



Identificação da Relação de Conexão Transformador-Consumidor utilizando dados de medição inteligente: estudo de caso na Celesc Distribuição

Tema: Sistemas de Medição

Autores: Matheus M. Ricardo; Edison A. C. Aranha Neto

Co-Autores: Pierry M. Reinaldo

Empresa: Celesc Distribuição S.A

Resumo

A implantação de projetos de Infraestrutura de Medição Avançada (AMI) tem o potencial de otimizar diversos processos das distribuidoras de energia elétrica, por meio dos dados fornecidos pelos medidores inteligentes. Uma das possibilidades é a realização do balanço energético de circuitos secundários, que fornece dados importantes relacionados às perdas de energia elétrica. Entretanto, para realizar esse balanço de forma precisa, é fundamental que as distribuidoras possuam uma identificação correta da topologia da rede de distribuição em sua base de dados, incluindo a relação de conexão entre transformador-consumidor. Neste sentido, este trabalho propõe a aplicação de uma metodologia para identificar essa relação, utilizando dados de medição inteligente de circuitos secundários reais da Celesc Distribuição. Além disso, os resultados obtidos pela metodologia foram validados por meio de inspeção visual em campo, demonstrando uma assertividade superior a 94% nos casos analisados. Esses resultados reforçam o papel do AMI como ferramenta estratégica para a gestão do balanço energético e a redução de perdas no sistema de distribuição.

1. Introdução

A crescente inserção de recursos elétricos distribuídos, uma maior exigência por qualidade do produto e do serviço relacionados à energia elétrica, associados a evolução tecnológica dos semicondutores e da Tecnologia da Informação, fez com que surgisse a demanda por uma rede de fornecimento de energia elétrica mais moderna. A base de uma rede mais moderna, responsável por coletar todos os dados e informações relacionadas as cargas e aos consumidores é a chamada Infraestrutura de Medição Avançada (MOHASSEL et al., 2014). A Infraestrutura de Medição Avançada (AMI) não é apenas um conjunto de medidores para registrar o consumo de energia dos consumidores, mas a construção de uma arquitetura de hardware e software capaz de capturar o consumo em tempo real ou quase em tempo real, demanda, tensão, corrente e outras informações (WANG & LUAN, 2014).

A implantação de projetos AMI proporciona inúmeros benefícios para a operação e gestão das distribuidoras de energia elétrica. Entre eles, destaca-se a automação das leituras para faturamento, que reduz erros e custos operacionais. A tecnologia também possibilita a execução remota de cortes e religações, desde que os medidores inteligentes suportem essa funcionalidade, aumentando a eficiência e contribuindo para

a redução da inadimplência. Além disso, o AMI melhora a resposta a interrupções no fornecimento de energia, fornecendo dados em tempo real sobre ausência de tensão.

Outra possibilidade em instalações de AMI que possuam equipamentos de medição inteligente em transformadores de distribuição (TDs), é a implementação de ferramentas precisas de cálculo de balanço energético para os circuitos secundários. Comparando o consumo registrado nos medidores dos TDs com o somatório dos consumos de todas as unidades consumidoras (UCs) ligadas ao transformador, incluindo uma estimativa do consumo da iluminação pública, é possível obter as perdas totais associadas ao circuito, suportando ações de eficiência e combate a irregularidades.

No entanto, a confiabilidade do valor obtido para as perdas estará diretamente associada a assertividade da base de dados geográficos da distribuidora, que indicará a qual fase de cada TD as UCs estarão conectadas. Neste trabalho, esta associação será denominada como a relação de conexão transformador-consumidor (TD-UC). Essa informação é igualmente indispensável para outras atividades importantes relacionadas à operação e planejamento do sistema, como manutenções programadas, atendimentos emergenciais, balanceamento de carga entre fases e localização de faltas de energia.

A manutenção desses dados de forma correta é algo bastante desafiador, visto que as redes de distribuição passam constantemente por alterações emergenciais ou de melhorias. Com a implantação de projetos AMI, as distribuidoras têm acesso a dados que podem ser utilizados para, além das aplicações já citadas, ajudar a validar a topologia da rede de distribuição de baixa tensão, potencializando as demais aplicações. Uma das formas de realizar a identificação da topologia da rede, bem como da relação de conexão TD-UC, é utilizando a massa de dados de grandezas elétricas medidas ao longo do tempo disponibilizada pelos medidores inteligentes. São encontradas na literatura diferentes técnicas que possibilitam realizar essa tarefa.

Berrisford (2013) propõe um algoritmo que, através dos dados de tensão obtidos de hora em hora de medidores inteligentes, estima a impedância de cada segmento do circuito secundário de rede de distribuição e a tensão do secundário do TD através da resolução de um problema de otimização de programação linear. Essas estimativas podem ser utilizadas para identificar erros de topologia ou perdas comerciais. Wang e Luan (2014) propõem um algoritmo similar, adicionando a possibilidade de modificar o problema caso a tensão do secundário do TD seja conhecida, levando a melhores resultados.

Cunha et al. (2020) propõem um método de regressão linear baseado no princípio da aproximação linear da queda de tensão sobre as impedâncias séries da rede. Destaca-se que o método considera como dados de entrada apenas os dados de medição de consumidores e as informações de condutores típicos e das estruturas mecânicas da rede.

Chao, Lei e Yuhang (2020) propõem um método de identificação de topologia através de correlação utilizando coeficiente de Pearson e um algoritmo de clusterização (*Fuzzy C-Means*) para identificar a relação TD-UC.

Também existem trabalhos que sugerem o uso de dispositivos inteligentes adicionais a serem inseridos na rede. É proposto por Xu, Lei e Zou (2020), por exemplo, a instalação de um terminal inteligente na saída do transformador de distribuição com a capacidade de comunicação via *Power Line Communication* (PLC) e com um algoritmo de reconhecimento de topologia integrado. Isso, em conjunto com a instalação de medidores inteligentes com a mesma tecnologia de comunicação, é capaz de reconhecer a topologia de uma rede.

