. Tais abordagens são comumente aplicadas assumindo que o sistema é equilibrado, de modo que a representação do sistema seja feita por meio de equivalentes monofásicos [21].

Neste trabalho, contudo, conhecendo a característica desequilibrada das redes de distribuição, optou-se por utilizar o *software* OpenDSS para a simulação de redes elétricas de distribuição trifásicas e desbalanceadas. Neste *software* a resolução do problema de fluxo de carga é realizada pelo método de injeção das correntes [22], que é baseado na utilização de uma técnica de decomposição de matrizes admitância nodal, a fim de maximizar o desempenho computacional e a sua robustez.

Em [22], o algoritmo do fluxo de carga apresenta os seguintes passos:

1 – Remove-se os elementos de conversão de energia da rede e determina-se chute do valor inicial da tensão da barra para a iteração com a matriz admitância da rede.

2 – Conecta-se todos os elementos da rede e calcula a injeção de corrente de cada elemento de conversão com a matriz admitância, tensão de barra e potência.

3 – Utiliza-se as correntes de injeção de cada elemento para formar um vetor de injeção de corrente. As tensões das barras podem ser calculadas com o vetor injeção de corrente e a matriz admitância do sistema por meio de uma operação matricial. Repete-se as iterações até que os *mismatches* de tensão na barra de referência sejam menores que a tolerância.

D. OpenDSS

O OpenDSS (*Distribution System Simulator*) é um *software* livre para simulação de redes de distribuição de energia elétrica. Foi desenvolvido pela *Electrotrek Concepts Inc.* em 1997. Posteriormente, em 2004, o OpenDSS foi adquirido pelo *Eletric Power Research Institute* (EPRI) que, visando contribuir com o desenvolvimento das redes elétricas inteligentes, apresentou, em 2008, o *software* sob licença de código aberto [21].

Amplamente utilizado em diversos procedimentos de planejamento e operação de redes de distribuição, com ou sem geração distribuída, e em cenários de simulações em série-temporal (ex.: anuais, mensais, diárias, horárias, 30-min, 15-min, 10-min, 5-min, 1-min) de carga e de geração. Além disso, há um conjunto de funcionalidades avançadas que incluem serviços necessários às concessionárias de distribuição de energia no Brasil e no mundo, tais como: estimação de cargas, análises de curto circuito, formação de mapas de georreferenciamento, etc. O OpenDSS suporta diversas análises no domínio da frequência, além de fornecer suporte a análises voltadas as redes elétricas inteligentes e a adoção das tecnologias de geração distribuída e renovável.

O *software* apresenta em sua estrutura, como ilustrado na Fig. 2, elementos definidos em linhas de comando que podem ser inseridas pelo próprio usuário, oriundo de um arquivo de texto ou de uma interface de comunicação, chamada de *Component Object Model* (COM), e que fornece a possibilidade do controle do OpenDSS por diversas plataformas externas existentes (ex.: Matlab, Python, Delphi, VBA, entre outros) [23].

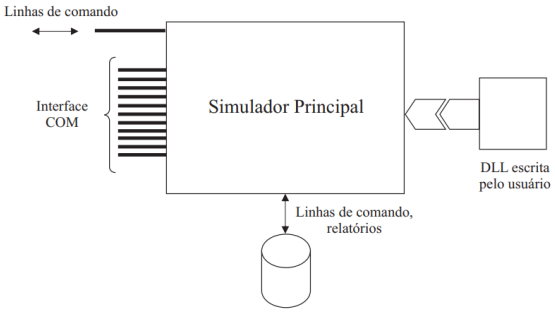

Fig. 2. Estrutura do *software* OpenDSS.

Neste trabalho, o OpenDSS é utilizado para simular o estado de uma rede de distribuição em distintos cenários de perdas não-técnicas. Na seção IV, a seguir, é apresentada a abordagem proposta neste trabalho.

IV. ABORDAGEM PROPOSTA

A abordagem proposta consiste na identificação e localização de fraudes por meio da combinação de duas metodologias, sendo uma com e outra sem *hardware*.

A abordagem com *hardware* prevê adicionar medidores de energia elétrica e dividir os correspondentes alimentadores primários de distribuição em zonas "observáveis". Cada medidor possui a capacidade de monitorar a zona à jusante da posição em que foi alocado. Como esta abordagem é muito dependente dos custos envolvidos com aquisição e instalação de medidores de energia elétrica, é fundamental adotar estratégias que reduzam tais custos e maximizem os benefícios relativos à assertividade da localização das fraudes. Neste trabalho, portanto, recomenda-se determinar os números e as posições dos dispositivos de medição por meio de estudos que considerem a probabilidade de existirem fraudes em determinados alimentadores, a magnitude das mesmas, o tamanho (em km) das zonas a serem criadas e se vão englobar poucos ou muitos barramentos.

A abordagem sem *hardware* combinada com a abordagem com *hardware*, por sua vez, baseia-se na resolução de fluxos de potência em redes de distribuição, em que: (i) inicialmente, extraem-se os valores de energia mensal medida por cada um dos medidores alocados em campo, em kWh; (ii) em seguida, realiza-se um estudo de estimação de cargas. Neste estudo, tem-se como requisito conhecer a quantidade, o tipo (ex.: residencial, comercial, industrial, iluminação pública, etc.), e o correspondente perfil de carga típico para cada tipo, das unidades consumidoras conectadas aos barramentos do sistema. Tendo isto, determinam-se as demandas médias mensais por barra por meio das faturas de energia dos consumidores ao longo do mês. Como as informações de perfil de carga não são tipicamente precisas, extrapolações nas estimativas das demandas médias mensais podem ser necessárias, a fim de realizar o melhor casamento (*i.e.*, minimização do erro quadrático médio) entre a demanda medida na subestação primária e a demanda estimada por barra. Mais detalhes são descritos em [29] e [30]; (iii) uma vez finalizado o processo de estimação de cargas, realiza-se o cálculo de um fluxo de potência para determinar o consumo de energia por medidor em um cenário denominado de "ausência de fraude"; (iv) por fim, calculam-se os erros absolutos entre os valores medidos pelos medidores em campo e os valores obtidos no cenário "ausência de fraude". Os medidores que apresentarem discrepâncias superiores a limiares pré-definidos serão classificados em zonas no cenário "presença de fraude". Ressalta-se que a abordagem proposta tem a capacidade não somente de identificar que existe fraude, mas também de classificar em que zona ocorreu. Vale ressaltar que múltiplas zonas podem ser classificadas como "presença de fraude".

