



INSTITUTO FEDERAL DA BAHIA
CAMPUS SALVADOR

ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DO USO DA INSPEÇÃO POR *PEC* NA
IDENTIFICAÇÃO DE PERDA DE ESPESSURA EM TUBOS DE CALDEIRAS

Fábio Moreira Lima

Salvador

2022

ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DO USO DA INSPEÇÃO POR *PEC* NA
IDENTIFICAÇÃO DE PERDA DE ESPESSURA EM TUBOS DE CALDEIRAS

Fábio Moreira Lima

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* –
Mestrado Profissional em Engenharia de
Materiais (PPGEM) – do Instituto Federal da
Bahia, como parte dos requisitos necessários
à obtenção do título de Mestre em Engenharia
de Materiais.

Orientadora: Profa., Dra. Cláudia T. T. Farias.

Coorientador: Prof., Dr. Ivan Costa da Silva.

Salvador

Outubro de 2022

Biblioteca Raul V. Seixas – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia - IFBA - Salvador/BA.

L732a Lima, Fábio Moreira.

Análise da viabilidade técnica do uso da inspeção por PEC na identificação de perda de espessura em tubos de caldeiras / Fábio Moreira Lima. Salvador, 2022.

78 f. ; 30 cm.

Dissertação (Mestrado Profissional em Engenharia de Materiais - PPGEM) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Cláudia T. T. Farias.

Coorientador: Prof. Dr. Ivan Costa da Silva.

1. Correntes parasitas. 2. Corrosão 3. Confiabilidade. I. Farias, Cláudia T. T, II. Silva, Ivan Costa da. III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia. IV. Título.

CDU 2 ed. 620.193

**INSTITUTO FEDERAL DA BAHIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA, PÓS-GRADUAÇÃO E INOVAÇÃO**

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MATERIAIS - PPGEM

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DO USO DA INSPEÇÃO POR PEC NA
IDENTIFICAÇÃO DE PERDA DE ESPESSURA EM TUBOS DE CALDEIRAS**

Fábio Moreira Lima

Produto (s) Gerado (s): **Relatório Técnico**

Orientadora: Profa Dra. Cláudia Teresa Teles Farias

Coorientador: Prof. Dr. Ivan Costa da Silva

Banca examinadora:

DocuSigned by:



61776EA1D571408
Profa Dra. Cláudia Teresa Teles Farias

Orientadora – Instituto Federal da Bahia (IFBA)

Prof. Dr. Ivan Costa da Silva

Coorientador – Instituto Federal da Bahia (IFBA)

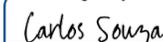
DocuSigned by:



4CB7D9E620B045F
Prof. Dr. Carlos Augusto de Souza

Membro Externo - Transpetro

DocuSigned by:



8F80F8006F347
Prof. Dr. Carlos Otávio Damas Martins

Membro Externo - Universidade Federal de Sergipe (UFS)

DocuSigned by:



8CDDA88D71440
Prof. Dr. Fábio Franco Rêgo

Membro Interno – Instituto Federal da Bahia (IFBA)

Resumo da qualificação da pesquisa apresentada ao IFBA como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Materiais.

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado pela banca examinadora em 24/10//2022

ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DO USO DA INSPEÇÃO POR *PEC* NA IDENTIFICAÇÃO DE PERDA DE ESPESSURA EM TUBOS DE CALDEIRAS

Fábio Moreira Lima

Outubro/2022

Orientador: Profa., Dra. Cláudia T. T. Farias.

Coorientador: Prof., Dr. Ivan Costa da Silva.

Programa: Engenharia de Materiais

A inspeção por *PEC* é uma técnica multifrequencial de correntes parasitas que é utilizada em diversas aplicações. Essa técnica mede a variação no campo eletromagnético provocado por correntes parasitas induzidas no metal, relacionando o sinal obtido, com variação da propriedade desejada. Este estudo aplica essa técnica de inspeção na avaliação da perda localizada de espessura, em tubos de caldeiras, buscando utilizar as características vantajosas desta técnica, quanto à rapidez para a realização do ensaio e facilidade de interpretação dos sinais obtidos, para assim elevar a confiabilidade operacional do equipamento inspecionado. Ensaio por correntes parasitas pulsadas foram realizados em corpos de provas retirados de caldeiras que apresentaram perda de espessura localizada devido à corrosão sob depósito e em um corpo de prova que possuía rebaxos usinados que simulavam perdas de espessura. Como forma avaliar a efetividade do emprego das correntes parasitas pulsadas na identificação das regiões corroídas, foram realizadas medições de espessura utilizando um equipamento de medição de espessura que funciona com princípio ultrassônico. Este trabalho de pesquisa demonstrou que, de forma qualitativa, todas as regiões que apresentavam espessuras com valores abaixo de um limite pré-estabelecido foram identificadas, concluindo-se que a técnica de inspeção por *PEC* pode ser utilizada na avaliação de componentes de equipamentos que apresentem perdas de espessura localizadas.