Neste sentido, este trabalho propõe a aplicação de uma metodologia para corrigir e validar a relação de conexão TD-UC da base de dados geográficos da distribuidora, utilizando dados reais da Celesc Distribuição. Ainda, a metodologia é avaliada quanto à sua precisão por meio de comparação com inspeções realizadas em campo. Foram obtidos resultados positivos, indicando que o algoritmo pode ser utilizado como ferramenta de correção de base de dados e potencializar a implementação de projetos AMI.

Inicialmente, será descrita a metodologia aplicada neste trabalho, detalhando seu fluxograma e as adaptações realizadas. Em seguida, é apresentado o estudo de caso em um projeto AMI da Celesc Distribuição, abordando a análise dos circuitos secundários e os resultados obtidos na inspeção em campo. Na sequência, os resultados propostos pelo algoritmo são confrontados com as relações de conexão transformador-consumidor reais. Por fim, são apresentadas as conclusões e as sugestões de melhorias para trabalhos futuros.

2. Desenvolvimento

Como as distribuidoras de energia elétrica no Brasil possuem cadastradas e armazenadas sua base georreferenciada de ativos, seja por conta de obrigações regulatórias, seja pelas vantagens e necessidades no planejamento e operação de seu sistema de distribuição, metodologias que trabalhem no sentido de corrigir e manter consistente o banco de dados da concessionária são mais interessantes do que algoritmos que busquem construir toda a topologia da rede apenas a partir dos dados de medição, sem conhecimento prévio.

Além disso, parte dos métodos existentes na literatura baseia-se nos dados de potência e corrente medidas. Porém, em áreas com perdas comerciais (caso do sistema de distribuição brasileiro), os dados dificilmente apresentarão consistência, visto que as medições não corresponderão a realidade do que ocorre no circuito. Sendo assim, este trabalho propõe a adaptação de uma metodologia apresentada por Zhou et al. (2022), que demonstra grande potencial para ser utilizado pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Esse método utiliza os conhecimentos pré-existentes sobre o sistema de distribuição e tem como base fundamental a correlação entre as tensões das UCs e dos TDs. A Figura 1 mostra um fluxograma simplificado do algoritmo adotado.

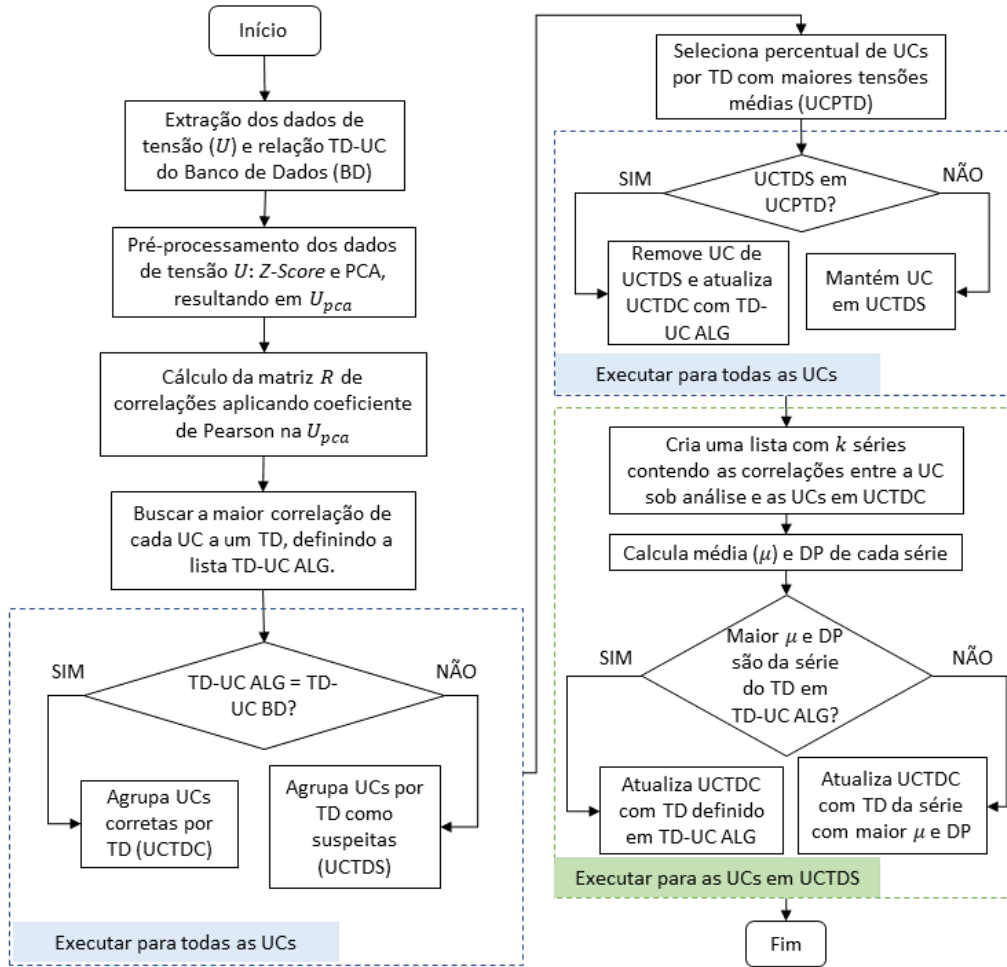


Figura 1. Fluxograma simplificado do algoritmo utilizado.