Em suma, a metodologia proposta utiliza a potência média obtida das faturas de energia dos consumidores, que já são de conhecimento da distribuidora de energia elétrica, para verificar a discrepância entre a soma das potências dos clientes e a medição da zona. O processo de zoneamento da rede, por sua vez, faz-se necessário para que cada zona seja vista como um alimentador completo. Instalar medidores de energia em pontos estratégicos é de interesse, portanto, a fim de permitir um zoneamento da rede de forma a equacionar o balanço de potência para a identificação de PNT.

Na Fig. 3 é mostrada a potência média em um determinado alimentador (P_m), a potência média das unidades consumidoras conectadas ao alimentador em questão (P_{mUC}) e a potência instantânea ($P_{(t)}$). A diferença entre as respectivas potências médias consiste nas perdas aferidas na rede.

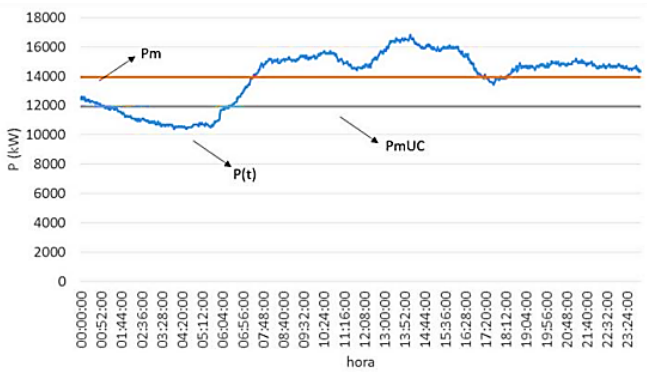

Fig. 3. Representação esquemática das potências em um alimentador [24].

Em seguida, utilizam-se cálculos de estimação de PT, por meio de fluxo de carga, para verificar se as perdas identificadas na região estão coerentes ou se apresentam um desvio significativo (*i.e.*, superior a limiares pré-definidos).

A. Cálculo da estimativa de perdas não técnicas

A potência medida na entrada de um alimentador deve ser igual à soma das potências demandadas por unidade consumidora (UC) somadas às perdas técnicas e às perdas não técnicas. Sendo assim, para todo instante de tempo *t* que varia com granularidade horária do dia 0 ao último dia do mês, tem-se que:

$$P_{ME,t}^{Medida} = \sum_{UC \in \Omega_{ME}} P_{UC,t}^{Estimado} + PT_{ME,t}^{Calc} + PNT_{ME,t}^{Calc} \quad (5)$$

$$Q_{ME,t}^{Medida} = \sum_{UC \in \Omega_{ME}} Q_{UC,t}^{Estimado} + QT_{ME,t}^{Calc} + QNT_{ME,t}^{Calc} \quad (6)$$

$$E_{UC-mês} = \sum_{t=0}^{t=720} P_{UC,t}^{Estimado} \quad (7)$$

$$E_{ME-mês} = \sum_{UC \in \Omega_{ME}} E_{UC-mês} + \sum_{t=0}^{t=720} PT_{ME,t}^{Calc} + \sum_{t=0}^{t=720} PNT_{ME,t}^{Calc} \quad (8)$$

Em que:

UC – é o subconjunto formado pelas barras do sistema, ou seja, uma UC é identificada como a soma de todas as unidades consumidoras de baixa tensão no transformador, ou como unidades consumidoras de média tensão (ex.: em um sistema de 10 barras, sendo a barra 1 a slack, então $UC = \{2, 3, 4, \dots, 10\}$);

ME – é o subconjunto formado pelos medidores de energia de média tensão (ex.: em um sistema com 6 medidores, então $ME = \{1,2, 3, 4, 5, 6\}$);

t – é o subconjunto formado pelos instantes de tempo (ex.: em um intervalo de tempo de 30 dias, então $t = \{1,2,3,\ldots,720\}$ horas);

Ω_{ME} – é o subconjunto formado pelas *UC* que pertencem à zona compreendida entre a região à jusante do correspondente medidor *ME* e a montante de eventuais outros medidores;

P_{ME}^{Medida} - Potência ativa medida no medidor de energia ME, em MW;

Q_{ME}^{medido} - Potência reativa medida no medidor de energia ME, em MVAr;

$P_{UC}^{Estimado}$ - Potência ativa estimada para cada unidade consumidora UC, em MW, em um processo de estimação de cargas;

$Q_{UC}^{Estimado}$ - Potência reativa estimada para cada unidade consumidora UC, em MVAr, em um processo de estimação de cargas;

PT_{ME}^{Calc} - Perdas técnicas ativas calculadas à jusante do medidor ME que monitora a zona da UC, em MW;

QT_{ME}^{Calc} - Perdas técnicas reativas calculadas à jusante do medidor ME, em MVAr;

PNT_{ME}^{Calc} - Perdas não técnicas ativas calculadas à jusante do medidor ME, em MW;

QNT_{ME}^{Calc} - Perdas não técnicas reativas calculadas à jusante do medidor ME, em MVAr;

$E_{UC-mês}$ – Fatura de energia de uma UC no mês, em MWh;

$E_{ME-mês}$ – Energia medida no mês para cada medidor *ME*, em MWh.

Da Lei de Kirchoff dos nós, na ausência de fraudes, tem-se que o alimentador fornece potências ativas e reativas para suprir as demandas e as perdas técnicas, logo:

$$P'_{ME,t} = \sum_{UC \in \Omega_{ME}} P_{UC,t}^{Estimado} + PT_{ME,t}^{Calc} \quad (9)$$

$$Q'_{ME,t} = \sum_{UC \in \Omega_{ME}} Q_{UC,t}^{Estimado} + QT_{ME,t}^{Calc} \quad (10)$$

Em que:

P'_{ME} - Potência ativa que atravessa o medidor *ME* no cenário de ausência de fraudes;

Q'_{ME} - Potência reativa que atravessa o medidor *ME* no cenário de ausência de fraudes.

