

EXPLORAÇÃO DE DADOS DE MEDIDORES INTELIGENTES EM FUNÇÕES DE GERENCIAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Abstract— Recently, in developed or in developing countries, the electromechanical energy meters have been replaced by an Advanced Metering Infrastructure (AMI), which main components are smart meters, communication systems, and data management systems. Smart meters create opportunities to provide utilities with measurements of power, voltage and current magnitudes at the connection points of customers. The communication systems allow accessing these measurements in real or near real time, and the data management systems are essential for processing the data and obtaining relevant information from them. Although the cost of implementing an advanced metering infrastructure is high, when considering the gains related to a better management of the distribution systems, such infrastructure becomes economically attractive. In this context, this work aims to investigate the use of a single method that employs smart meters data to perform multiple functions of the Distribution Management System (DMS), such as: (a) mitigation of non-technical losses (NTLs); (b) location of high impedance faults (HIFs); and (c) distribution network connectivity verification.

Keywords—Advanced metering infrastructure, distribution management system, distribution network topology, high impedance faults, non-technical losses, smart meters.

Resumo—Recentemente, em países desenvolvidos ou em desenvolvimento, os medidores de energia eletromecânicos vêm sendo substituídos por uma infraestrutura avançada de medição (AMI), em que os principais integrantes são os medidores inteligentes, sistemas de comunicação, e sistemas de gerenciamento de dados. Ao invés de disponibilizar apenas dados de consumo de energia, os medidores inteligentes disponibilizam medidas de grandezas variadas adquiridas no ponto de conexão dos consumidores. Os sistemas de comunicação permitem acesso a estas medidas em tempo real ou quase real, e os sistemas de gerenciamento de dados são essenciais para o processamento dos dados e obtenção de informações relevantes a partir destes. Embora o custo de instalação da infraestrutura avançada de medição seja elevado, quando se consideram os ganhos relacionados ao melhor gerenciamento dos sistemas de distribuição, tal infraestrutura passa a ser economicamente atrativa. Neste contexto, este trabalho objetiva o estudo do uso de um único método que utiliza dados de medidores inteligentes para o desempenho de múltiplas funções do Sistema de Gerenciamento da Distribuição, são elas: (a) combate às Perdas Não Técnicas (PNTs); (b) localização de Falhas de Alta Impedância (FAIs); e (c) correção da base de dados de topologia dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave— Falhas de alta impedância, infraestrutura avançada de medição, medidores inteligentes, perdas não técnicas, sistema de gerenciamento da distribuição, topologia de redes de distribuição.

1 Introdução

Como parte dos avanços tecnológicos obtidos nos últimos anos, novas funções têm sido integradas aos medidores de energia tradicionais, permitindo o acesso a informações adicionais como magnitude de tensão, potência ativa e reativa, e interrupção do fornecimento de energia em tempo real ou quase real (Popa, 2011).

Com o aumento destas funcionalidades e a possibilidade de comunicação destes dados, maior valor pode ser atribuído a estes medidores, que passaram a ser denominados medidores inteligentes. Entre as aplicações que podem ser beneficiadas pela sua instalação, destacam-se importantes funções do Sistema de Gerenciamento da Distribuição (em inglês, Distribution Management System, DMS) como detecção e localização de faltas (Ghaderi et al., 2017), gerenciamento pelo lado da demanda, estimação de estado, combate a Perdas Não Técnicas (PNTs) (Ferreira et al, 2014), e correção dos dados de topologia dos sistemas de distribuição de energia elétrica (Luan W. et al., 2011).

Neste contexto, este trabalho propõe o uso de um único método que utiliza dados de medidores inteligentes para o desempenho de múltiplas funções do DMS, são elas: (a) combate a Perdas Não Técnicas; (b) detecção e localização de Falhas de Alta Impedância (FAIs); e (c) correção na base de dados de topologia dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Dados provenientes de consumidores conectados ao sistema secundário de uma rede real canadense bem

como dados sintetizados em simulações série-temporais utilizando o software OpenDSS (EPRI, 2017) são empregados no teste do método. Adicionalmente, dados de topologia dos sistemas secundários da rede estudada estão disponíveis. Destaca-se que o uso do método apresentado objetiva agregar valor aos medidores inteligentes, que vêm sendo instalados no Brasil desde 2012 (Estadão, 2012).

Este trabalho está dividido como segue. Na Seção 2, uma metodologia que explora dados de medidores inteligentes no combate a PNTs, FAIs e erros na base de dados topológicos dos sistemas de distribuição é apresentada. Na Seção 3, dados da rede real canadense utilizada e de seus consumidores são detalhados. Os resultados referentes à aplicação do método no combate a PNTs e FAIs são apresentados nas Seções 4 e 5, respectivamente. Já os resultados referentes à correção de erros na base de dados topológicos dos sistemas de distribuição são apresentados na Seção 6, assim como o uso de um coeficiente de correlação entre tensões, seja dos consumidores ou daquelas estimadas nos PCCs da rede estudada. Na Seção 7, uma análise de sensibilidade do método na detecção de PNTs e FAIs, assim como a erros de medição nos dados de medidores inteligentes é realizada. Finalmente, na Seção 8 são apresentadas as conclusões.