Para que possa ser aplicada na correção do cadastro da relação TD-UC de um determinado circuito, é necessário possuir os dados de tensão das Unidades Consumidoras (UCs) previamente associadas ao circuito alvo, bem como do transformador cadastrado como responsável por sua alimentação. Além disso, é necessário dispor dos dados de tensão dos transformadores e das UCs imediatamente vizinhas ao circuito onde a correção será realizada. Destaca-se que cada fase dos TDs e consumidores polifásicos deve ser analisada como um elemento independente. Todos os dados de medição de tensão compõem a matriz U .

2.1 Descrição do algoritmo

A etapa inicial do algoritmo consiste em realizar o tratamento dos dados de medição de forma a potencializar a capacidade da identificação das diferenças entre os sinais. Considerando que os valores de tensão medidos tendem a se concentrar em torno dos níveis adequados de fornecimento de energia elétrica, são aplicadas duas operações sequenciais no conjunto de dados sob análise.

A primeira operação é a padronização Z -Score do conjunto de dados. Seja X um valor específico medido, μ a média dos valores medidos e σ seu desvio padrão, seu valor Z é calculado da seguinte forma:

$$Z = \frac{X - \mu}{\sigma} \quad (1)$$

Essa operação é realizada para os dados de tensão de cada consumidor ou transformador, para padronizá-los antes de submetê-los a segunda operação: redução de dimensionalidade e extração de car-

acterísticas do sinal através do algoritmo de Análise dos Componentes Principais (*Principal Component Analysis – PCA*).

Para realizar essa tarefa, o algoritmo PCA calcula novas variáveis chamadas componentes principais, que são obtidas através de transformação linear a partir das variáveis originais. O primeiro componente principal deve possuir a maior variância possível. O segundo deve ser ortogonal ao primeiro e também possuir a maior variância possível. Os demais componentes devem ser calculados da mesma forma (ABDI & WILLIAMS, 2010).

Dessa forma, a matriz inicial de conjunto de dados U , dimensão $N \times t$, que possui N UCs e TDs com t pontos de medição ao longo tempo, resultará na matriz $Upca$, com dimensão $N \times a$, onde a é o número de componentes principais escolhidos para o algoritmo PCA.

A segunda etapa do algoritmo está relacionada a determinar a correlação entre as tensões que compõem o problema. Para consumidores localizados próximos aos TDs, como as quedas de tensão decorrentes do circuito de distribuição são menores, a correlação entre a tensão de uma UC e o TD ao qual ela está conectada apresenta o maior valor em relação a todos os outros TDs. Essa correlação é quantificada através do coeficiente de Pearson (ρ_{xy}), que é calculado com base em duas séries de dados (x e y) utilizando a seguinte equação:

$$\rho_{xy} = \frac{cov(x, y)}{\sigma_x \sigma_y} \quad (2)$$

onde $cov(x, y)$ é a covariância entre as séries de dados dos pontos x e y , e σ_x e σ_y são os desvios padrão do conjunto de dados dos pontos x e y , respectivamente.

Com base na matriz $Upca$, é calculada a matriz de correlação entre os sinais através do coeficiente de correlação de Pearson. A matriz de correlação (R) pode ser dividida conforme segue:

$$R = \begin{bmatrix} R_1 & R_2 \\ R_3 & R_4 \end{bmatrix} \quad (3)$$

Nesse caso, R_1 é uma matriz quadrada de dimensão $N_1 \times N_1$, que representa a correlação entre o TD alvo e seus vizinhos, sendo N_1 o número total de TDs selecionados. A matriz R_2 (com R_3 sendo sua transposta) representa a correlação de tensão entre as UCs e os TDs, com dimensão $N_1 \times N_2$, onde N_2 é o número de UCs selecionadas no problema. Já R_4 ($N_2 \times N_2$) contém a correlação entre as UCs do TD alvo e as UCs dos TDs vizinhos.

A partir da matriz R , dá-se início a terceira etapa do algoritmo, onde são realizadas comparações sequenciais para determinar a correta relação de conexão TD-UC para as UCs analisadas. Em um primeiro momento, examinando-se as colunas de R_2 , é possível determinar o TD que apresenta a maior correlação com cada UC. Essa combinação é utilizada para formar uma lista com a hipótese inicial de relações de conexão denominada TD-UC ALG.

Comparação 1 (C1): para cada UC analisada, é verificado se a relação em TD-UC ALG coincide com a relação previamente cadastrada no banco de dados da distribuidora (TD-UC BD). Caso positivo, a relação é considerada correta e as UCs são agrupadas por TD como sendo corretas (UCTDC). As demais UCs, cuja relação não coincide, ficam sob suspeita (UCTDS).

Comparação 2 (C2): as UCs da lista TD-UC BD são separadas por TDs e ordenadas de forma decrescente com base no valor da tensão média. Em seguida, define-se um percentual \tilde{A} (de até 50%) do total de UCs por TD, selecionando as primeiras UCs da lista ordenada, ou seja, as UCs mais próximas aos TDs (UCPTD).

Caso essas UCs estejam no grupo sob suspeita, elas são consideradas corrigidas com a relação TD-UC ALG e passam a compor UCTDC, visto que estão próximas ao TD e a maior correlação entre as tensões indica que essa é a relação de conexão correta. As UCs restantes continuam como suspeitas em UCTDS. Comparação 3 (C3): Em TD-UC ALG, cada UC foi alocada para um TD, e em seguida separadas em dois grupos: UCs suspeitas (UCTDS) e UCs considerada corretas (UCTDC). Em C3, é realizado um novo teste com as UCs suspeitas, a fim de verificar se o TD ao qual foram inicialmente alocadas pode ser considerado correto. Nesse teste, para cada UC suspeita é criada uma nova lista agrupando-se os valores de correlação (presentes em *R4*) entre a UC sob análise e as UCs definidas como corretas de cada TD. Essa lista possuirá *k* séries, sendo *k* o número total de TDs.