Levando em consideração as equações de (5) a (10), calculam-se as PNT na zona do medidor *ME* conforme as equações (11) e (12). Assim, tem-se que:

$$PNT_{ME,t}^{Calc} = P_{ME,t}^{Medida} - P'_{ME,t} \quad (11)$$

$$QNT_{ME,t}^{Calc} = Q_{ME,t}^{Medida} - Q'_{ME,t} \quad (12)$$

Note que se existir PNT em qualquer UC ao longo de todo o sistema, então $PNT_{ME,t}^{Calc} \neq 0$ e $QNT_{ME,t}^{Calc} \neq 0$, uma vez que o fluxo de potência, desde a subestação primária, estará modificado. Assim, as zonas que tiverem valores mais significativos de $PNT_{ME,t}^{Calc}$ e $QNT_{ME,t}^{Calc}$ é que serão classificadas como zonas com presença de PNT. Nas equações (13) e (14), portanto, define-se o termo "significativo" como um limiar β de identificação de zona em que há PNT. Assim, tem-se que:

$$PNT_{ME,t}^{Calc} > \beta \quad (13)$$

$$QNT_{ME,t}^{Calc} > \beta \quad (14)$$

Na seção V é apresentado um estudo de caso utilizando o processo de zoneamento por meio de medidores para identificação e localização das PNT.

V. ESTUDO DE CASO

Um estudo de caso foi realizado por meio de simulações no sistema IEEE 37 Barras [25], cujo diagrama unifilar é mostrado na Fig. 4. A rede utilizada é uma representação de um alimentador real localizado na Califórnia, EUA. Destaca-se que este sistema apresenta características típicas de redes de distribuição, tais como: radial, desbalanceado com cargas monofásicas e trifásicas conectadas ao sistema.

Os dados de barra da rede utilizada são apresentados na Tabela A.I do Apêndice A. A rede analisada possui o nível de tensão de 4,8 kV.

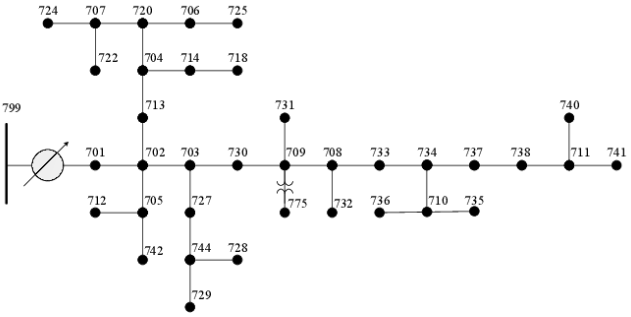

Fig. 4. Alimentador de teste IEEE 37 barras.

Para o desenvolvimento do estudo de caso, a rede foi dividida em 6 zonas diferentes. Cada zona possui um medidor de energia posicionado no início da zona a fim totalizar a energia do trecho. Na Fig. 5 é possível observar o posicionamento dos medidores, bem como quais barras pertencem a qual zona.

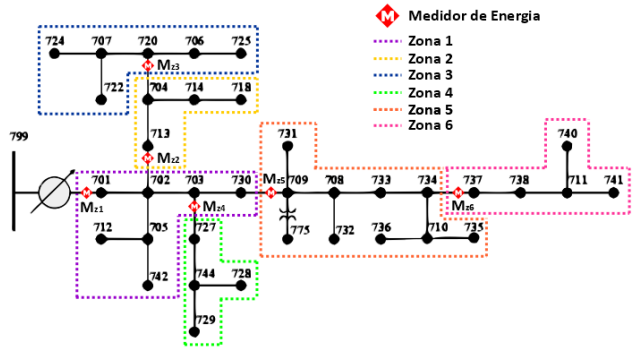

Fig. 5. IEEE 37 barras dividido em zonas.

Levando em consideração que o período de faturamento das unidades consumidoras é 30 dias, a simulação foi realizada contemplando este período de tempo. Para isto as cargas

conectadas ao sistema foram divididas em 3 (três) perfis de carga diferentes.

Para se avaliar o estudo de caso de maneira realística, procede-se com um estudo de estimação de cargas conforme descrito na Seção IV. Neste trabalho, contudo, e sem perda de generalidade da abordagem proposta, assume-se que este estudo já foi realizado e que seis perfis de carga típicos [26] foram obtidos e são mostrados na Fig. 6. Para cada barra do sistema foram alocadas as combinações A-D, B-E ou C-F correspondentes para fim de semana e dia de semana, respectivamente. Os perfis associados a cada barra estão disponíveis na Tabela A.I do Apêndice A.

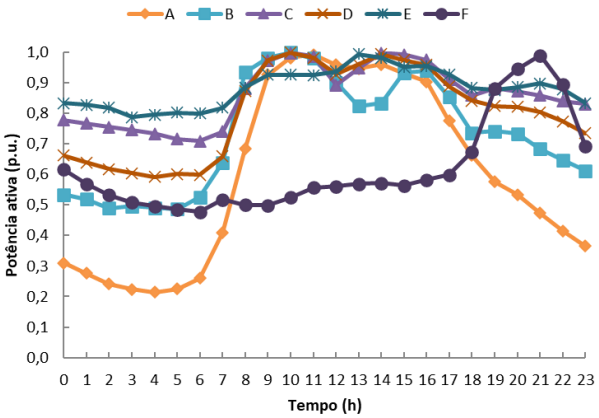

Fig. 6. Perfis de carga [26].

Para validar a proposta deste trabalho foram utilizados *energymeters*, do OpenDSS, sendo os dados extraídos após a execução da simulação.