2 Metodologia

A metodologia aplicada neste trabalho consiste na verificação da correlação da Tensão no Ponto de Conexão Comum, V_{PCC} , estimada a partir das grandezas

medidas nos medidores inteligentes conectados a este ponto comum. Esta tensão é estimada pela equação (1), utilizando-se os dados de impedância dos condutores, Z_{si} , de magnitude de tensão, V_{mi} , de potência ativa, P_{mi} , e reativa, Q_{mi} , e de corrente, \hat{I}_i .

$$\hat{V}_{PCCi} = V_{mi} + Z_{si} \cdot \left(\hat{I}_i \right)^* = V_{mi} + Z_{si} \cdot \left(\frac{P_{mi} + j \cdot Q_{mi}}{V_{mi}} \right) \quad (1)$$

Em seguida, os valores de V_{PCC} estimados a partir de cada barra i conectada em um mesmo Ponto de Conexão Comum (PCC) são comparados entre si e a(s) barra(s) cujo(s) valor(es) esteja(m) diferente(s) dos estimados pela maioria das barras conectadas ao mesmo PCC deve(m) ser marcada(s) como suspeita(s). Isto ocorre pois caso não haja erros de medição ou nos valores de impedância, desvio de potência (ocasionado por uma anomalia) ou consumidor conectado a um ponto diferente do determinado pela concessionária, todas as barras conectadas a um PCC devem estimar V_{PCCs} iguais.

Com a finalidade de ilustrar melhor a aplicação do método, o contexto das PNTs é empregado no exemplo da rede da Figura 1.

Devido à presença de uma carga conectada ilegalmente, a V_{PCC} estimada a partir dos dados da carga conectada à barra 2 é menor que as estimadas a partir dos dados das cargas conectadas às barras 1 e 3. Ressalta-se que todas as barras conectadas àquele PCC são afetadas, porém sua influência é nitidamente maior na barra na qual esse furto está presente. Para destacar essa diferença, sugere-se normalizar os valores de V_{PCC} estimados dividindo-os pela média de todos os valores obtidos de tensão para aquele PCC em um determinado instante, conforme a equação (2), em que n representa o número de medidores inteligentes conectados àquele ponto e i a unidade que está sendo analisada. Assim, em um caso ideal, isto é, se não houver PNTs (ou outras anomalias) e erros nos dados medidos nos consumidores e nos dados de impedância, espera-se que o resultado seja constante e de valor 1 pu.

Para a verificação automática dos casos em que a V_{PCC} estimada se distancia das demais, adota-se um limite tolerável para que o consumidor conectado àquela barra não seja considerado suspeito. Para determiná-lo, busca-se por meio dos dados provenientes de medidores inteligentes, avaliados como livres de anomalias pela concessionária, o menor valor estimado para V_{PCC} .

$$V_{PCCi} = \left| \frac{n \cdot V_{PCCi}}{\sum_n V_{PCCn}} \right| \quad (2)$$

No caso em que há somente um consumidor conectado a um PCC, comparam-se os valores de V_{PCC} estimados naquele ponto com os valores obtidos para o PCC mais próximo, isto é, o método considera os dois PCCs analisados como sendo um nó virtual.

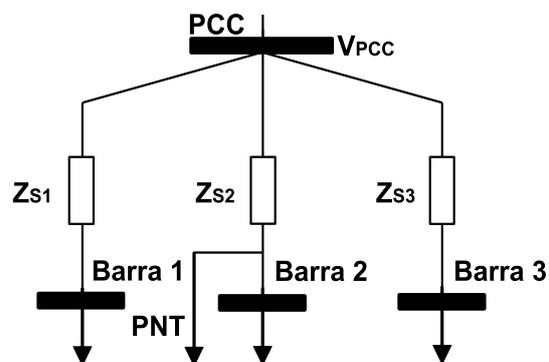


Figura 1. Configuração paralela de uma rede secundária.

3 Rede Utilizada e Perfis de Carga

Esta seção apresenta detalhes sobre a rede de distribuição utilizada e de seus consumidores.

3.1 Rede Utilizada

A rede utilizada nos testes apresentados neste trabalho é uma rede real canadense que possui 6 PCCs, em que estão localizadas 20 unidades consumidoras (UCs) com medidores inteligentes e um transformador, localizado no PCC 3. Cada carga é identificada de acordo com o seu PCC e a barra em que se encontra. Mais detalhes podem ser encontrados na Tabela 1. Além disso, dados como o comprimento das linhas do PCC até a carga e entre dois PCCs também estão disponíveis, assim como a impedância dos condutores por quilômetro (Ω/km). Contudo, por uma questão de sigilo, não é possível apresentar estes valores.

Tabela 1. Distribuição das unidades consumidoras (UCs) ao longo dos PCCs da rede canadense estudada.