É esperado que a média e o desvio padrão da série de correlações entre UCs conectadas a um mesmo TD sejam elevados. Por isso, para cada série, são calculados sua média e desvio padrão. Assim, também será conhecido o valor da média e do desvio padrão da série referente ao TD que a UC suspeita foi inicialmente alocada em TD-UC ALG. Na sequência, é verificado se alguma das demais séries da UC suspeita possui a média e o desvio padrão maiores que os valores encontrados para a série do TD alocado na hipótese inicial. Em caso afirmativo, essa é considerada a nova relação correta TD-UC, e a UC passa a ser adicionada à UCTDC. Caso contrário, a hipótese inicial é adotada como sendo o valor correto para a relação TD-UC, e as UCs que estavam em UCTDS também são consideradas corretamente alocadas, finalizando o processo de correção da base cadastral.

2.2 Estudo de caso

A Celesc Distribuição possui uma AMI implantada na cidade de Araranguá, em Santa Catarina. O Projeto AMI implantado neste município contempla a utilização de medidores inteligentes em mais de 30 mil UCs, bem como a medição de tensão e corrente de mais de mil TDs pertencentes a distribuidora. Os medidores inteligentes registram os dados de energia, tensão e corrente média com um período de integralização de 5 minutos, o que gera um volume de dados capaz de aprimorar diversos processos da concessionária. Com o monitoramento tanto dos TDs quanto das UCs, a Celesc é capaz de realizar o balanço energético de circuitos secundários para detectar perdas comerciais. Entretanto, os resultados serão precisos se o banco de dados estiver correto no que diz respeito a relação de conexão TD-UC, o que motiva a aplicação da metodologia apresentada neste trabalho para corrigir as relações TD-UC armazenadas no banco de dados da distribuidora.

Foram selecionados para esse estudo de correção de base cadastral quatro circuitos com diferentes características elétricas e de balanço energético. A Tabela 1 apresenta as relações de conexão TD-UC para cada TD, conforme registrado no sistema georreferenciado da distribuidora, juntamente com o número de circuitos vizinhos incluídos na análise. Cabe ressaltar que em alguns dos circuitos, há UCs que não possuem dados de medição disponíveis, seja por ausência de comunicação ou por utilizarem medidores convencionais.

Tabela 1. UCs por fase dos TDs analisados conforme Banco de Dados

TD	UCs por fase								Vizinhos	
	A	B	C	AB	AC	BC	ABC	Total	TDs	UCs
6138	18	29	17	3	1	1	8	77	6	398
8032	12	12	11	1	2	1	8	47	5	324
8671	1	1	-	-	-	-	48	50	4	193
10117	4	-	1	-	-	-	-	5	4	46

O circuito 6138 foi selecionado por ser constituído de rede nua e estar em uma região de fácil inspeção visual, apesar de possuir uma UC que não transmitiu dados no período sob análise. Quanto ao circuito 8671, é majoritariamente formado por UCs em um condomínio de uso coletivo. Já os circuitos 8032 e 10117 foram selecionados por conta dos valores de perdas obtidos em seu balanço energético. O circuito 8032 apresentou valores negativos para perdas, enquanto o circuito 10117 registrou perdas com valores elevados.

Para verificar o cadastro do banco de dados e mensurar a eficiência do algoritmo, foi realizada uma inspeção em campo nos circuitos alvo deste trabalho para verificar as reais relações de conexão TD-UC. A verificação foi realizada majoritariamente de maneira visual conforme exemplificado na Figura 2, identificando a derivação da rede para cada medidor, tanto para trechos de rede convencional (à esquerda) quanto multiplexada (à direita).



Figura 2. Exemplo de inspeção visual para identificação de relação de conexão TD-UC.

Também foram verificados quadros de medição de edifícios de uso coletivo, onde a conexão das fases foi obtida observando-se a ordem de conexão da rede com o barramento do quadro, e do barramento com os medidores.

Em algumas medições não foi possível identificar a relação TD-UC visualmente, principalmente em UCs polifásicas em que todos os cabos possuíam a mesma cor e passavam por tubulações, não sendo possível distinguir a conexão por fase. Para esses casos foram utilizados dois métodos com equipamentos adicionais. O principal deles foi a medição de corrente com amperímetros do tipo alicate. Para isso, foram colocados dois aparelhos simultaneamente: um na derivação do circuito e outro na caixa de medição. Dessa forma, foi possível identificar quais condutores apresentam a mesma corrente, determinando em qual fase da rede o elemento de medição está conectado. Essa situação é exemplificada à esquerda da Figura 3.

Nas unidades consumidoras onde não havia corrente no momento da inspeção para realizar a comparação, foi utilizado o equipamento detector de circuito mostrado à direita da Figura 3: um conjunto composto por um transmissor, que injeta um sinal no circuito ao qual está conectado, e um receptor, responsável por detectar o sinal e, assim, identificar o circuito do transmissor. Com isso, foi possível verificar a relação TD-UC ao conectar o transmissor em uma fase específica na derivação da rede e utilizar o receptor na caixa de medição para identificar a qual fase o elemento de medição estava associado.



Figura 3. Inspeção com medição de corrente (à esquerda) e detector de circuito utilizado (à direita). Durante a inspeção em campo, foi constatado um dos TCs do medidor de balanço energético do circuito 8032 estava conectado com o sentido linha-carga invertido em relação aos demais, resultando em um registro de valores de consumo significativamente menores, explicando as perdas negativas que despertaram suspeita com relação a esse circuito. Realizando um novo cálculo do balanço energético após o ajuste da medição no transformador, o circuito apresentou valores normais de perdas, o que não demandaria um estudo de ajuste cadastral. Entretanto, o circuito continuou sendo avaliado com o intuito de estudar a metodologia de correção.

