Dispositivo para aquisição de sinais de Emissão Acústica voltado à localização de vazamento ⋆

Diego Siedel Bertolini * **André Eugênio Lazzaretti** *
José Jair Alves Mendes Junior * **Luciano Carstens** **

* *Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, PR, (e-mail: bertolini@alunos.utfpr.edu.br).*
** *Departamento de Sistemas Eletrônicos e Digitais, Lactec, PR (e-mail: luciano.carstens@lactec.com.br)*

Abstract:
Leaks in pipes can cause environmental damage and result in loss of resources. To resolve this problem, there are several techniques to detect and locate this anomaly. Among them, Acoustic Emission (AE) is very promising. In this context, the methodology adopted consists of filtering the leak signal and locating it in two stages. The first, zonal, is given by ASL and RMS, parameters used in practice. The second, linear, occurs through the cross-correlation of signals. For the experiment, an industrial pipeline, EA sensors, a Printed Circuit Board (PCB), a USB Analog Discovery 2 oscilloscope, and a Raspberry Pi 4 were used. In this study, it was demonstrated that cross-correlation is effective in accurately locating leaks, with an error of 3 meters for the greatest sensor spacing tested, which was 90 meters.

Resumo:
Vazamentos nas tubulações podem causar estragos ambientais e resultar em perda de recursos. Para solucionar este impasse, existem diversas técnicas para detectar e localizar esta anomalia. Entre elas, a Emissão Acústica (EA) se mostra bastante promissora. Nesse contexto, a metodologia adotada consiste na filtragem do sinal do vazamento e localização em duas etapas. A primeira, zonal, se dá pelo *Average Signal Level* (ASL) e *Root Mean Square* (RMS), parâmetros utilizados na prática. A segunda, linear, se dá pela correlação cruzada dos sinais. Para o experimento, foi utilizada uma tubulação industrial, sensores de EA, uma Placa de Circuito Impresso (PCI), um osciloscópio USB Analog Discovery 2 e uma Raspberry Pi 4. Comprovou-se neste estudo que a correlação cruzada é eficaz na localização linear de vazamentos, apresentando um erro de 3 metros para o maior espaçamento entre sensores, que foi de 90 metros.

Keywords: leakage; industrial pipeline; acoustic emission, localization; cross-correlation.
Palavras-chaves: vazamento; tubulação industrial; emissão acústica; localização; correlação cruzada.

1. INTRODUÇÃO

A matriz energética global em 2021 era oriunda predominantemente de petróleo e seus derivados (29,5%) e de gás natural (23,6%), conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (2023). Esses recursos desempenham um papel essencial na viabilização de uma ampla gama de produtos e serviços, incluindo transporte, energia, combustíveis e matérias-primas nas indústrias de manufatura, em áreas comerciais e residências (Lukonge and Cao, 2020). A importância desses recursos torna-se evidente ao sustentar a infraestrutura energética global, destacando sua influência abrangente em vários setores econômicos e aspectos do cotidiano. No contexto brasileiro, apesar das condições propícias para o aproveitamento de energias renováveis, como os derivados da cana-de-açúcar, energia solar, hidrelétrica, eólica, entre outras, o país ainda enfrenta uma significativa dependência de recursos não renováveis. Mais de 46% da matriz energética nacional é composta por petróleo e seus derivados (35,7%) e gás natural (10,5%) (Empresa de Pesquisa Energética, 2023). Nesse cenário, as tubulações industriais desempenham um papel crucial no transporte eficiente de petróleo e gás, facilitando a distribuição desses recursos essenciais para as diversas atividades econômicas.

A fim de exemplificar a dimensão deste panorama, a maior petrolífera do Brasil possui uma rede de tubulação com mais de 7 mil km para transporte de petróleo e seus derivados (Petrobrás, 2024). Em relação ao gás, o país detinha 41,5 mil quilômetros ao término de 2022 de dutos destinados à distribuição de gás, apresentando um aumento de 1,25 mil km em comparação ao ano anterior (Ministério de Minas e Energia, 2023). Devido à diversidade geográfica do Brasil, esses dutos frequentemente operam em ambientes desafiadores, enfrentando condições adversas e exposição a ambientes hostis. Nesse cenário, é comum ocorrerem anomalias nestas tubulações, tais como corrosões, trincas e vazamentos (Gao et al., 2022). Assim, técnicas para lo-

⋆ O presente trabalho foi realizado com apoio do Lactec.

calização e detecção dessas anormalidades são necessárias para diminuir as perdas dos fluídos transportados e suas consequências financeiras, ambientais e sociais (Ahmad et al., 2023).

Nesse contexto, métodos que se utilizam de técnicas por *hardware* e *software* surgem para detectar e localizar vazamentos. O método de equilíbrio de massa é reconhecido por seu baixo custo de investimento inicial e longa vida útil do sistema. Todavia, ele apresenta limitações em termos de sensibilidade, precisão e tempo de resposta, além de uma taxa moderada de alarmes falsos. Em contraste, o método estatístico distingue-se por ser economicamente viável e apresentar uma baixa incidência de alarmes falsos, oferecendo uma sensibilidade e precisão ligeiramente superiores, embora com um tempo de detecção e vida útil do sistema moderados. A técnica de pressão negativa possui custo reduzido e elevada durabilidade, além de proporcionar sensibilidade, tempo de detecção e precisão ligeiramente superiores. Por sua vez, a técnica baseada em transientes oferece alta sensibilidade, mas é acompanhada por uma taxa de alarmes falsos mais elevada, com precisão e vida útil do sistema em níveis moderados. Além disso, o investimento para implantação é econômico (Hu et al., 2021).