PCC	Número de UCs conectadas ao PCC	Identificação de cada UC
1	5	1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5
2	1	2.1
3	5	3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5
4	3	4.1, 4.2, 4.3
5	4	5.1, 5.2, 5.3, 5.4
6	2	6.1, 6.2

3.2 Perfis de Tensão e de Potência

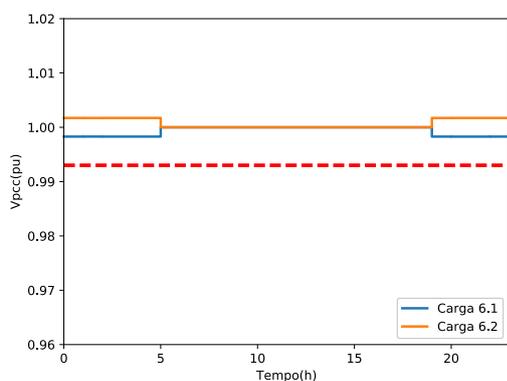
Os perfis de tensão e de potência são determinados por meio dos dados reais obtidos de medidores inteligentes instalados em consumidores conectados à rede utilizada. Estes dados possuem resolução de uma hora e foram coletados ao longo de vinte dias. Dependendo da análise, perfis de tensão também foram sintetizados utilizando-se simulações de cálculos de fluxo de potência realizados a partir de um modelo da rede desenvolvido no software OpenDSS e a partir dos dados de potência dos consumidores.

4 Aplicação do Método na Detecção de Perdas Não Técnicas

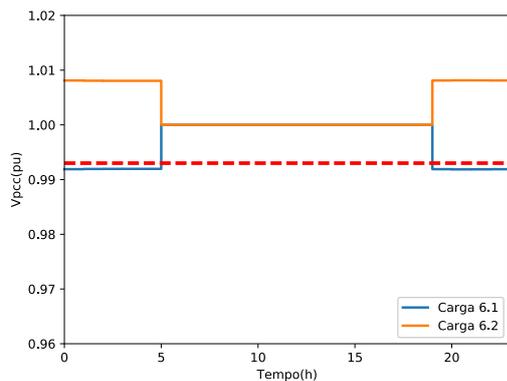
Conforme mencionado anteriormente, para a aplicação do método, necessita-se determinar um valor limite para a detecção de uma anomalia. Após a análise dos dados coletados de medidores inteligentes, chegou-se a um valor limite para a aplicação do método de detecção de PNTs igual a 0,993 pu. Este valor é equivalente ao menor valor de tensão obtido a partir dos dados utilizados e assegurados como livres de anomalias.

Para avaliar a performance do método na detecção de PNTs, simula-se no software OpenDSS um furto realizado pelo consumidor 6.1 entre as horas 0 e 5 e entre as horas 19 e 23. Na Figura 2(a) e na Figura 2(b) estão os resultados obtidos para uma PNT de 6 kW e 27 kW, respectivamente. Como pode ser visto, a probabilidade de detecção de um consumidor suspeito de PNT é proporcional à potência desviada pela carga ilegal.

Para ilustrar a detecção de uma PNT utilizando dados de medições, a Figura 3 mostra a simulação de uma conexão ilegal entre o PCC 1 e a carga 1.3 entre as horas 2 e 3. Nota-se que a detecção não é visualmente imediata se o limite tolerável não é utilizado, principalmente se comparada com os casos estudados na Figura 2 e na Figura 3, em um cenário considerado como ideal.



(a)



(b)

Figura 2. Caso ideal – PNT de 6 kW em (a) e de 27 kW em (b) entre PCC 6 e a carga 6.1.

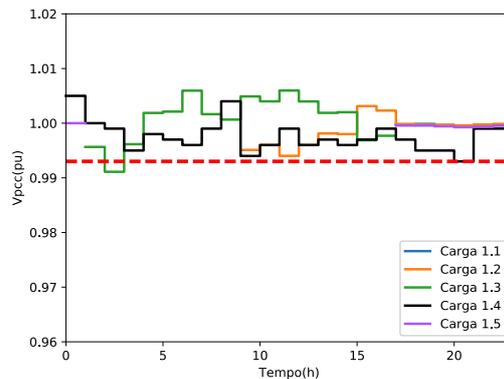


Figura 3. Caso utilizando dados de medidores inteligentes – detecção de uma PNT no PCC 1.

5 Aplicação do Método na Detecção de Falhas de Alta Impedância

No contexto das FAIs, o mesmo raciocínio utilizado para a detecção de PNTs e mostrado no exemplo da Figura 1 é observado. Além disso, adota-se o mesmo valor para o limite tolerável, 0,993 pu.

Como as FAIs não acionam a proteção dos transformadores de distribuição (Ghaderi et al., 2017), tem-se que a corrente desviada por ela está abaixo da máxima corrente que atravessa o transformador sem que ocorra o seu desligamento. Com isso, um segundo limite é adotado para estabelecer se a anomalia detectada pelo limite tolerável de 0,993 pu ainda pode ser caracterizada como uma FAI. Com isso, qualquer desvio que esteja acima deste segundo limite e abaixo do limite tolerável de 0,993 pu é considerado uma possível FAI.