O caso "A", também chamado de caso-base, apresenta um cenário de estudo sem PNT. Neste, a diferença entre a soma das faturas dos consumidores e a medição totalizadora (*i.e.*, o valor medido em MWh pelo *energymeter* por zona) representa as PT do sistema. Em termos de OpenDSS, os *energymeters* registram 67 dados distintos (vide Fig. 13 e Fig. 14 do Apêndice B), de modo que os dados dos registradores 1 (*Reg 1*) e do 5 (*Reg 5*) foram extraídos como medição totalizadora e como somatório das faturas dos consumidores da zona, respectivamente.

Os casos "B", "C" e "D", que serão descritos a seguir, por sua vez, serão abordados como casos de estudo com PNT correspondente a 10% do valor da potência instalada em barra única, em duas barras e em três barras, respectivamente.

Para o caso "B", que corresponde ao estudo de caso considerando PNT em apenas 1 das barras do sistema, dois cenários distintos foram analisados. No primeiro cenário, considerou-se que existe PNT na barra 724 (*i.e.*, na zona 3). No segundo cenário, de outro modo, tem-se PNT na barra 736 (*i.e.*, na zona 5).

Para o caso "C", que corresponde ao estudo de caso com PNT em 2 barras em zonas distintas, considerou-se que as barras 742 (*i.e.*, na zona 1) e a 740 (*i.e.*, na zona 6) possuem PNT. Este estudo de caso foi criado com o intuito de avaliar a eficácia da abordagem proposta considerando fraudes simultâneas no início do alimentador e em uma zona com derivações para outras zonas.

Para o caso "D", por fim, foi realizada uma simulação que apresenta PNT em 3 barras distintas e em zonas distintas do alimentador. Foram escolhidas as barras 728 (*i.e.*, na zona 4), 734 (*i.e.*, na zona 5) e 714 (*i.e.*, na zona 2).

VI. RESULTADOS

Tendo em vista os estudos de caso "A", "B", "C" e "D" descritos na seção V, o processo de identificação e localização de PNT é iniciado por meio da extração de dados dos seis medidores, no intervalo de tempo de 30 dias, conforme ilustrado na Fig. 5. Adotou-se o valor de limiar de detecção de $\beta = 0{,}5\%$.

A definição dos valores de referência é iniciada no caso "A", a fim de determinar, de maneira realística, as PT esperadas em uma operação sem PNT, (*i.e.*, $PNT_{ME,t}^{Calc} = QNT_{ME,t}^{Calc} = 0$ para todo instante *t)*, resolvendo as equações (11) e (12). A TABELA II mostra os valores de energia medida por zona (em MWh), de energia faturada (em MWh) por todas as unidades consumidoras, de perdas totais (em MWh) e de perdas percentuais (em %) no transporte da energia. Ratifica-se que no caso "A" as perdas totais correspondem as PT.

TABELA II
Dados de Medição – Caso "A"

Medidor	Energia Medida (MWh)	Energia Faturada (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)
Zona 01	505,34	485,32	20,02	3,96
Zona 02	110,75	109,91	0,84	0,76
Zona 03	175,74	174,80	0,94	0,53
Zona 04	130,06	129,89	0,18	0,14
Zona 05	209,58	207,11	2,48	1,18
Zona 06	206,64	206,00	0,64	0,31

A Fig. 7 ilustra as perdas percentuais da TABELA II. Estes valores são mostrados porque serão adotados como referência de PT para os casos "B", "C" e "D". Desta, é possível observar que a zona 01 é a que apresenta maior percentual de PT por ser a zona mais à montante do alimentador primário. Em outras palavras, a totalidade da energia consumida pelas unidades consumidoras é transportada pelos alimentadores contidos nesta zona.

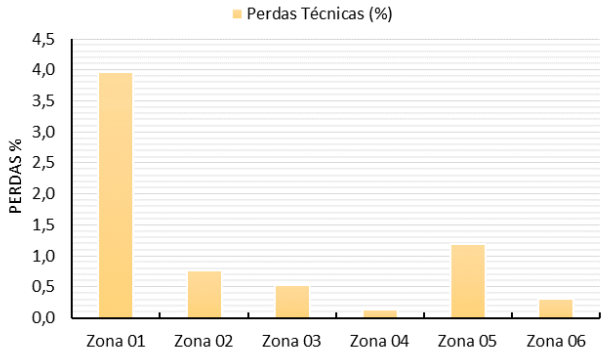

Fig. 7. Perdas Técnicas no caso "A".

Para a simulação do caso "B", admite-se os mesmos valores de energia faturada do caso A, ou seja, os mesmos valores de $E_{UC-mês}$ para todas as UCs. Em seguida, incrementou-se em 10% os valores de $P_{UC,t}^{Estimado}$ na barra 724 (cenário 1), e na barra 736 (cenário 2). A TABELA III e a TABELA IV mostram, para os cenários 1 e 2 com PNT, respectivamente, os valores por zona de energia medida ($E_{ME-mês}$), energia faturada ($\sum_{UC \in \Omega_Z} E_{UC-mês}$), perdas totais absolutas ($PT_{ME,t}^{Calc} +$

$PNT_{ME,t}^{Calc}$) e percentuais, e o desvio observado das perdas totais percentuais do caso "B" em relação ao caso "A" (*i.e.*, $PNT_{ME,t}^{Calc}$).

TABELA III
Dados de Medição – Caso "B" – Fraude na barra 724

Medidor	Energia Medida (MWh)	Energia Faturada (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)	PNT^{Calc} (%)
Zona 01	505,38	485,32	20,06	3,97	0,01
Zona 02	110,77	109,91	0,86	0,77	0,02
Zona 03	178,30	174,80	3,49	1,96	**1,43**
Zona 04	130,06	129,89	0,18	0,14	0,00
Zona 05	209,58	207,11	2,48	1,18	0,00
Zona 06	206,63	206,00	0,64	0,31	0,00

TABELA IV
Dados de Medição – Caso "B" – Fraude na barra 736

Medidor	Energia Medida (MWh)	Energia Faturada (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)	PNT^{Calc} (%)
Zona 01	505,41	485,32	20,09	3,97	0,01
Zona 02	110,75	109,91	0,84	0,76	0,00
Zona 03	175,73	174,80	0,93	0,53	0,00
Zona 04	130,06	129,89	0,18	0,14	0,00
Zona 05	212,14	207,11	5,04	2,37	**1,19**
Zona 06	206,63	206,00	0,63	0,31	0,00

Das TABELA III e TABELA IV, observe que, por meio das perdas no caso "A", é possível aferir que houve um incremento de 1,43% na zona 03, e 1,19% na zona 05, respectivamente. Tais discrepâncias indicam a "presença de fraude na zona".