Além destes métodos, destaca-se a técnica por *hardware* de Emissão Acústica (EA), que foi empregada neste trabalho, na qual o sensor é instalado na parte externa da tubulação. Por mais que os sensores de EA possam ser suscetíveis a interferências externas, como condições climáticas adversas ou impactos mecânicos, eles apresentam alta sensibilidade e são uma alternativa não invasiva às tubulações (Quy and Kim, 2020; Lu et al., 2020; Nguyen et al., 2023). A técnica se sobressai também por possuir alta acurácia e tempos de detecção e localização rápidos, além de uma baixa taxa de alarmes falsos. No entanto, seu investimento é o mais elevado em comparação com as técnicas anteriormente mencionadas.

A base destes sensores é composta por elementos piezoelétricos, que convertem energia mecânica em energia elétrica (Xu et al., 2016). Posteriormente, o sinal elétrico pode ser analisado de forma transiente ou contínua. A primeira se baseia na captura dos *bursts*, que são picos ou rajadas de um sinal que ultrapassam um determinado limiar de detecção. Assim, são extraídos parâmetros convencionais do sinal como amplitude, contagem, duração, tempo de chegada, tempo de subida, energia, entre outros (Filippin et al., 2017), sendo comum sua utilização nos equipamentos clássicos de EA, como as *workstations* DISP e SAMOS da Physical Acoustics. A segunda abordagem ocorre por um período de tempo definido e tem características no tempo e na frequência extraídas. Conforme Filippin et al. (2017), os valores de *Average Signal Level* (ASL) e *Root Mean Square* (RMS) são os principais utilizados para identificar e localizar vazamentos de maneira zonal.

O processamento de sinal desempenha um papel fundamental na análise dos sinais de EA para a detecção de vazamentos. Uma abordagem comum é a comparação temporal dos sinais através de técnicas de correlação, onde se busca identificar padrões consistentes entre os sinais recebidos (Quy and Kim, 2020). Além disso, a aplicação de filtros é comumente empregada para reduzir o ruído e destacar características relevantes nos sinais de EA (Nguyen et al., 2023). Técnicas de análise no domínio do tempo e na frequência são amplamente utilizadas para extrair informações sobre a natureza dos vazamentos e suas características temporais e espectrais (Ullah et al., 2023). Além disso, para a localização de vazamentos, existem duas abordagens principais: zonal e linear. A localização zonal é caracterizada pelo aumento da amplitude do sinal de EA à medida que nos aproximamos da área de vazamento, assumindo que os transdutores possuam sensibilidade igual. Essa técnica pode oferecer uma solução simples quando a precisão exata da localização do vazamento não é crucial (Lukonge and Cao, 2020; Nguyen et al., 2022). Por outro lado, o princípio da localização linear se baseia na diferença de tempo de chegada das ondas aos sensores. Assim, se a fonte estiver mais próxima de um dos sensores, haverá uma disparidade nos tempos de chegada registrados. Entretanto, se a fonte estiver localizada exatamente no meio dos sensores, a diferença de tempo será zero (Mostafapour and Davoodi, 2013).

Dado esse contexto, este trabalho irá se restringir exclusivamente na localização do vazamento, sem abordar a identificação do fenômeno em si. Para tal objetivo, serão encontradas as localizações zonal e linear de vazamentos em tubulações industriais por meio de EA utilizando um sistema constituído por *hardware* e *software*. A etapa de *hardware* consistiu na confecção de uma Placa de Circuito Impresso (PCI) para pré-processamento dos sinais dos sensores de EA comerciais, a Raspberry Pi 4 e o osciloscópio USB Analog Discovery 2 para coleta dos dados. Em seguida, a análise e o processamento dos sinais provenientes dos sensores comerciais de EA acoplados nos dutos se deu por *software*.

2. LOCALIZAÇÃO ZONAL E LINEAR

A localização zonal se dá pela identificação da região na qual a anomalia deve ter ocorrido, sem grande refinamento. Para localização zonal de vazamentos, frequentemente são utilizados os valores de *RMS* e *ASL*. O primeiro se trata de uma medida estatística que representa o valor efetivo de um conjunto de valor. Para calcular o valor de *RMS* basta integrar o quadrado da forma de onda correspondente a esse intervalo específico para cada intervalo de tempo. Este valor deve ser dividido pelo tempo desse intervalo. Em seguida, deve-se aplicar a raiz quadrada para se obter como resultado um valor de tensão elétrica, expresso em volts, e disposto na Equação 1 (Filippin et al., 2017). O *ASL* é calculado integrando o módulo da forma de onda para cada intervalo de tempo específico e dividindo o valor absoluto integrado pelo tempo de cada intervalo (todos iguais). Se trata de um tipo de filtro digital que mede a potência média de um sinal de EA (Filippin et al., 2017). Assim como o *RMS*, o resultado é uma tensão elétrica, medida em volts e para obtê-lo utiliza-se a Equação 2.