Abstract of the research qualification submitted to the IFBA as part of the requirements for obtaining a Master's degree in Materials Engineering.

ANALYSIS OF THE TECHNICAL FEASIBILITY OF THE USE OF *PEC*
INSPECTION IN THE DETECTION OF THICKNESS LOSS IN BOILER TUBES

Fábio Moreira Lima

Outubro/2022

Advisors: Profa., Dra. Cláudia T. T. Farias.

Co-advisor: Prof., Dr. Ivan Costa da Silva.

Department: Materials Engineering

The PEC inspection is a multifrequency eddy current technique that is used in several applications. This technique measures the variation in the electromagnetic field caused by eddy currents induced in the metal, relating the signal obtained with the variation of the desired property. This study applies PEC inspection technique in the evaluation of localized tubing wall losses, in boiler tubes, seeking to use the advantageous characteristics of this technique, regarding the speed to perform the test and ease of interpretation of the signals obtained, to increase operational equipment reliability. Pulsed eddy current tests were performed on specimens taken from boilers that showed a localized corrosive process due to under-deposit corrosion and on a specimen that had machined recesses that simulated thickness losses. As a way of evaluating the effectiveness of the use of pulsed eddy currents in the identification of corroded regions, were carried out using thickness measurements by ultrasonic inspection. This work showed that, in a qualitative way, all regions that presented thicknesses with values below a pre-established limit were identified, concluding that the PEC inspection technique can be used in the evaluation of equipment components that present localized wall losses.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ASME	American Society of Mechanical Engineers
BPVC	Boiler & Pressure Vessel Code
CLT	Consolidação das Leis Trabalhistas
CP	Correntes Parasitas
EMAT	Electro Magnetic Acoustic Transducer
END	Ensaio Não Destrutivo
FEM	Força Eletromotriz
IV	Inspeção Visual
LOI	Lift-off point of Intersect
ME	Medição de Espessura
MFL	Magnetic Flux Leakage
NR-13	Norma Regulamentadora 13
PEC	Pulsed Eddy Current
TOFD	Time of Flight Diffraction
US	Ultrassom

LISTA DE SÍMBOLOS

h_i	Coeficiente de troca térmica convectiva individual
U_0	Coeficiente global de troca térmica
Q	Fluxo de calor
A_0	Área inicial
Bs	Campo magnético perpendicular
Bd	Campo magnético gerado
B	Campo magnético
μ_0	Permeabilidade magnética no espaço livre
r	Distância entre a partícula e o ponto
\hat{r}	Vetor unitário que aponto para o ponto P
P	Identificação do ponto
I	Corrente elétrica
N	Número de espiras
\vec{v}	Velocidade
M	Imã
B_i	Campo magnético
C	Carga
V	Velocidade do condutor
H_p	Campo magnético primário
H_s	Campo magnético secundário

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	16
1.1.1	Objetivo Geral.....	16
1.1.2	Objetivos Específicos	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	CALDEIRAS.....	18
2.2	MECANISMOS DE DANOS EM CALDEIRAS	19
2.3	ANÁLISE DE INTEGRIDADE EM CALDEIRAS	26
2.3.1	Técnicas Ultrassônicas.....	27
2.3.2	Técnicas por Fluxo Magnético.....	29
2.4	TÉCNICAS DE INSPEÇÃO POR CORRENTES PARASITAS	30
2.4.1	Fatores que influenciam as correntes parasitas.....	31
2.4.2	Princípio de Inspeção da Técnica por <i>PEC</i>	33
2.4.1	Utilização de Ensaio por <i>PEC</i> na Avaliação de Descontinuidades.....	36
3	MÉTODOLOGIA EXPERIMENTAL	43
3.1	MATERIAIS.....	43
3.2	METODOLOGIA UTILIZADA NOS ENSAIOS	46
3.2.1	Ensaio de medição de espessura	46
3.2.2	Ensaio por correntes parasitas pulsadas	46
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	48
4.1	ENSAIOS DE MEDIÇÃO DE ESPESSURA E <i>PEC</i>	48
4.1.1	Corpo de prova CP1	49
4.1.2	Corpo de prova CP2	52
4.1.3	Corpo de prova CP3	54
4.1.4	Corpo de prova CP4	56
4.1.5	Corpo de prova CP5	57