A Tabela 2 apresenta o resultado das modificações encontradas na inspeção com relação ao banco de dados da distribuidora, considerando os elementos de medição de maneira independente. É apresentada uma coluna com o percentual de modificação obtido, que compara o número de desvios encontrados com o número de elementos inspecionados conforme o cadastro. Cabe ressaltar que os elementos de UCs polifásicas foram ordenados conforme sua real conexão ao TD, enquanto no banco de dados da Celesc, a ordem das fases é alfabética (ABC para trifásicas e AB, AC ou BC para bifásicas). Por isso, caso a ordem encontrada em campo fosse diferente do padrão cadastrado, a diferença foi registrada como uma troca de fase em relação ao cadastro.

Tabela 2. Resultado das modificações encontradas na inspeção em campo, por elemento de medição

TD	Elementos iguais	Elementos com troca de fase	Elementos ausentes ao TD	Elementos adicionados pela inspeção	Elementos adicionados de TDs vizinhos	Percentual de modificação
6138	66	27	5	15	2	74%
8032	34	26	7	7	1	121%
8671	80	67	0	8	11	108%
10117	3	2	0	0	11	433%

As modificações confirmam que problemas cadastrais comprometiam a análise do balanço energético dos circuitos, reforçando a importância da correção da relação de conexão TD-UC.

2.3 Implementação e Resultados obtidos

Para implementar a metodologia, foram extraídos os dados de tensão das UCs selecionadas por um período de 22 a 24 dias (conforme disponibilidade), sendo mais de 6000 pontos de medição por UC. O tratamento dos dados incluiu a consideração de UCs polifásicas como elementos individuais, a interpolação linear entre dados ausentes e o descarte de tensões nulas, não esperadas para o modelo de medidor utilizado em Araranguá. O tratamento dos dados e a implementação do algoritmo foram realizados utilizando a linguagem *Python*.

Destaca-se que o algoritmo PCA, aplicado para obtenção da matriz *Upca*, foi implementado utilizando a biblioteca *scikit-learn*, uma biblioteca *open source* que possui diversos algoritmos relacionados ao tratamento de dados como: classificação, clusterização, redução de dimensionalidade, entre outros (Scikit-Learn 2024).

Para avaliar a eficiência do método, foi calculada a Taxa de Acerto, definida como a proporção entre os elementos em comum identificados pelo algoritmo e pela inspeção, em relação ao total de elementos associados ao transformador alvo, independentemente de terem sido atribuídos pelo algoritmo ou pela inspeção. Os resultados foram calculados considerando cada elemento de medição individualmente, com o objetivo de avaliar a assertividade do algoritmo na capacidade de ordenar corretamente as fases em UCs polifásicas.

Para verificar os parâmetros ótimos de entrada de cada circuito, o algoritmo foi executado variando o número de componentes principais (a) e o percentual de UCPTD (τ) analisando a Taxa de Acerto para cada combinação. Os valores de a foram variados unitariamente de 2 a 100, com exceção do circuito 10117, que teve o valor máximo de a como 78 (número total de UCs envolvidas no problema), enquanto os valores de τ foram variados de 0 a 50%, com incremento de 2% a cada iteração.

Os resultados da comparação do algoritmo com a inspeção em campo são apresentados através das Figuras 4, 5, 6 e 7, que apresentam para cada circuito as Taxas de Acerto do método para as combinações avaliadas de a e τ destacando em vermelho os pontos de máxima eficiência para cada transformador em estudo.