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T V(t)^2\,dt} = \sqrt{\frac{1}{T}\sum_{i=1}^{T} x_i^2}\ [V] \qquad (1)$$

$$V_{ASL} = \frac{1}{T}\int_0^T |V(t)| \ = \frac{1}{T}\sum_{i=1}^{T} |x_i| \ [V] \qquad (2)$$

Por sua vez, a localização linear é determinada pelo método da correlação cruzada entre dois sensores, sendo esta uma técnica utilizada para estimar a medida de similaridade entre os dois sinais em função de um atraso aplicado a um deles. Essa abordagem é frequentemente empregada na análise de sinais provenientes de sensores para identificar atrasos temporais entre os sinais adquiridos (Lang et al., 2018). No entanto, sua eficácia está condicionada à correta seleção da faixa de frequência onde a energia de vazamento está concentrada (Cézar, 2021). A partir da diferença de tempo (atraso) entre esses sinais, é possível encontrar o vazamento através da Equação 3.

$$x = \frac{d - v\delta t}{2} \; [m] \tag{3}$$

Nela, x é a posição do vazamento em relação ao sensor 1, d é a distância entre os sensores, v é a velocidade de propagação da onda no material e δt é o atraso entre os sinais dos sensores 1 e 2, conforme exposto na Figura 1 (Filippin et al., 2017).

Cabe destacar, no entanto, que os eventos fora da zona entre os sensores não são localizáveis, uma vez que o δt entre os sensores é constante e igual a $\frac{d}{v}$ (Filippin et al., 2017).

3. TRABALHOS RELACIONADOS

Visando a aprimorar a técnica de localização por EA em tubulações de longa extensão, o trabalho de Xu et al. (2016) propõe localizar vazamentos em 2 etapas. A primeira é uma localização zonal, sendo definida pelas características de atenuação do sinal de EA. A segunda, por sua vez, é pela correlação cruzada da decomposição dos pacotes wavelets (*WPD*). Para os experimentos, os autores utilizaram a placa PCI-2AE - a uma taxa de amostragem de 2 MHz - como sistema de aquisição com distância entre sensores de 10 a 33 metros. Como resultado, a técnica de localização indica uma acurácia de 100% para a zonal e erro máximo de 5.3% para a precisa. Além deste trabalho, o autor utiliza um procedimento experimental semelhante em Xu et al. (2020), com diferença para a menção do sensor utilizado (R15a, da Physical Acoustics) e frequência de amostragem de 1 MHz. Neste mesmo artigo, o autor utiliza um único sensor para localização baseado na EA modal e Decomposição em modo Empirico com Transformada Hilbert (EMD-HT). Com isso, foi alcançado um erro máximo de localização de 7,32% numa distância de 0 a 33 metros. Ao empregar o *Minimum Entropy Deconvolution* (*MED*) para filtrar os sinais de EA para remover ruídos e encontrar características dos sinais, seguido de tempo de chegada para encontrar a localização do vazamento, Gao et al. (2022) obteve desempenho melhor quando comparado aos métodos convencionais, tais como *GCC* e *GCC* com *EMD*, chegando a um erro relativo máximo de 3,88%. Assim como Ahmad et al. (2023); Quy and Kim (2020), o sistema de aquisição foi configurado para operar com taxa de amostragem de 1 MHz para capturar o sinal de sensores R15I-AST da Physical Acoustics.

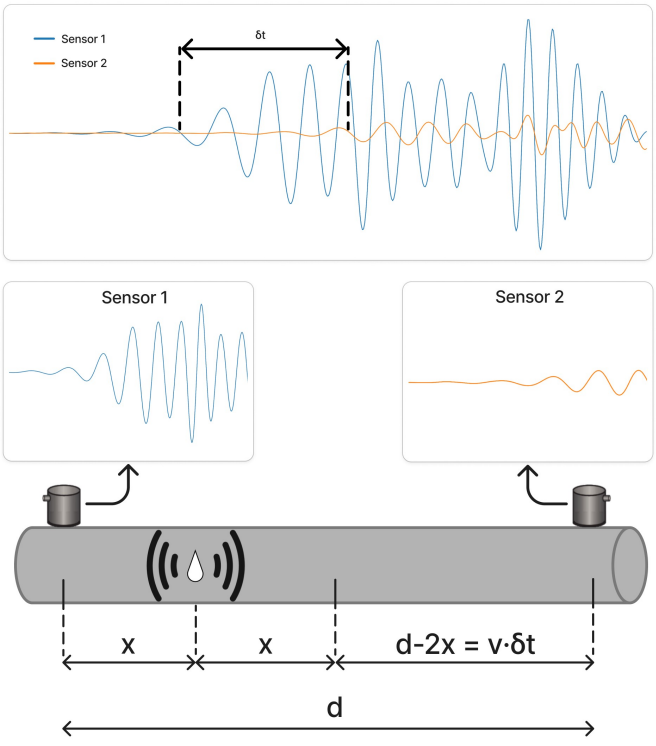

Figura 1. Fonte de EA e os parâmetros necessários para aplicação da localização linear. Adaptado de Filippin et al. (2017).