No cenário 1, da TABELA III, observe que as zonas 01 e 02 apresentam uma pequena variação nas perdas. Isto é coerente porque a energia não faturada na zona 03 é transportada pelas zonas 01 e 02. A Fig. 8 mostra PNT^{Calc} nesse cenário e é possível observar o relevante incremento das perdas percentuais de energia na zona 03, que existe PNT. No cenário 2, da TABELA IV, a PNT está alocada na barra 736. A Fig. 9 mostra PNT^{Calc} nesse cenário, e é possível observar o relevante incremento das perdas percentuais de energia na zona 05, que existe PNT.

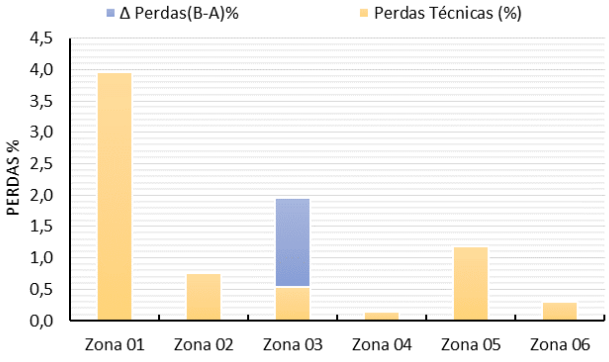

Fig. 8. Perdas no caso "B" com fraude na barra 724.

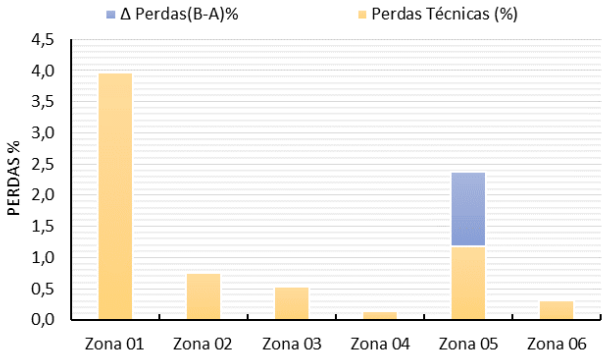

Fig. 9. Perdas no caso "B" com fraude na barra 736.

Para a simulação do caso "C", fraudes foram consideradas nas barras 740 e 742, simultaneamente, e que estão localizadas em zonas distintas do sistema, vide Fig. 5. A TABELA V mostra os resultados lidos nos *energymeters* via OpenDSS. A Fig. 10 mostra a PNT^{Calc}, com destaque para os valores nas zonas 01 e 06.

TABELA V
Dados de Medição – Caso "C"

Medidor	Energia Medida (MWh)	Energia Faturada (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)	PNT^{Calc} (%)
Zona 01	510,44	485,32	25,13	4,92	**0,96**
Zona 02	110,71	109,91	0,80	0,72	-0,04
Zona 03	175,73	174,80	0,92	0,53	-0,01
Zona 04	130,05	129,89	0,17	0,13	-0,01
Zona 05	209,62	207,11	2,51	1,20	0,01
Zona 06	211,08	206,00	5,08	2,41	**2,10**

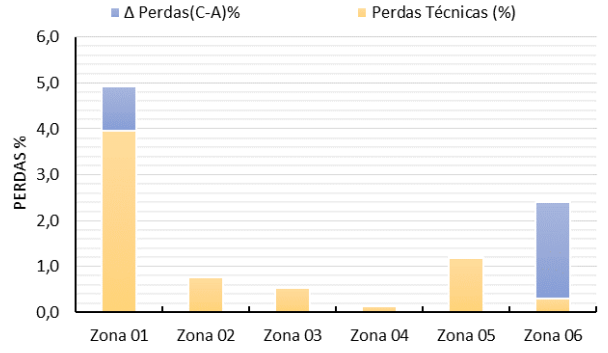

Fig. 10. Perdas no caso "C".

Para a simulação do caso "D", por fim, fraudes foram consideradas nas barras 714, 728 e 734, simultaneamente, que estão localizadas em zonas distintas do sistema, vide Fig. 5. A TABELA IV mostra os resultados lidos nos *energymeters*. A Fig. 11 mostra a PNT^{Calc}, com destaque para os valores nas zonas 02, 04 e 05. Observe que a fraude na zona 04 apresenta uma diferença em relação ao caso base de 4,63%, o que é consideravelmente maior que as demais. A justificativa reside no fato de a barra escolhida na correspondente zona possuir uma demanda bastante elevada, em comparação às demais, o que pode, inclusive, indicar fraude em grandes consumidores.

TABELA VI
Dados de Medição – Caso "D"

Medidor	Energia Medida (MWh)	Energia Faturada (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)	PNT^{Calc} (%)
Zona 01	505,62	485,32	20,31	4,02	0,05
Zona 02	111,59	109,91	1,68	1,50	**0,75**
Zona 03	175,74	174,80	0,93	0,53	0,00
Zona 04	136,39	129,89	6,51	4,77	**4,63**
Zona 05	211,79	207,11	4,69	2,21	**1,03**
Zona 06	206,56	206,00	0,56	0,27	-0,04

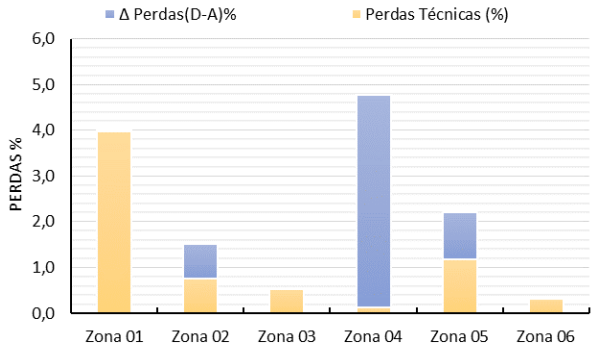

Fig. 11. Perdas no caso "D".