Para a determinação do segundo limite considerado neste tópico, analisa-se o sistema de proteção de um transformador da distribuição. Infelizmente, não foram encontrados dados referentes aos modelos utilizados nas redes canadenses e, por isso, considera-se o modelo utilizado por uma concessionária brasileira. Em (CPFL, 2016), afirma-se que a máxima corrente que atravessa o transformador sem o acionamento do sistema de proteção é equivalente a 187,5% de sua corrente nominal, podendo ocorrer por até uma hora. Neste trabalho, considera-se o valor máximo de corrente visto que, apesar de poder ocorrer por horas, a FAI é um fenômeno intermitente (Ghaderi et al., 2017).

Adicionalmente, foram calculados o consumo médio de cada consumidor (potência aparente) e, a partir desses dados, a corrente média que atravessa o transformador. Com isso, tem-se que a diferença entre a corrente máxima e a corrente média passando pelo transformador, é, em teoria, a corrente máxima que pode ser desviada por uma FAI antes do sistema de proteção atuar. A partir deste valor, é possível simular uma FAI com esta magnitude em diversos pontos da rede e determinar o valor deste segundo limite. Tomando como exemplo o PCC 6 da rede estudada, tem-

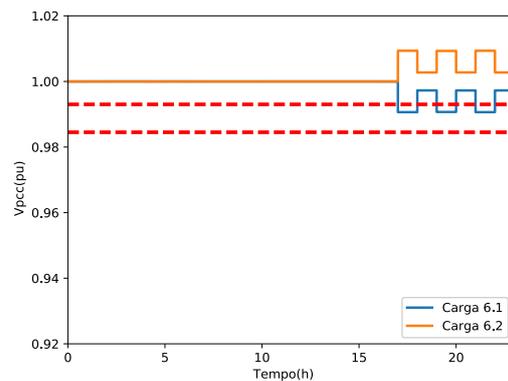
se que o desvio provocado por uma FAI com esta magnitude leva a uma V_{PCC} estimada de 0,985 pu. Isso significa que as V_{PCC} s estimadas neste ponto que ficarem abaixo do limite tolerável de 0,993 pu e acima de 0,985 pu podem ser resultantes de uma FAI, enquanto que valores abaixo de 0,985 pu indicam que a anomalia detectada não é uma FAI, podendo ser, por exemplo, uma PNT, uma falta de baixa impedância ou até mesmo um consumidor conectado a um PCC diferente do determinado pela concessionária. É interessante observar que este segundo limite varia de acordo com o PCC analisado, visto que o impacto da presença da FAI naquela barra depende do perfil de potência dos consumidores conectados naquele ponto. Entretanto, utilizando-se apenas o limite de 0,993 pu, ainda é possível detectar a presença de uma anomalia na rede.

A FAI é localizada a partir do medidor inteligente que apresentar medidas diferentes dos demais. Assim, o local exato da FAI não é conhecido e sim o ramo em que ela se encontra. Analisando a equação (1) é possível verificar que a influência da FAI na V_{PCC} estimada está diretamente ligada à sua distância do PCC. Se a FAI estiver próxima do PCC, a sua influência tende a ser baixa, pois a queda de tensão entre o PCC e seu ponto de conexão é pequena. Se estiver distante do PCC, sua influência na V_{PCC} estimada é maior, pois a queda de tensão entre o PCC e seu ponto de conexão é maior em relação ao primeiro caso, tendo mais chances de ser detectada. Além disso, assim como ocorre com PNTs, a chance de uma FAI ser detectada é proporcional à potência consumida.

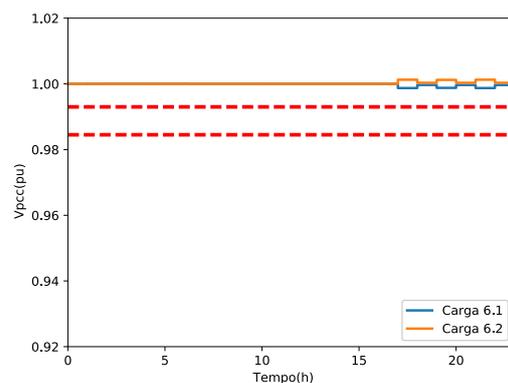
Na Figura 4(a) e na Figura 4(b) observa-se a simulação de uma FAI de 290 A em diferentes regiões de uma linha de distribuição de 8,9 m, que conecta o PCC 6 à carga 6.1. Pode-se observar na Figura 4(a) que a potência consumida pela FAI aliada à sua distância do PCC, de 8,0 m, é suficiente para a identificação da violação de tensão. Entretanto, na Figura 4 (b), para uma mesma corrente desviada e uma distância menor entre a FAI e o PCC, de 1,0 m, a V_{PCC} estimada não é afetada significativamente. Com isso, a performance do método diminui conforme essa distância diminui, considerando que o perfil de potência da FAI é o mesmo nos diferentes pontos. Ao avaliar a detecção do problema utilizando dados de medições, a Figura 5 mostra a simulação de uma FAI entre as horas 10 e 11, localizada a 5 m do PCC 5 em uma linha de distribuição de 6,3 m que conecta o PCC 5 à carga 5.3. Assim como ocorre com PNTs, a detecção não é visualmente imediata se o limite tolerável não é adotado. Além disso, o fato da violação de tensão estar entre os limites estabelecidos confirma a possibilidade que a anomalia seja uma FAI.