No trabalho de Ahmad et al. (2023), a saída do teste (*Multiscale Mann-Whitney*) (*MMW*) indicava a detecção de vazamentos, de forma *online* e, na sequência, localizava o vazamento por meio do reastreamento de eventos por *Variability Index Constant False Alarm Rate* (*VI-CFAR*), de maneira *offline*. Os resultados com o indicador criado pelo autor obtiveram desempenho superior se comparado com os outros métodos de referência, com erro médio de localização de 4,76%, 2,6%, 0% e 1,4% para diferentes tamanhos (0,3, 0,5, 1 e 2 mm), respectivamente, e pressões (7, 13, 18 bar). Quy and Kim (2020) propuseram um algoritmo denominado *AE Burst Monitoring* (*ABM*) que busca os *bursts* dos sinais de EA conforme um teorema de detecção e faz um combinação de grupos entre *bursts* vizinhos, possibilitando a extração de informações sobre a localização da anomalia. Tal algoritmo superou métodos convencionais, tais como *CCF*, *CCF* com *Weighted Diagnostic Distortion* (*WDD*), *CCF* com *EMD* e *GCC* com *PHAT*, obtendo erro médio de localização em torno de 2,5%, conforme a distância do sensor. Além destes, uma abordagem que procurava focar nas frequências que trouxessem informações relevantes do vazamento, aplicou um filtro passa-banda com uma faixa de frequência entre 100 kHz e 350 kHz (Nguyen et al., 2023). Ao analisar esses trabalhos mencionados, identificou-se a oportunidade de empregar um sensor alternativo, com custo mais acessível em comparação aos modelos previamente utilizados, além de adotar um sistema de aquisição de dados mais econômico. Essa abordagem destaca uma lacuna nos métodos anteriores, ao priorizar a eficiência financeira sem comprometer a qualidade dos resultados.

4. METODOLOGIA

Foi utilizado como fluído a água num duto de aço carbono com 2 polegadas de diâmetro e 110 metros de comprimento exposto na Figura 2.

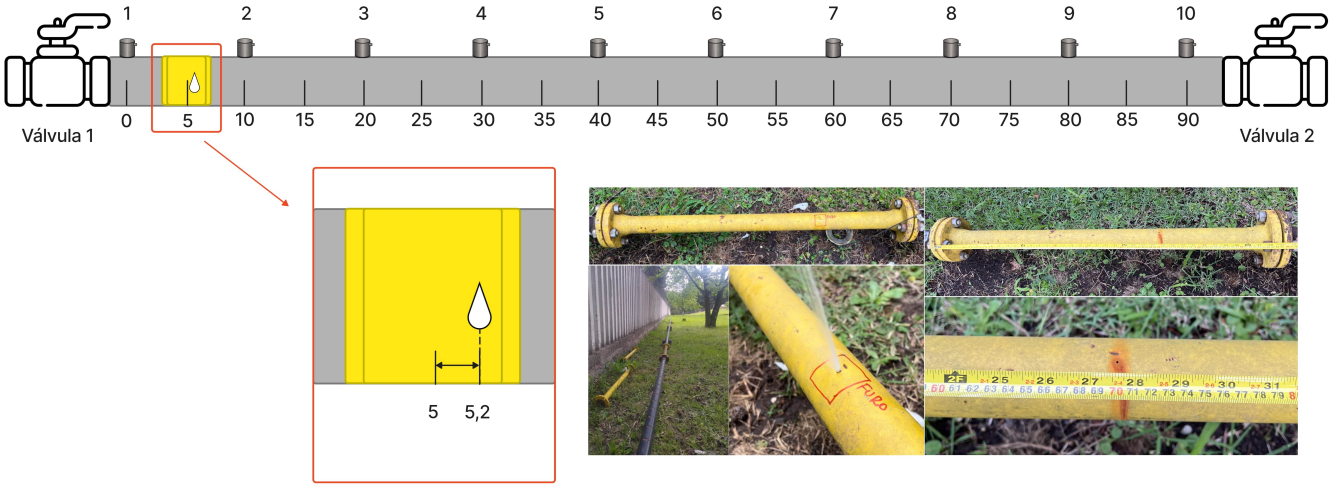

Figura 2. Procedimento Experimental na condição de vazamento, destacando que o vazamento está a 5,2 m do sensor 1.

Foram dispostos 10 sensores GI40 de EA (da fabricante Qingcheng AE Institute), conforme apresentado na Figura 2, sendo utilizados 90 metros do duto, com espalhamento de 10 metros entre os sensores. Os sensores foram acoplados com graxa de silicone de forma não-intrusiva e fitas de fixação. Assim como em Nguyen et al. (2022); Ahmad et al. (2023), foi empregada a quebra do grafite (*Pencil-Lead Break*) para testar a sensibilidade dos sensores. Apenas para tal finalidade, uma *workstation* de EA (DISP) da Physical Acoustics Corporation foi aplicada.

Para a aquisição dos dados foi confeccionada uma PCI para pré-processar os sinais dos sensores de EA comerciais. Para adquirir o sinal proveniente dos sensores foi utilizado um osciloscópio USB Analog Discovery 2 com uma uma taxa de amostragem fixada em 1 MHz ligado a uma Raspberry Pi 4 para armazenar os dados, conforme a Figura 3. Como a capacidade deste osciloscópio é limitada a 2 canais com resolução de 14 bits, a coleta foi realizada com 2 sensores de cada vez.

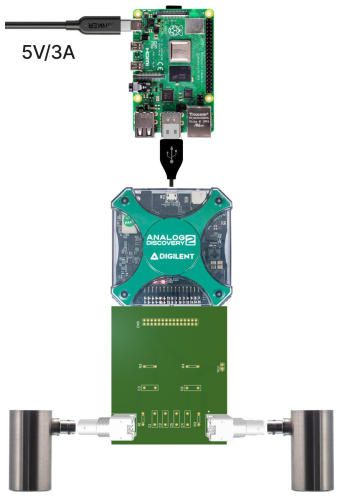

Figura 3. Esquemático do *hardware* utilizado para coleta de dados, com os sensores de EA, a PCB desenvolvida, o osciloscópio USB Analog Discovery 2 e a Raspberry Pi 4.