Avaliados os casos em estudo, apresenta-se, na sequência, uma análise de sensibilidade para avaliar o impacto do limiar β na detecção da fraude.

A. Análise de sensibilidade de β na detecção de PNT

Nesta análise, propõe-se variar o incremento de carga fraudulenta de 10% a 1% da potência nominal da UC, a fim de verificar a eficácia da abordagem proposta na detecção de PNT.

A avaliação é realizada somente no estudo do caso "B", cenário 1, que possui fraude na barra 724. Mantém-se o limiar de detecção $\beta = 0{,}5\%$ como o percentual de divergência entre as perdas totais dos casos sem e com PNT.

Os resultados são mostrados na TABELA VII a partir de 10 simulações computacionais implementando a análise descrita.

TABELA VII
Análise de sensibilidade

Fraude na barra (%)	Energia Medida (MWh)	Energia Faturada (MWh)	Perdas (MWh)	Perdas (%)	PNT^{Calc} (%)
10	178,30	174,80	3,49	1,96	1,43
9	178,05	174,80	3,24	1,82	1,29
8	177,79	174,80	2,99	1,68	1,15
7	177,54	174,80	2,74	1,54	1,01
6	177,29	174,80	2,48	1,40	0,87
5	177,03	174,80	2,23	1,26	0,73
4	176,78	174,80	1,98	1,12	**0,59**
3	176,53	174,80	1,72	0,98	0,45
2	176,27	174,80	1,46	0,83	0,30
1	175,99	174,80	1,19	0,68	0,15

Da TABELA VII, observe que até 4% de incremento de demanda obteve-se um percentual de perdas acima do limiar definido, (*i.e.*, $PNT^{Calc} = 0{,}59\% > 0{,}50\%$). Para fraudes de 3%, 2% e 1%, por sua vez, a PNT não seria detectada. A Fig. 12 ilustra a análise de sensibilidade realizada, com o limiar de detecção representado por uma reta na cor laranja.

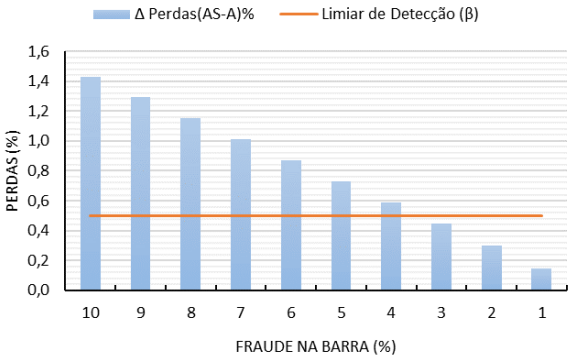

Fig. 12. Análise de sensibilidade.

Diante dos resultados das simulações realizadas, avaliar a determinação de β com valores compatíveis é fundamental para que a metodologia proposta seja robusta à falsos positivos e falsos negativos na atividade de detecção de PNT.

VII. CONCLUSÕES

As detecção e localização de PNT compõem um dos grandes desafios a serem superados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Nesse cenário, este trabalho propõe uma abordagem estendida de [24] de soma de injeção líquida de potência que é baseada em estimação de cargas, resolução de fluxos de potência, e alocação de medidores de energia, a fim de proporcionar uma estratégia eficaz de identificar e localizar as perdas não técnicas em redes de distribuição de energia.

Um estudo de caso foi realizado no sistema IEEE-37 barras, divido em casos "A", "B", "C" e "D", de modo que se avalia a capacidade de detecção e localização de fraudes simples e múltiplas. Os resultados mostraram que a metodologia é capaz de detectar zonas com PNT com um número reduzido e flexível de medidores alocados de acordo com a disponibilidade financeira para aquisição dos mesmos e a necessidade de redução das zonas para localização das PNT. Em termos práticos, portanto, recomenda-se que a abordagem proposta seja aplicada somente em zonas de redes de distribuição que mais causem prejuízos financeiros para as concessionárias (*i.e.*, com maior probabilidade de ocorrência e com maiores montantes de MWh fraudados).

O aprofundamento dos métodos de estimação de cargas e a implementação computacional de softwares que utilizem a abordagem proposta, aliada a telemedição, é sugerida como trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] A. Chauhan, S. Rajvanshi, "Non-Technical Losses in power system: A review," 2013 International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC), Dindigul, India, 2013, pp. 558-561. https://doi.org/10.1109/ICPEC.2013.6527720.

[2] F. S. Savian, J. C. M. Siluk, T. B. Garlet, F. M. Nascimento, J. R. Pinheiro, Z. Vale, "Non-technical losses: A systematic contemporary article review",

Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 147, 2021. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111205.

[3] J. L. Viegas, P. R. Esteves, R. Melício, V. M. F. Mendes, S. M. Vieira, "Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 80, 2017.

[4] "Electricity Theft and Non-Technical Losses: Global Markets", Solutions and Vendors. Washington, D.C., USA: Northeast Group, IIc., 2017.

[5] L. J. Piotrowski, D. Franchi, L. H. Medeiros, A. M. Kaminski Júnior, G. M. Lazari, A. R. Abaide, "Análise das perdas de energia no sistema elétrico de distribuição brasileiro", Repositório Digital da UFSM, Brasil.

[6] Plano Decenal de Expansão de Energia, 2026. Brasília, 2017. Ministério de Minas e Energia – MME e Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

[7] T. Sharma, K. K. Pandey, D. K. Punia, J Rao, "Of pilferers and poachers: combating electricity theft in India". Energy Res Social Sci 2016;11:40–52.

[8] Ç. Yurtseven, "The causes of electricity theft: an econometric analysis of the case of Turkey". Util Policy 2015;37:70–8.

[9] T. Winther, "Electricity theft as a relational issue: a comparative look at Zanzibar, Tanzania, and the Sunderban Islands, India". Energy Sustain Dev 2012;16(1):111–9.