6 Aplicação do Método na Detecção de Erros na Base de Dados de Topologia

No contexto da correção de erros na base de dados topológicos dos sistemas de distribuição, espera-se que a V_{PCC} estimada a partir dos dados da carga conectada à barra com erro de conexão seja diferente dos



(a)



(b)

Figura 4. Caso ideal – detecção de uma FAI de 290 A (baixa tensão) a 8 m de distância do PCC 6 em (a) e a 1 m de distância do PCC 6 em (b).

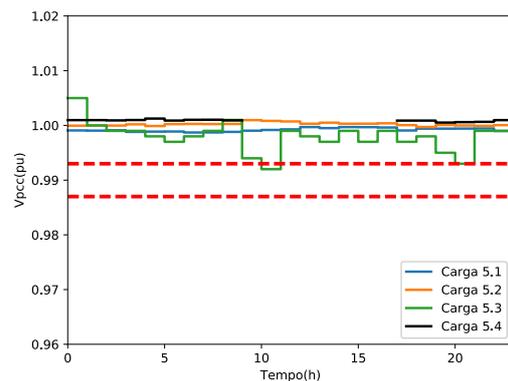


Figura 5. Caso utilizando dados de medidores inteligentes – detecção de uma FAI (baixa tensão) a 5 m de distância do PCC 5.

demais valores de V_{PCC} estimados. Assim, o uso de apenas um limite tolerável pode não ser suficiente. Analisando o perfil de tensão de cada consumidor da rede, observam-se casos em que o consumidor conectado ao PCC errado apresenta valores de tensão acima ou abaixo dos demais consumidores conectados àquele PCC, o que significa que este consumidor está mais perto ou mais distante do transformador em relação ao PCC analisado.

Os valores para os limites adotados que obtiveram as melhores taxas de detecção foram 0,993 pu e 1,007 pu, respectivamente. Eles foram determinados

levando em conta consumidores que estão em PCCs próximos entre si, pelo fato de terem perfis de tensão similares (Luan et al., 2011), caso no qual o método tem mais dificuldade em detectar a anomalia, visto que a correlação entre as tensões pode ser alta. Além disso, conforme explicado para o limite tolerável de 0,993 pu, o valor de 1,007 pu está associado ao maior valor de tensão obtido a partir dos dados coletados e assegurados como livres de anomalias.

Para avaliar o desempenho do método, erros de conexão foram simulados no software OpenDSS. Dois casos foram estudados:

- Um erro de conexão em que se assume que um consumidor pertencente ao PCC 3 está conectado ao PCC 1.
- Dois erros de conexão simultâneos em que se assume que um consumidor do PCC 1 e outro do PCC 5 estão conectados ao PCC 3.

Para avaliar estes casos, as cargas 1.5, 3.5 e 5.3 foram escolhidas. A carga do PCC 3, carga 3.5, foi escolhida pelo fato de sua potência nominal ser similar à das cargas conectadas ao PCC 1, dificultando a identificação do erro de conexão. Já as cargas 1.5 e 5.3 foram escolhidas pelo fato de suas distâncias do PCC 3 serem similares e por apresentarem potências nominais distintas.

Na Figura 6 é apresentado o caso em que um consumidor do PCC 3 está conectado ao PCC 1. Analisando o perfil de tensão da V_{PCC} estimada a partir da carga 3.5, observa-se que o limite de 1,007 pu é violado, indicando que o seu verdadeiro PCC está mais próximo do transformador que o PCC 1. Como as distâncias do PCC 5 e do PCC 6 em relação ao transformador são similares ou maiores do que a do PCC 1, eles são descartados, restando o PCC 2, o PCC 3 e o PCC 4. Repetindo esta análise para o PCC 2 e PCC 4, obtém-se o mesmo resultado anterior por estarem praticamente a uma mesma distância do PCC 3. Consequentemente, o PCC restante é o PCC 3, ao qual a carga está de fato conectada.

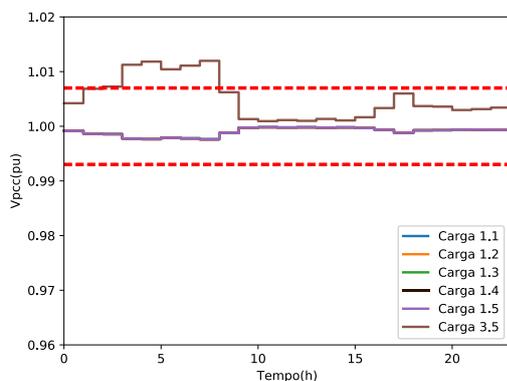


Figura 6. Erro de conexão – Caso ideal: carga 3.5 conectada ao PCC 1.

No segundo caso, representado na Figura 7, as cargas 1.5 e 5.3 estão conectadas ao PCC 3. A lógica

apresentada anteriormente pode ser aplicada e os erros de conexão corrigidos. É interessante ressaltar que ambos os PCCs, PCC 1 e PCC 5, estão a uma distância similar do PCC 3. Assim, analisando apenas a distância torna-se difícil determinar qual carga pertence a qual PCC. Com isso, as duas cargas são localizadas comparando os seus perfis de tensão com o das cargas conectadas em cada PCC.