As coletas foram realizadas durante 10 segundos para cada conjunto de 2 sensores, somente na condição de vazamento. A técnica adotada foi manter um dos canais sempre fixo com um sensor e alterar a entrada do segundo canal, por meio de cabos coaxiais. Assim, numa primeira coleta de 10 s os sensores 1 e 2 eram coletados, na sequência 1 e 3, 1 e 4, e assim por diante até 1 e 10. O propósito de fixar um sensor é viabilizar a análise do vazamento por meio da correlação cruzada, o qual não seria alcançável caso as coletas fossem efetuadas em situações em que o vazamento não estivesse situado entre os dois sensores ou se essas coletas dos dois sensores não fossem realizadas simultaneamente. Para o estado de vazamento, foi utilizado um carretel de 1 m com um furo de 1 mm realizado a 20 cm de seu centro. Nesse estado, ambas as válvulas permaneceram fechadas, havendo pressão apenas no vazamento, uma vez que se a válvula 2 permanecesse aberta poderia haver a caracterização de um vazamento justamente nela.

Para analisar e processar os sinais de vazamento coletados, foi utilizada a linguagem Python. A Figura 4 representa a técnica por *software* para localizar o vazamento. Todos os sinais de vazamento foram submetidos a um filtro passa-faixa de resposta ao impulso finita, com frequências inferior e superior estabelecidas em 15 kHz e 50 kHz, respectivamente. Tais valores foram selecionados considerando a resposta em frequência operacional do sensor utilizado (15-70 kHz), conforme indicado pelo fabricante, e a faixa de operação não abrangida por outro sensor comercial (R15I-AST), utilizado em outros trabalhos (Ahmad et al., 2023; Gao et al., 2022; Rai et al., 2021).

Por conseguinte, foram utilizadas duas abordagens de localização. A primeira emprega os parâmetros temporais *RMS* e *ASL* para encontrar a localização de forma zonal. Há uma indicação de quanto maior é a amplitude do sinal de EA no sensor, mais próximo este está do vazamento. Assim, antecipa-se que a origem do vazamento esteja situada entre os dois sensores que demonstrem as amplitudes mais elevadas, idealmente mais perto do sensor que apresentou a maior amplitude (Filippin et al., 2017). A segunda abordagem é por meio da correlação cruzada entre os sinais dos sensores, caracterizando a localização

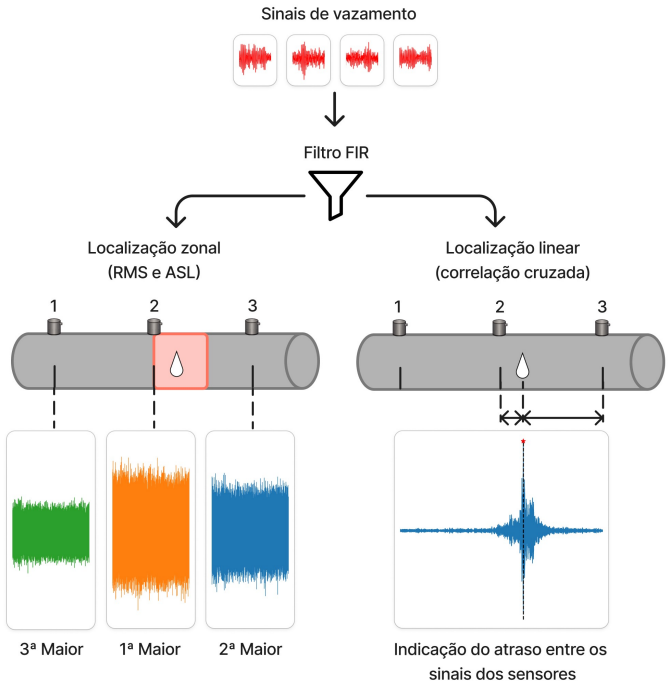

Figura 4. Metodologia adotada para realização das localizações zonal e linear de vazamentos.

linear. Nesse processo, é identificado o maior pico de cada correlação cruzada entre os sinais para aplicar o atraso na Equação 3 e encontrar a localização.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Por meio da filtragem dos sinais, a primeira análise realizada foi em relação à localização zonal. Conforme mencionado, esperou-se uma amplitude maior nos sensores mais próximos ao vazamento. Assim, na Figura 5 todos os sinais de vazamento coletados e já filtrados estão sobrepostos, a fim de demonstrar e verificar a veracidade de tal informação.