[10] L. M. Mimmi, S. Ecer, "An econometric study of illegal electricity connections in the urban favelas of Belo Horizonte, Brazil". Energy Policy 2010;38(9):5081–97.

[11] B. K. Khoo, Y. Cheng, "Using RFID for anti-theft in a Chinese electrical supply company: a cost-benefit analysis". In: Proceedings of the wireless telecommunications symposium (WTS); 2011

[12] H. O. Henriques, A. Barbero, R. M. Ribeiro, M. Z. Fortes, W. Zanco, O. S. Xavier, R. M. Amorim, "Development of adapted ammeter for fraud detection in low-voltage installations". Measurement 2014;56:1–7.

[13] A. R. Devidas, M. V. Ramesh, "Wireless smart grid design for monitoring and optimizing electric transmission in India". In: Proceedings of the 4th international conference on sensor technologies and applications (SENSORCOMM 2010); 2010. p. 637–40.

[14] P. Kadurek, J. Blom, J. F. G. Cobben, W. L. Kling, "Theft detection and smart metering practices and expectations in the Netherlands". In: Proceedings of the IEEE PES innovative smart grid technologies conference Europe (ISGT Europe); 2010. p. 1– 6.

[15] J. Nagi, A. M. Mohammad, K. S. Yap, S. K. Tiong, S. K. Ahmed, "Non-technical loss analysis for detection of electricity theft using support vector machines". In: Proceedings of the 2008 IEEE international power and energy conference; 2008. p. 907–12

[16] C. C. O. Ramos, A. N. Souza, J. P. Papa, A. X. Falcão, "Fast non-technical losses identification through optimum-path forest". In: Proceedings of the IEEE international conference on intelligent system applications to power systems; 2009. p. 1–5.

[17] E. W. Angelos, O. R. Saavedra, O. A. C. Cortés, A. N. Souza, "Detection and identification of abnormalities in customer consumptions in power distribution systems". IEEE Trans Power Deliv 2011;26(4):2436–42.

[18] C. J. Bandim, J. E. R. Alves, A. V. Pinto, F. C. Souza, M. R. B. Loureiro, C. A. Magalhaes, F. Galvez-Durand, "Identification of energy theft and tampered meters using a central observer meter: a mathematical approach". In: Proceedings of the 2003 IEEE PES transmission and distribution conference and exposition. 1; 2003. p. 163–8

[19] L. T. Faria, J. D. Melo, A. Padilha-Feltrin. "Spatial-temporal estimation for nontechnical losses". IEEE Trans Power Deliv 2015;8977:1.

[20] A. J. Monticelli, 1983, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica". 1 ed. São Paulo, SP, Editora Edgard Blücher Ltda.

[21] R. A. Pegado, "Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica usando otimização por Enxame de Partículas Aprimorado". Universidade Federal da Paraíba. 2019.

[22] R. C. Dugan, "Reference guide: The open distribution system simulator (opendss)". Electric Power Research Institute, Inc, v. 7.6, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 28, 29 e 38.

[23] P. R. R. Freitas, "Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS". Universidade de São Paulo, 2015.

[24] U. H. Bezerra, T. M. Soares, M. V. A. Nunes, M. E. L. Tostes, J. P. A. Vieira, P. Agamez, P. R. A. Viana Junior, R. C. Oliveira, "Non-Technical Losses Estimation in Distribution Feeders Using the Energy consumption Bill and the Load Flow Power Summation Method". Universidade Federal do Pará, 2016.

[25] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders" in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting., 2001, pp.908-912.

[26] F. M. Vasconcelos, "Uma abordagem Lagrangiana na otimização Volt/VAr em redes de distribuição". Universidade de São Paulo, 2017.

[27] Agência Nacional de Energia Elétrica, "Perdas de Energia". Brasil, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia

[28] S. Althaher, P. Mancarella, J. Mutale, "Automated demand response from home energy management system under dynamic pricing and power and comfort constraints." IEEE Transactions on Smart Grid 6.4 (2015): 1874-1883.

[29] Load Profiles and their use in Electricity Settlement. Elexon. [online]. Available from: https://bscdocs.elexon.co.uk/guidance-notes/load-profiles-and-their-use-in-electricity-settlement [Acesso em: 7 de janeiro de 2023].

[30] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield, and C. Clifford, "Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model", Energy and Buildings, vol. 42, pp. 1878-1887, Oct. 2010.

APÊNDICE

APÊNDICE A – Dados de barra da rede de distribuição IEEE 37 barras.

TABELA A. I
Dados de Barra do Sistema de 37 Barras (IEEE)

				Curvas de carga	
Barra	**Tensão [kV]**	**Potência Ativa [kW]**	**Potência Reativa [kVAr]**	**Fim de semana**	**Dia de semana**
701.1.2	4.8	140	70	A	D
701.2.3	4.8	140	70	B	E
701.3.1	4.8	350	175	A	D
712.3.1	4.8	85	40	A	D
713.3.1	4.8	85	40	C	F
714.1.2	4.8	17	8	A	D
714.2.3	4.8	21	10	B	E
718.1.2	4.8	85	40	A	D
720.3.1	4.8	85	40	C	F
722.2.3	4.8	140	70	A	D
722.3.1	4.8	21	10	A	D
724.2.3	4.8	42	21	B	E
725.2.3	4.8	42	21	C	F
727.3.1	4.8	42	21	A	D
728	4.8	126	63	C	F
729.1.2	4.8	42	21	A	D
730.3.1	4.8	85	40	B	E
731.2.3	4.8	85	40	C	F
732.3.2	4.8	42	21	A	D
733.1.2	4.8	85	40	B	E
734.3.1	4.8	42	21	A	D
735.3.1	4.8	85	40	C	F
736.2.3	4.8	42	21	B	E
737.1.2	4.8	140	70	A	D
738.1.2	4.8	126	62	C	F
740.3.1	4.8	85	40	A	D
741.3.1	4.8	42	21	B	E
742.1.2	4.8	8	4	A	D
742.2.3	4.8	85	40	C	F
744.1.2	4.8	42	21	A	D