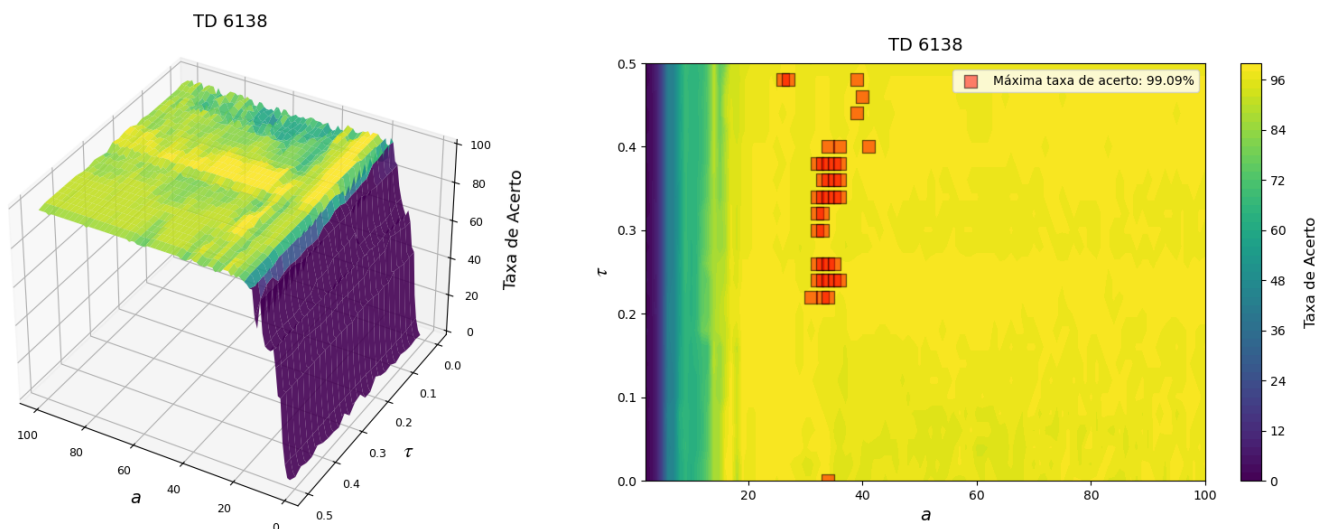


Figura 4. TD 6138: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de a e τ

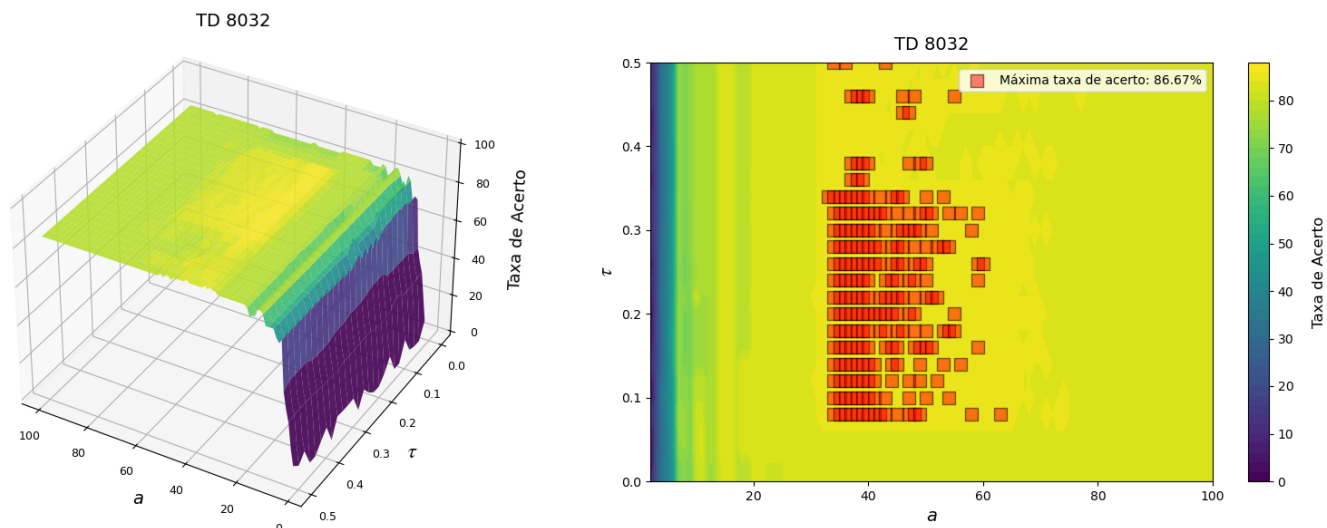


Figura 5. TD 8032: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de a e τ

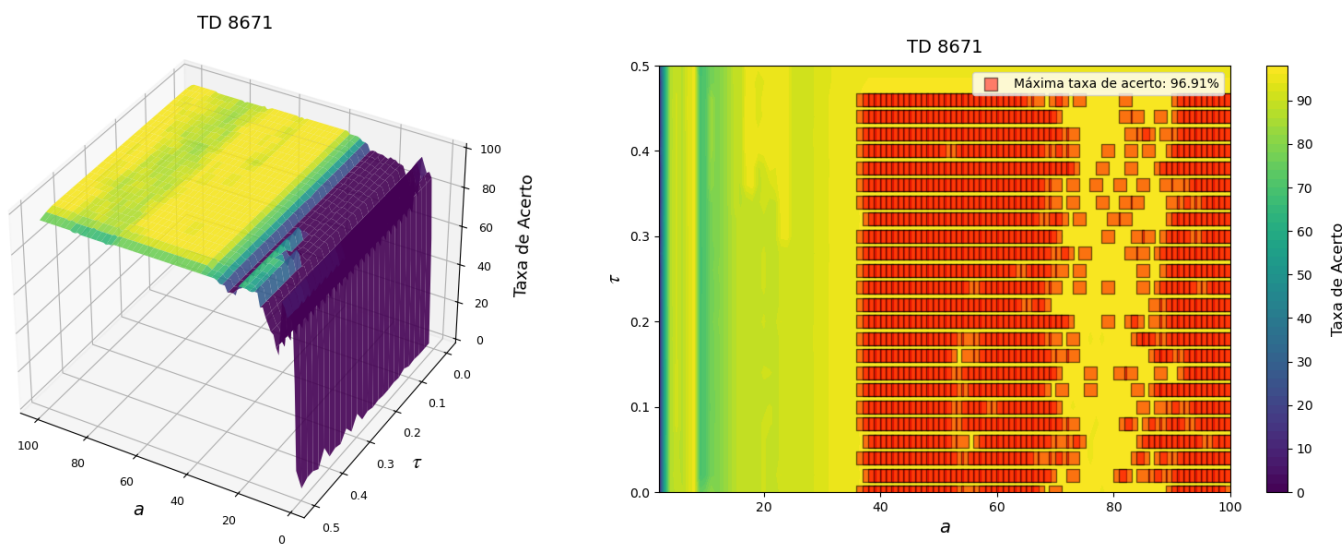


Figura 6. TD 8671: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de a e τ

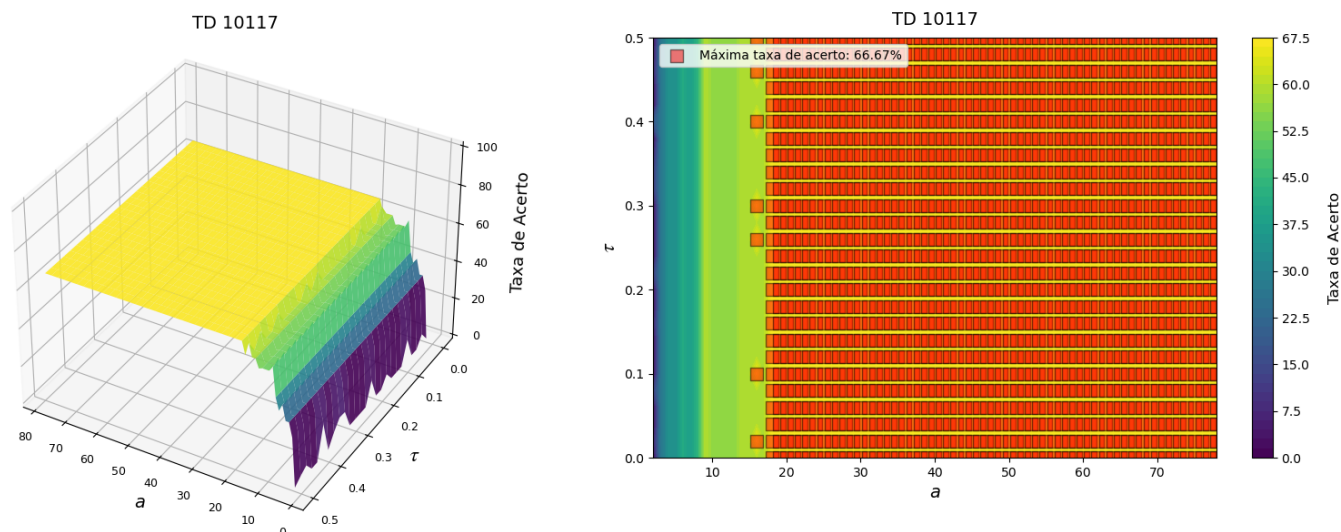


Figura 7. TD 10117: Taxa de Acerto do algoritmo com relação a variação de a e τ

Os resultados da comparação do algoritmo com a inspeção em campo para um dos pontos de máxima Taxa de Acerto, visto que foram obtidos vários pontos equivalentes, são apresentados através da Tabela 3.

Tabela 3. Resultado do algoritmo (ponto ótimo) comparado com a inspeção

TD	Elementos iguais entre algoritmo e inspeção	Elementos inspecionados, mas não atribuídos pelo algoritmo	Elementos atribuídos pelo algoritmo, mas não inspecionados	Taxa de acerto	Elementos Inspeccionados, mas sem dados para compor o problema
6138	109	0	1	99.09%	1
8032	65	-	10	86.67%	6
8671	157	4	1	96.91%	4
10117	10	5	-	66.67%	1
TOTAL	341	9	12	94.20%	12

Com exceção do circuito 10117, foi constatada uma elevada taxa de acerto do método, principalmente para os circuitos 6138 e 8671, com valores superiores a 95%. A Tabela 4 demonstra o impacto da aplicação do método, comparando a assertividade do banco de dados com a taxa de acerto do algoritmo, tanto considerando a ordenação de fases, como levando em conta apenas a atribuição correta da UC ao TD a qual ela está conectada. E melhora do banco de dados foi expressiva para todos os casos.

Tabela 4. Propostas de modificação do cadastro pela inspeção (e pelo algoritmo).

TD	Taxa de Acerto Banco de Dados	Taxa de Acerto Algoritmo	Taxa de Acerto Banco de Dados (desconsiderando fase)	Taxa de Acerto Algoritmo (desconsiderando fase)
6138	57.39%	99.09%	80.87%	99.09%
8032	45.33%	86.67%	80.00%	86.67%
8671	47.88%	96.91%	88.48%	96.91%
10117	18.75%	66.67%	31.25%	87.50%
Total	49.06%	94.20%	81.94%	95.04%

Observou-se que o algoritmo apresentou 100% de acerto para os elementos de medição que permaneceram conforme o cadastro no banco de dados (UCTDC em C1), assim como para os elementos que foram mantidos no transformador-alvo, mas realocados para uma fase distinta da registrada no sistema legado da Celesc.

Analisando cada circuito, verifica-se que o TD 6138 apresentou uma correção proposta pelo algoritmo quase perfeita, com apenas um desvio relacionado à modificação do TD ao qual os elementos estavam conectados.