Nota-se que o comportamento apresentado na Figura 5 é conforme o previsto, sendo possível perceber que os 2

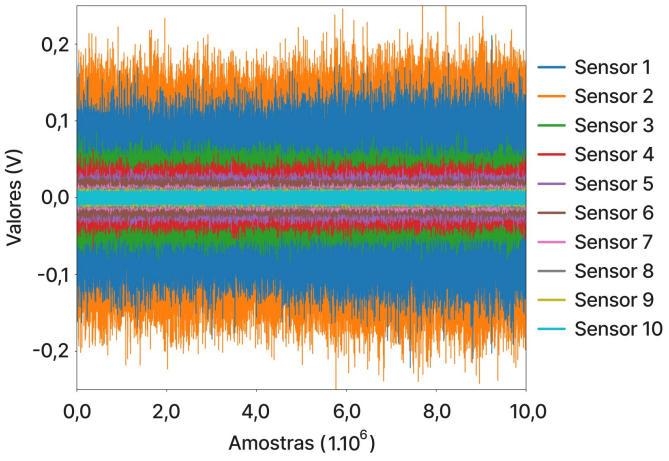

Figura 5. Sinais de vazamento de todos sensores sobrepostos, evidenciando que quanto mais próximo do vazamento, maior deve ser a amplitude do sinal.

sensores mais próximos do vazamento de fato possuem a maior amplitude, e mesmo com uma pequena diferença de 20 cm de maior proximidade ao sensor 2, a técnica indica que o vazamento está mais próximo deste último. Calculando os valores de *RMS* e *ASL* para cada um desses sinais, tem-se para cada ponto da tubulação um valor, conforme a Figura 6. À medida que a distância aumenta, a atenuação se intensifica, evidenciando uma tendência condizente com o comportamento esperado e corroborando a viabilidade efetiva da técnica, demonstrando que a taxa de acerto da localização zonal é de 100%. Cabe destacar que para o sensor 1 foi calculada a média dos seus 9 valores de *RMS* e *ASL*.

Com relação ao ensaio de localização linear, foi empregada a velocidade de propagação do som na água (o fluído circulante na tubulação). Este valor foi considerado como 1480 m/s (Kinsler et al., 2000) para temperatura de 20° C, a qual foi desconsiderada nos experimentos. Em comparação, foi usada a propagação do som no material da tubulação (aço carbono), com valor esperado 5920 m/s para ondas longitudinais Ono and Erhard (2011), sendo que este não apresentou valores coerentes na localização. O uso da velocidade do som na água revelou-se mais eficaz na correlação cruzada para a localização dos vazamentos, aproximando-se consideravelmente do valor esperado de 5,2 metros de distância do sensor 1. Este resultado evidencia que a propagação do som no experimento realizado ocorre predominantemente pelo fluído e não pelo material da tubulação.

Na Figura 7, são apresentados os resultados das correlações cruzadas utilizados para identificar as localizações do vazamento de forma linear. Em cada um, a linha pontilhada em preto representa a diferença de tempo de chegada Δt entre os sinais (calculado considerando a distância de 5,2 m), e os pontos em vermelho indicam o maior pico de cada correlação. Assim, foi construída a Tabela 1 para englobar todas as informações relevantes para interpretação da localização.

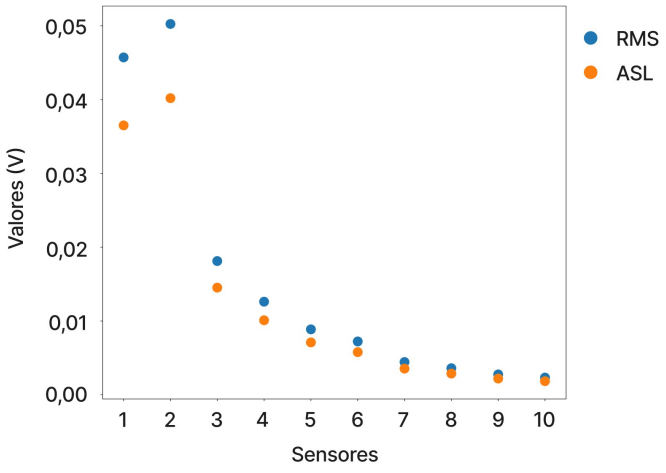

Figura 6. Valores de RMS e ASL para os 10 sensores acoplados na tubulação para utilização da técnica da localização zonal. Os maiores valores obtidos foram entre 1 e 2, representando a localização do vazamento pelo método zonal.