Utilizando dados de medição, a Figura 8 mostra a simulação de um erro de conexão da carga 3.5 no PCC 1. Nota-se que a detecção somente é possível graças ao uso do limite tolerável de 1,007 pu, o que também indica que a carga está mais próxima do transformador, localizado no PCC 3.

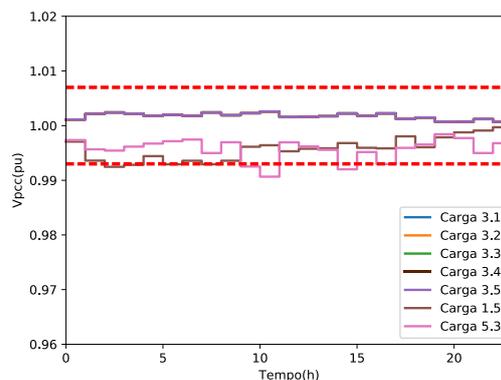


Figura 7. Erro de conexão – Caso ideal: carga 1.5 e 5.3 conectadas ao PCC 3.

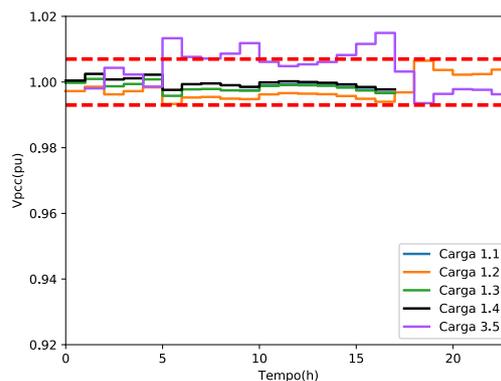


Figura 8. Erro de conexão – Caso utilizando dados de medidores inteligentes: carga 3.5 conectada ao PCC 1.

6.1 Coeficiente de Correlação

Com a finalidade de tornar a detecção de um erro na base de dados topológicos dos sistemas de distribuição mais eficiente, é proposto neste trabalho o uso de um coeficiente de correlação entre as tensões de cada consumidor (CF1) e outro entre as tensões estimadas de um PCC (CF2). Ao se comparar as tensões de todos os consumidores, espera-se que aqueles conectados ao mesmo PCC possuam magnitudes de tensão similares, tanto para aquelas medidas no ponto de conexão do medidor como também para as estimadas no ponto de acoplamento comum, levando a uma correlação maior do que com os demais consumidores conectados a PCCs diferentes. Com isso, pode-se identificar um

erro na base de dados topológicos de um sistema de distribuição a partir do momento em que a correlação destas tensões com as demais referentes àquele PCC seja menor do que a correlação com as referentes a outro PCC.

Para ilustrar o uso do coeficiente de correlação, é simulado um erro de conexão no qual assume-se que a carga 1.1, originalmente pertencente ao PCC 1, está conectada ao PCC 3. O cálculo da correlação das tensões obtidas para a carga 1.1 com as demais cargas mostra que os maiores valores obtidos estão associados às cargas conectadas ao PCC 1, conforme pode ser observado na Tabela 2. Com isso, detecta-se que a carga 1.1, de fato, pertence ao PCC 1 e não ao PCC 3.

Tabela 2. Coeficientes de correlação (CF1 e CF2) entre a carga 1.1 e as demais cargas da rede canadense.

Carga	CF1	CF2
1.1	1,000	1,000
1.2	0,997	0,999
1.3	0,959	0,999
1.4	0,942	0,999
1.5	0,985	0,999
2.1	0,052	0,812
3.1	0,263	0,738
3.2	0,105	0,731
3.3	0,268	0,728
3.4	0,269	0,712
3.5	0,325	0,714
4.1	0,262	0,244
4.2	0,255	0,244
4.3	0,214	0,244
5.1	0,184	0,162
5.2	0,195	0,187
5.3	0,211	0,187
5.4	0,235	0,208
6.1	0,216	0,208
6.2	0,211	0,067

7 Análise da Sensibilidade do Método

Nesta seção é analisada a sensibilidade do método aplicado avaliando-se a sua performance na detecção e localização de PNTs e FAIs. No primeiro caso, avalia-se o mínimo desvio de potência causado por uma carga conectada ilegalmente na qual o método é sensível. No segundo caso, avalia-se a mínima corrente desviada por uma FAI a qual o método é capaz de detectar. Além disso, também é avaliado o impacto que erros de medição de 0,5%, 1,0% e 2,0% nas tensões coletadas pelos medidores inteligentes causam no resultado final.

7.1 Mínimo Desvio de Potência de uma Perda Não Técnica Detectável

O estudo foi realizado considerando um extenso conjunto de valores para a potência desviada pela PNT. Além disso, cada PCC é analisado individualmente, isto é, os resultados são obtidos simulando-se uma única PNT localizada em um PCC diferente por vez. A mínima potência desviada por uma PNT detectável (P_{\min}) é determinada avaliando-se os perfis de tensão de V_{PCC} estimados para um PCC que ultrapassem o limite tolerável adotado. Assim, analisando a equação (1), tem-se que esses perfis dependem das magnitudes de tensão das cargas do PCC analisado e, consequentemente, influenciam na sensibilidade do método. Com isso, o valor de P_{\min} é, em teoria, diferente para cada PCC, uma vez que os perfis de tensão das cargas de um PCC variam daqueles atribuídos às cargas conectadas em outros pontos.