Para o TD 8032, o algoritmo adicionou incorretamente elementos de outros TDs na maioria dos casos. Os 10 erros observados seguiram um padrão: todos migraram de um mesmo TD vizinho para a fase B do TD 8032, exigindo uma análise mais detalhada desses dados. Do ponto de vista de perdas, a adição incorreta dos elementos faria com que o circuito apresentasse perdas negativas após a aplicação do algoritmo.

No circuito 8671, 3 elementos de uma UC trifásica foram indevidamente excluídos do TD alvo, mas compensados pela adição correta de 10 elementos constatados em campo. Além disso, uma UC trifásica teve apenas dois de seus elementos atribuídos ao TD 8671, evidenciando a necessidade de aprimorar a metodologia para evitar a alocação de elementos de UCs polifásicas em TDs distintos.

Para o circuito 10117, o principal erro foi a adição de elementos de TDs vizinhos, que, embora corretamente atribuídos ao TD 10117, foram associados a uma fase incorreta. Cabe ressaltar que esse foi o problema composto pelo menor número de UCs e que o cadastro do TD alvo apresentava um elevado número de erros quando confrontado com a inspeção em campo. Como o algoritmo parte do cadastro para aplicar correções, a baixa qualidade dos dados e o número reduzido de UCs comprometeram sua assertividade. Os pontos de máxima Taxa de Acerto podem ser analisados para determinar a escolha dos parâmetros de entrada do algoritmo para outros problemas. A Tabela 5 apresenta a faixa de número de componentes principais que geraram os melhores resultados para cada circuito. Percebe-se que o aumento de a não garante um aumento na Taxa de Acerto. Além disso, o número de elementos não é proporcional ao valor ótimo de a , visto que os valores de 37 a 41 apareceram como valor ideal para todos os circuitos, mesmo de tamanhos diferentes.

Tabela 5. Faixa de componentes principais (a) com resultado ótimo, por circuito.

TD	Elementos de medição do problema	α ótimo (mín.)	α ótimo (máx.)
6138	632	26	41
8032	459	33	63
8671	455	37	100
10117	78	16	78

Para relacionar a escolha do valor de α com o desbalanço de tensão, foi calculado o valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão (FD%) conforme o PRODIST – Módulo 8 (ANEEL, 2021), onde:

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (4)$$

sendo:

$$\beta = 100 \frac{V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (5)$$

em que V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} são os módulos das tensões eficazes de linha dos TDs de cada circuito. A Tabela 6 apresenta o FD% e a faixa de valores ótimos de α para cada circuito.