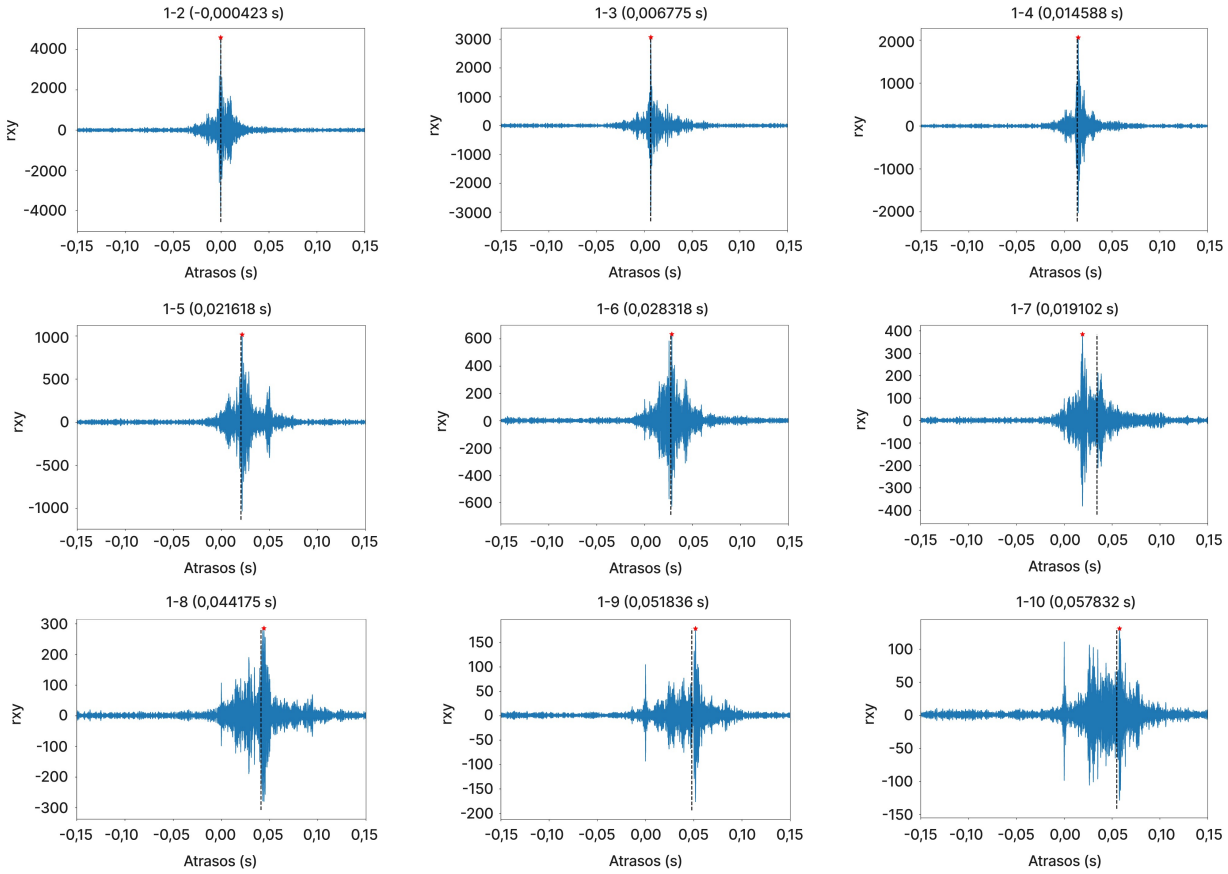

Figura 7. Correlações cruzadas entre cada uma das avaliações dos sensores 1-2, 1-3, 1-4, 1-5, 1-6, 1-7, 1-8, 1-9 e 1-10. A linha pontilhada (em preto) é a diferença de tempo de chegada entre os sinais e a indicação do máximo ponto (em vermelho) significa o maior pico de cada correlação.

Tabela 1. Resultados obtidos pelo método de correlação cruzada para localização linear.

CH1	CH2	d (m)	Δt esperado (s)	Δt obtido (s)	x esperado (m)	x obtido (m)	Erro Absoluto (m)
1	2	10	-0,000270	-0,000423	5,20	5,31	0,11
1	3	20	0,006486	0,006775	5,20	4,99	-0,21
1	4	30	0,013243	0,014588	5,20	4,21	-0,99
1	5	40	0,020000	0,021618	5,20	4,00	-1,20
1	6	50	0,026757	0,028318	5,20	4,04	-1,16
1	7	60	0,033514	0,019102	5,20	15,86	10,66
1	8	70	0,040270	0,044175	5,20	2,31	-2,89
1	9	80	0,047027	0,051836	5,20	1,64	-3,56
1	10	90	0,053784	0,057832	5,20	2,20	-3,00

Ainda na Tabela 1, estão expostos os sensores utilizados para os canais 1 (CH1) e 2 (CH2), os espaçamentos entre sensores em metros (d) e o atraso entre sinais calculado em segundos (Δt esperado). Os atrasos obtidos por meio da correlação cruzada (Δt obtido), a distância real do vazamento até o sensor 1 (x esperado), a distância do vazamento até o sensor 1 calculada a partir do atraso obtido (x) e o Erro Absoluto em metros complementam a Tabela.

Entre os resultados obtidos através da técnica adotada, destaca-se o maior erro no espaçamento de 60 m entre os sensores, com um valor absoluto de 10,66 m. Embora este ponto destoe das demais, essa discrepância pode ser atribuída a algum evento repentino durante os 10 s de coleta de dados, ou a outras questões relacionadas à exposição da tubulação ao ambiente externo, considerando também a alta sensibilidade do sensor de EA. Ao analisar a correlação cruzada dos sensores 1-7, observa-se outro pico próximo à linha pontilhada preta, indicando a presença de um vazamento nessa região. Assim, se forem considerados os dois maiores picos com um intervalo definido, é provável que neste caso o segundo corresponderia ao pico de interesse. Desta maneira, para reduzir o erro, podem ser adotadas algumas medidas. Uma estratégia viável seria realizar quatro coletas de 2,5 s em vez de uma única coleta de 10 s. Ou seja, os eventos repentinos seriam menos propensos a ocorrer em todas as coletas, aumentando a robustez do banco de dados contra esse tipo de erro. No entanto, com base nas demais amostras, é possível considerar esse evento como isolado. Nesse cenário, o maior erro absoluto seria no espaçamento