Os resultados são mostrados na Tabela 3. Estes valores foram determinados a partir de um caso ideal e considerando o limite tolerável de 0,993 pu, obtido a partir de dados de medidores inteligentes. Nota-se que PCCs próximos entre si, por exemplo, PCC 4 e PCC 5, apresentam valores de P_{\min} similares, uma vez que os perfis de tensão das cargas conectadas a estes pontos são parecidos. Além disso, devido à grande diferença entre os valores de P_{\min} obtidos para os PCCs da rede analisada, pode-se afirmar que existem regiões da rede em que o método é mais sensível, visto que a potência desviada necessária para a detecção da anomalia é menor em alguns pontos. Por exemplo, comparando-se o PCC 1 e o PCC 6, tem-se que as chances de uma PNT ser detectada no PCC 1 são maiores do que no PCC 6, uma vez que o valor P_{\min} para o PCC 1, 9 kW, é menor do que valor obtido para o PCC 6, 25 kW.

Tabela 3. Mínima potência desviada por PNTs detectáveis.

PCC	P_{\min} (kW)
1	9
2	9
3	27
4	29
5	30
6	25

7.2 Mínima Corrente Desviada por uma Falta de Alta Impedância Detectável

Assim como na Seção 7.1, o estudo foi realizado considerando um extenso conjunto de valores de correntes desviadas por FAIs e cada PCC analisado individualmente. A mínima corrente desviada por uma FAI detectável (I_{\min}) é também determinada avaliando-se os perfis de tensão de V_{PCC} estimados que ultrapassem o limite tolerável adotado. Desta forma, é esperado que PCCs próximos entre si apresentem valores de I_{\min} similares.

A Tabela 4 mostra a mínima corrente desviada por uma FAI, de acordo com o PCC localizado, para que ainda seja possível a sua detecção pelo método

(I_{\min}). Novamente, tomando como exemplo o PCC 4 e o PCC 5, tem-se que os valores de I_{\min} obtidos são parecidos, indicando que os perfis de tensão das cargas destes PCCs são similares. Além disso, FAIs localizadas, por exemplo, na região do PCC 1 têm mais chances de serem detectadas do que FAIs localizadas na região do PCC 6, visto que o valor de I_{\min} no PCC 6, 208 A, é quase três vezes maior do que o obtido para o PCC 1, 75 A.

Tabela 4. Mínima corrente desviada por uma FAI detectável.

PCC	I_{\min} (A)
1	75
2	75
3	225
4	242
5	250
6	208

7.3 Impacto de Erros de Medição na Detecção de Anomalias

Para modelar o erro aleatório nas medidas, utiliza-se uma função densidade de probabilidade do tipo normal, com centro em 0 (zero) e desvio padrão igual a 1/3 do valor do erro proposto. Por exemplo, para um erro de 1,0%, o desvio padrão é de aproximadamente 0,3%. Todos os testes foram realizados com as cargas conectadas ao PCC 3.

A Figura 9 e a Figura 10 mostram as mínimas potências e correntes desviadas que são detectadas pelo método para limites toleráveis diferentes, começando em 0,990 pu e terminando em 1,000 pu. Os resultados foram obtidos por meio da simulação de 10.000 cenários criados a partir das respectivas funções densidade de probabilidade. Considera-se como limite tolerável para a identificação de uma anomalia quando 100,0% dos casos simulados com PNTs ou FAIs são detectados.

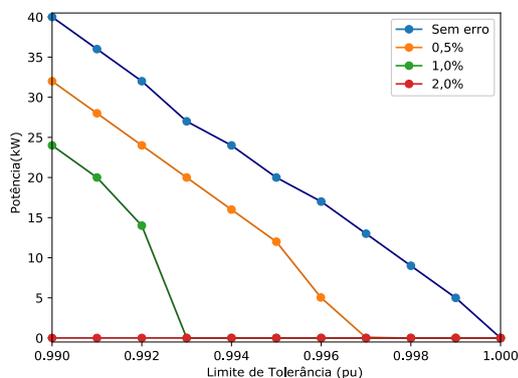


Figura 9. Aplicação do método no PCC 3 com erros de medição, determinando a potência mínima consumida pela PNT que seja ainda detectável.

Os resultados mostram que quanto menor o erro de medição, maior pode ser o limite de tolerância empregado, ou seja, mais sensível é o método. Outra constatação é que quanto maior o erro, mais próximas ficam as medidas do limite e para um mesmo limite

PNTs e FAIs de menor magnitude são detectadas. Além disso, o número de falso-positivos aumenta, isto é, casos em que não há anomalias são detectados como suspeitos. A partir desta análise, tem-se uma ideia da importância em assegurar a precisão dos valores obtidos a partir dos medidores inteligentes.