APÊNDICE B – Dados do *energymeter* do OpenDSS

ENERGY METER VALUES

Registers:

Reg 1 = kWh	Reg 2 = kvarh	Reg 3 = Max kW	Reg 4 = Max kVA	Reg 5 = Zone kWh	Reg 6 = Zone kvarh	Reg 7 = Zone Max kW	Reg 8 = Zone Max kVA	Reg 9 = Overload kWh Normal	Reg 10 = Overload kWh Emerg	Reg 11 = Load EEN	Reg 12 = Load UE	Reg 13 = Zone Losses kWh	Reg 14 = Zone Losses kvarh	Reg 15 = Zone Max kW Losses	Reg 16 = Zone Max kvar Losses	Reg 17 = Load Losses kWh	Reg 18 = Load Losses kvarh	Reg 19 = No Load Losses kWh	Reg 20 = No Load Losses kvarh
Reg 21 = Max kW Load Losses	Reg 22 = Max kW No Load Losses	Reg 23 = Line Losses	Reg 24 = Transformer Losses	Reg 25 = Line Mode Line Losses	Reg 26 = Zero Mode Line Losses	Reg 27 = 3-phase Line Losses	Reg 28 = 1- and 2-phase Line Losses	Reg 29 = Gen kWh	Reg 30 = Gen kvarh	Reg 31 = Gen Max kW	Reg 32 = Gen Max kVA	Reg 33 = 230 kV Losses	Reg 34 = 4.8 kV Losses	Reg 35 = Aux1	Reg 36 = Aux6	Reg 37 = Aux11	Reg 38 = Aux16	Reg 39 = Aux21	Reg 40 = 230 kV Line Loss
Reg 41 = 4.8 kV Line Loss	Reg 42 = Aux2	Reg 43 = Aux7	Reg 44 = Aux12	Reg 45 = Aux17	Reg 46 = Aux22	Reg 47 = 230 kV Load Loss	Reg 48 = 4.8 kV Load Loss	Reg 49 = Aux3	Reg 50 = Aux8	Reg 51 = Aux13	Reg 52 = Aux18	Reg 53 = Aux23	Reg 54 = 230 kV No Load Loss	Reg 55 = 4.8 kV No Load Loss	Reg 56 = Aux4	Reg 57 = Aux9	Reg 58 = Aux14	Reg 59 = Aux19	Reg 60 = Aux24
Reg 61 = 230 kV Load Energy	Reg 62 = 4.8 kV Load Energy	Reg 63 = Aux5	Reg 64 = Aux10	Reg 65 = Aux15	Reg 66 = Aux20	Reg 67 = Aux25													

Fig. 13. Registradores do *energymeter* do OpenDSS

Meter	Reg 1	Reg 2	Reg 3	Reg 4	Reg 5	Reg 6	Reg 7	Reg 8	Reg 9	Reg 10	Reg 11	Reg 12	Reg 13	Reg 14	Reg 15	Reg 16	Reg 17	Reg 18	Reg 19	Reg 20
mtrsub	1373873	790418	2563	2993	0	0	0	0	50667	0	0	0	35767	134414	88	330	35767	134414	0	0
mzona01	1338107	656004	2476	2758	485316	238586	878	978	0	0	0	0	20020	14284	49	37	20020	14284	0	0
mzona02	286487	137870	533	592	109908	51919	203	225	0	0	0	0	838	107	2	1	838	107	0	0
mzona03	175740	85844	328	365	174804	86125	326	363	0	0	0	0	936	-281	2	1	936	-281	0	0
mzona04	130062	64863	249	278	129885	64977	248	278	0	0	0	0	176	-114	0	0	176	-114	0	0
mzona05	416219	200402	768	851	207105	99478	377	418	0	0	0	0	2478	416	6	2	2478	416	0	0
mzona06	206635	100509	385	427	205997	100594	383	426	0	0	97	0	636	-85	2	0	636	-85	0	0

Meter	Reg 21	Reg 22	Reg 23	Reg 24	Reg 25	Reg 26	Reg 27	Reg 28	Reg 29	Reg 30	Reg 31	Reg 32	Reg 33	Reg 34	Reg 35	Reg 36	Reg 37	Reg 38	Reg 39	Reg 40
mtrsub	88	0	0	35767	0	0	0	0	0	0	0	0	29996	5770	0	0	0	0	0	0
mzona01	49	0	20020	0	20020	0	20020	0	0	0	0	0	20020	0	0	0	0	0	0	20020
mzona02	2	0	838	0	838	0	838	0	0	0	0	0	838	0	0	0	0	0	0	838
mzona03	2	0	936	0	936	0	936	0	0	0	0	0	936	0	0	0	0	0	0	936
mzona04	0	0	176	0	176	0	176	0	0	0	0	0	176	0	0	0	0	0	0	176
mzona05	6	0	2478	0	2478	0	2478	0	0	0	0	0	2478	0	0	0	0	0	0	2478
mzona06	2	0	636	0	636	0	636	0	0	0	0	0	636	0	0	0	0	0	0	636

Meter	Reg 41	Reg 42	Reg 43	Reg 44	Reg 45	Reg 46	Reg 47	Reg 48	Reg 49	Reg 50	Reg 51	Reg 52	Reg 53	Reg 54	Reg 55	Reg 56	Reg 57	Reg 58	Reg 59	Reg 60
mtrsub	0	0	0	0	0	0	29996	5770	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mzona01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mzona02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mzona03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mzona04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mzona05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mzona06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Meter	Reg 61	Reg 62	Reg 63	Reg 64	Reg 65	Reg 66	Reg 67
mtrsub	0	0	0	0	0	0	0
mzona01	485316	0	0	0	0	0	0
mzona02	109908	0	0	0	0	0	0
mzona03	174804	0	0	0	0	0	0
mzona04	129885	0	0	0	0	0	0
mzona05	207105	0	0	0	0	0	0
mzona06	205997	0	0	0	0	0	0

Fig. 14. Dados dos registradores para a simulação do caso "A" deste trabalho