de 80 metros entre os sensores, totalizando 3,56 m. Por sua vez, o menor erro absoluto foi registrado no menor espaçamento, de 10 m, com 0,11 m de diferença. Como esperado, espaçamentos maiores tendem a introduzir mais ruído ao sinal, refletido em amplitudes próximas de zero nas últimas três correlações. É importante ressaltar que, com exceção do espaçamento de 10 m, as demais estimativas para x ficaram consistentemente abaixo da distância correta de 5,2 m.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por meio deste trabalho, verificou-se a utilização dos dispositivos para localização zonal e linear de vazamentos por EA. A localização zonal demonstrou uma precisão de 100%, confirmando a relação esperada entre a amplitude dos sinais e a proximidade ao vazamento. Além disso, a técnica de correlação cruzada com o uso da velocidade do som na água, produziu resultados consistentes, aproximando-se das distâncias reais dos vazamentos. No contexto de futuras pesquisas, a gama de possíveis aprimoramentos e explorações é vasta. Entre eles, vale destacar a alteração do local do vazamento na tubulação para validar o funcionamento da técnica, aumentar o número de vazamentos, realizar testes com tubulação com recirculação, manipular tanto o diâmetro quanto o material da tubulação e variar o tamanho do furo do vazamento. Além destes, também pode ser realizada a substituição do fluído por gás ou petróleo, o aumento da distância entre os sensores numa tubulação maior (para ultrapassar os 90 m aqui feitos) e a variação da pressão do sistema para que seja possível enriquecer a compreensão do comportamento da técnica de EA em diferentes cenários. Da mesma forma, explorar outros sensores para fins de comparação e validação faz-se necessário. Dentre as limitações metodológicas, é pertinente destacar que a coleta de dados se restringiu ao sinal de vazamento com o fechamento da válvula 2. Ou seja, deve-se realizar testes adicionais para validar a eficácia da técnica em condições de operação normais da tubulação com recirculação.

AGRADECIMENTOS

À instituição Lactec, fica expressa a gratidão pela concessão do espaço e infraestrutura, além do crucial apoio que viabilizou este projeto. Além disso, o agradecimento se estende aos professores da UTFPR. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

Ahmad, Z., Nguyen, T.K., Rai, A., and Kim, J.M. (2023). Industrial fluid pipeline leak detection and localization based on a multiscale mann-whitney test and acoustic emission event tracking. *Mechanical systems and signal processing*, 189, 110067.

Cézar, S.d.O. (2021). *Uso de python e conceitos de internet das coisas aplicados à técnicas vibro-acústicas clássicas para detecção de vazamentos*. Master's thesis, Universidade Estadual Paulista (Unesp).

Empresa de Pesquisa Energética (2023). Matriz energética e elétrica.

Filippin, C., Borba, J., Neto, J., Pires, L., Sirino, L., Ribas, L., and Silvério, V. (2017). Emissão acústica: conceitos e aplicações. *Curitiba, PR: Institutos Lactec*.

Gao, Y., Piltan, F., and Kim, J.M. (2022). A hybrid leak localization approach using acoustic emission for industrial pipelines. *Sensors (Basel, Switzerland)*, 22(10), 3963.

Hu, Z., Tariq, S., and Zayed, T. (2021). A comprehensive review of acoustic based leak localization method in pressurized pipelines. *Mechanical systems and signal processing*, 161, 107994.

Kinsler, L.E., Frey, A.R., Coppens, A.B., and Sanders, J.V. (2000). *Fundamentals of acoustics*. John wiley & sons.

Lang, X., Li, P., Cao, J., Li, Y., and Ren, H. (2018). A small leak localization method for oil pipelines based on information fusion. *IEEE Sensors Journal*, 18(15), 6115–6122.

Lu, H., Iseley, T., Behbahani, S., and Fu, L. (2020). Leakage detection techniques for oil and gas pipelines: State-of-the-art. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 98, 103249.

Lukonge, A.B. and Cao, X. (2020). Leak detection system for long-distance onshore and offshore gas pipeline using acoustic emission technology. a review. *Transactions of the Indian Institute of Metals*, 73(7), 1715–1727.

Ministério de Minas e Energia (2023). Brazilian energy review 2023 edition.

Mostafapour, A. and Davoodi, S. (2013). Leakage locating in underground high pressure gas pipe by acoustic emission method. *Journal of Nondestructive Evaluation*, 32, 113–123.

Nguyen, T.K., Ahmad, Z., and Kim, J.M. (2022). Leak localization on cylinder tank bottom using acoustic emission. *Sensors*, 23(1), 27.

Nguyen, T.K., Ahmad, Z., and Kim, J.M. (2023). Leak state detection and size identification for fluid pipelines with a novel acoustic emission intensity index and random forest. *Sensors*, 23(22), 9087.

Ono, K. and Erhard, A. (2011). *Nondestructive Testing, 3. Ultrasonics*. Wiley-VCH.

Petrobrás (2024). Logistics: we cross borders and horizons.

Quy, T.B. and Kim, J.M. (2020). Leak localization in industrial-fluid pipelines based on acoustic emission burst monitoring. *Measurement : journal of the International Measurement Confederation*, 151, 107150.

Rai, A., Ahmad, Z., Hasan, M.J., and Kim, J.M. (2021). A novel pipeline leak detection technique based on acoustic emission features and two-sample kolmogorov-smirnov test. *Sensors (Basel, Switzerland)*, 21(24), 8247.

Ullah, N., Ahmed, Z., and Kim, J.M. (2023). Pipeline leakage detection using acoustic emission and machine learning algorithms. *Sensors (Basel, Switzerland)*, 23(6), 3226.

Xu, C., Du, S., Gong, P., Li, Z., Chen, G., and Song, G. (2020). An improved method for pipeline leakage localization with a single sensor based on modal acoustic emission and empirical mode decomposition with hilbert transform. *IEEE Sensors Journal*, 20(10), 5480–5491.

Xu, C., Gong, P., Xie, J., Shi, H., Chen, G., and Song, G. (2016). An acoustic emission based multi-level approach to buried gas pipeline leakage localization. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 44, 397–404.