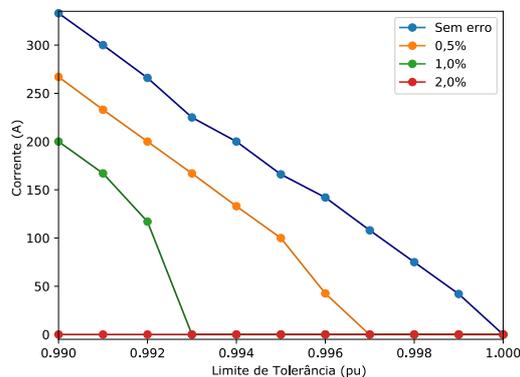


Figura 10. Aplicação do método no PCC 3 com erros de medição, determinando a corrente mínima pela FAI que seja ainda detectável.

8 Conclusão

No contexto das Perdas Não Técnicas, o método possui uma alta sensibilidade para os casos avaliados. Em condições ideais, isto é, se não houver PNTs (ou outras anomalias) e erros nos dados utilizados (dos medidores e de impedância da rede), a detecção de um furto de energia é realizada com êxito em praticamente todos os cenários. No entanto, ao se aplicar o método utilizando dados reais, com erros de medição e perda de dados, o método é menos sensível e a detecção depende de um maior conjunto de dados para assegurar a sua confiabilidade. Além disso, a probabilidade de uma carga ilegal ser identificada é diretamente proporcional à sua potência consumida. Consequentemente, o método é mais eficaz em determinar um furto de energia em situações em que a carga consome uma potência elevada.

No contexto das Faltas de Alta Impedância, a performance do método depende da magnitude da corrente desviada. Adicionalmente, a sua localização também influencia: quanto mais distante do medidor, menores são as chances de sua detecção. Para melhorar o desempenho do método, propôs-se a utilização de dois limites toleráveis, ao invés de apenas um como na detecção de Perdas Não Técnicas.

No contexto da existência de erros na base de dados topológicos dos sistemas de distribuição, dois limites toleráveis também são adotados. Além disso, a performance do método depende não só do perfil de tensão apresentado pela carga conectada a outro PCC, mas também de sua localização relativa ao transformador da rede em questão, isto é, caso a carga esteja conectada a um PCC que está mais longe do transformador que o seu PCC original, o limite tolerável de 1,007 pu é violado, caso contrário, isto é, o PCC atual

está mais perto do transformador que o seu PCC original, o limite tolerável de 0,993 pu é violado. Caso o perfil de tensão da carga conectada ao PCC errado seja similar às demais cargas deste PCC, a detecção do problema torna-se mais desafiadora. A utilização de um parâmetro que correlaciona os perfis de tensão dos consumidores aos seus respectivos PCCs foi proposta e permite que a correção do erro de conexão seja mais eficiente.

Ao se avaliar o impacto que um erro aleatório nos dados obtidos de medidores inteligentes pode causar na detecção de PNTs e FAIs, tem-se que a precisão destes dados se mostra importante na performance do método contra falso-positivos. Apesar do método acabar detectando PNTs e FAIs de menor magnitude, em relação à potência e corrente desviadas, estudos mostram que, para diferentes limites toleráveis adotados, conforme o valor deste erro aumenta, também acaba identificando casos em que não há anomalias como suspeitos.

De forma geral, analisando a performance do método, pode-se afirmar que ele apresenta níveis razoáveis de detecção para valores típicos de erros de medição, tendo como vantagens sua simplicidade e versatilidade ao poder ser utilizado na detecção de múltiplos tipos de anomalias.

Agradecimentos

Este trabalho foi realizado com recursos financeiros da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), Processos 2016/11070-8 e 2017/15159-6, e Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Processo 304783/2016-1.

Referências Bibliográficas

- CPFL, 2016. *Proteção de transformadores de distribuição*. [online] Disponível em: <http://stes.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-16628.pdf> [Acesso em Janeiro 2018].
- EPRI, 2017. *OpenDSS – Open Distribution System Simulator*. [online] Disponível em: <http://smart.grid.epri.com/SimulationTool.aspx>. [Acesso em Janeiro 2018].
- Estadão, 2012. *Cemig começa a instalar medidor inteligente de energia*. [online] Disponível em: <http://economia.estadao.com.br/noticias/negocios,cemig-comeca-a-instalar-medidor-inteligente-de-energia,128016/> [Acesso em Janeiro 2018].
- Ferreira T. S. D., Trindade F. C. L., Freitas W. e Vieira J. C. M. (2014). Detecção de Perdas Não Técnicas na Presença dos Medidores Inteligentes. *Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, pp. 1-6.
- Ghaderi A., Ginn H. L., Mohammadpour H. A. (2017). High impedance fault detection: A review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 143, pp. 376 - 388.
- Luan W., Peng J., Maras M., Lo J. e Harapnuk B. (2015). Smart Meter Data Analytics for Distribution Network Connectivity Verification. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 6, No. 4, pp. 1964-1971.
- Popa M. (2011). Data collecting from smart meters in an Advanced Metering Infrastructure. *15th IEEE International Conf. on Intelligent Engineering Systems (INES)*, pp.137-142, 23-25.