Tabela 6. Faixa de α com resultado ótimo, por circuito.

TD	FD%	α ótimo (mín.)	α ótimo (máx.)
6138	0.438%	22% ¹	48%
8032	0.698%	8%	50% ²
8671	0.435%	0%	46%
10117	0.319%	0%	50%

Ainda que para os TDs 6138 e 8032 a faixa de α apresentada não seja contínua, percebe-se que os circuitos de menor desbalanço apresentaram α ótimo a partir de 0%, enquanto os circuitos com um maior desbalanço necessitam considerar α para que resultados melhores sejam obtidos. Entretanto, os valores de 22% a 46% estiveram presentes nos pontos ótimos em todos os circuitos, indicando que considerar um percentual médio para UCPTD, como 30%, pode ser uma boa estratégia.

3. Conclusão

A aplicação da metodologia de correção da relação de conexão TD-UC em um Projeto AMI da Celesc Distribuição apresentou resultados positivos. Considerando o número total de elementos de medição atribuídos aos circuitos onde o algoritmo foi aplicado, a assertividade do método foi superior a 94%.

O estudo realizado apresentou resultados importantes quanto à escolha dos parâmetros de entrada do algoritmo. Tanto o número de componentes principais (a), quanto o valor de β podem ser pré-definidos em uma faixa de valores que apresentam bons resultados de Taxa de Acerto para a metodologia.

A correção prévia do banco de dados para o cálculo do balanço energético pode aumentar a assertividade na detecção de perdas não técnicas, direcionando as ações de verificação apenas aos circuitos que realmente necessitam de inspeção. Além disso, a correção das fases das unidades consumidoras – com 100% de precisão nos casos analisados – contribui para melhorias em várias atividades da distribuidora, como o cálculo de perdas por fase, balanceamento de carga e restabelecimento de faltas de energia.

Contudo, alguns erros foram percebidos com a verificação em campo, apresentando oportunidades de melhoria para a metodologia. O algoritmo pode ser aprimorado para garantir a atribuição de UCs polifásicas a um mesmo transformador. Além disso, pode considerar as coordenadas geográficas para evitar atribuições incorretas. Essas ações são sugestões para trabalhos futuros, que tendem a mostrar um valor ainda mais significativo para a metodologia e potencializar a execução de novos projetos AMI no sistema de distribuição brasileiro.

4. Referências bibliográficas

ABDI, H.; WILLIAMS, L. J. Principal Component Analysis. Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics, v. 2, p. 433-459, 2010.

BERRISFORD, Andrew J. A tale of two transformers: An algorithm for estimating distribution secondary electric parameters using smart meter data. In: IEEE CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING, 26., 2013, Regina. Anais [...]. Regina: IEEE, 2013. p. 1-6. DOI: 10.1109/CCECE.2013.6567690. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee-org.ez130.periodicos.capes.gov.br/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6567690>. Acesso em: 21 nov. 2023.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist Módulo 10: Sistema de Informação Geográfica Regulatório. Disponível em: <https://bit.ly/3Ktwxsm>. Acesso em: 27 abr. 2024.

CHAO L.; LEI, Z.; YUHANG, L. Topology checking method for low voltage distribution network based on fuzzy c-means clustering algorithm. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ARTIFICIAL INTELLIGENCE AND COMPUTER APPLICATIONS, 2020, Dalian. Anais [...]. Dalian: IEEE, 2020. p. 1077-1080. DOI: 10.1109/ICAICA50127.2020.9182696. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee-org.ez130.periodicos.capes.gov.br/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9182696>. Acesso em: 21 nov. 2023.

CUNHA, V. C.; FREITAS, W.; TRINDADE, F. C. L.; SANTOSO, S. Automated determination of topology and line parameters in low voltage systems using smart meters measurements. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 11, n. 6, p. 5028-5038, nov. 2020. DOI: 10.1109/TSG.2020.3004096. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee-org.ez130.periodicos.capes.gov.br/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9122054>. Acesso em: 9 dez. 2023.

MOHASSEL, R. R.; FUNG, A.; MOHAMMADI, F.; RAAHEMIFAR, K. A survey on advanced metering infrastructure. Electrical Power & Energy Systems, v. 63, p. 473-484, jul. 2014. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.06.025. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514003743>. Acesso em: 20 nov. 2023.

SCIKIT-LEARN. Scikit-learn: Machine Learning in Python. Acesso em: 27 abr. 2024, disponível em: <https://bit.ly/44AX0Ac>.

WANG, Bing.; LUAN, Wenpeng. Generate distribution circuit model using AMI data. In: CHINA INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 2014, Shenzhen. Anais [...]. Shenzhen: IEEE, 2014. p. 1251-1255. DOI: 10.1109/CICED.2014.6991907. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee-org.ez130.periodicos.capes.gov.br/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6991907>. Acesso em: 21 nov. 2023.

XU, C.; LEI, Y.; ZOU, Y. A method of low voltage topology identification. In: IEEE CONFERENCE ON TELECOMMUNICATIONS, OPTICS AND COMPUTER SCIENCE, 2020, Shenyang. Anais [...]. Shenyang: IEEE, 2020. p. 318-323. DOI: 10.1109/TOCS50858.2020.9339731. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee-org.ez130.periodicos.capes.gov.br/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9339731>. Acesso em: 3 dez. 2023.

ZHOU, L.; WEN, F.; YANG, X.; ZHONG, Y. User-transformer connectivity relationship identification based on knowledge-driven approaches. IEEE Access, v. 10, p. 54358-54371, mai. 2022. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3175841. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee-org.ez130.periodicos.capes.gov.br/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9775930>. Acesso em: 4 dez. 2023.