5	CONCLUSÕES.....	59
6	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	61
	REFERÊNCIAS.....	62
	APÊNDICE A – CORPOS DE PROVA	67
	APÊNDICE B – SINAS OBTIDOS NOS ENSAIOS POR <i>PEC</i>.....	73

1 INTRODUÇÃO

Caldeiras são equipamentos que tem a finalidade de promover a geração de vapor através da transferência de calor entre uma fonte de energia e a água (IBP, 2020). Em sua configuração mais usual, uma caldeira é construída como um vaso de pressão fechado, possuindo diversos componentes, os quais possuem a função principal de otimizar a troca térmica entre a fonte de energia que fornece o calor e a água empregada na geração do vapor. (LINDSLEY, 2000).

Desde que foi empregada em larga escala nas indústrias e ferrovias, muitos acidentes ocorreram com caldeiras. No ano de 1880, 170 destes equipamentos explodiram nos Estados Unidos, matando 259 pessoas e ferindo 555 (SCIENTIFIC AMERICAN, 2020). Como forma de diminuir a ocorrência dos acidentes no início do século passado, a ASME (*American Society of Mechanical Engineers*), publica em 1915 o seu primeiro código: *BPVC (Boiler & Pressure Vessel Code)* (ASME, 2020). No Brasil, em uma busca pela redução dos acidentes envolvendo caldeiras, no ano de 1978 foi editada a Norma Regulamentadora 13 da Segurança e da Medicina do Trabalho (NR-13), que tinha o objetivo de regulamentar os artigos 187 e 188 da CLT (Consolidação das Leis Trabalhistas). A função principal desta norma é regulamentar os requisitos mínimos referentes aspectos ligados a segurança de caldeiras, vasos e tubulações interligadas a estes equipamentos, diminuindo assim o risco da ocorrência de acidentes (SECRETARIA DO TRABALHO, 2022).

Os mecanismos de danos atuantes nas superfícies em contato com a água ou com o vapor, no caso de caldeiras aquatubulares, dependem da água de alimentação, da eficiência do seu tratamento, do teor de oxigênio, do teor de gases dissolvidos e do pH (LINDSLEY, 2000). A NR-13 estabelece critérios e frequências para a realização de inspeção em caldeiras, devendo estas inspeções serem realizadas seguindo orientações contidas no corpo desta norma. Algumas técnicas de inspeção podem ser empregadas na avaliação da integridade de tubos de troca térmica das paredes de caldeiras, no entanto, poucas delas são capazes de avaliar a perda de espessura em tubos que não possuem acesso ao seu interior (IBP, 2020). A medição de espessura por ultrassom é o ensaio mais empregado para a estimativa da vida remanescente dos tubos de caldeira que não possuem acesso ao seu interior, esse ensaio utiliza o tempo decorrido entre a emissão da onda ultrassônica pelo transdutor e o retorno da sua reflexão na parede oposta do corpo medido (ANDREUCCI, 2014). Das técnicas de inspeção aplicáveis, a varredura utilizando o

ultrassom é a mais empregada, no entanto, uma técnica que permita a realização de inspeção em grandes painéis de troca térmica e que mantenha uma rápida execução de ensaio, apresentaria vantagem significativa sobre as demais técnicas aplicáveis.

Nesta pesquisa, a técnica não destrutiva por correntes parasitas pulsadas (*PEC* – do inglês *Pulsed Eddy Current*) foi utilizada na inspeção de tubos de caldeiras para detecção de perda de espessura localizada provocada por corrosão sob depósitos, permitindo assim aumentar a confiabilidade operacional destes equipamentos. Este estudo demonstrou a efetividade da aplicação da técnica na identificação de regiões com perda de espessura, ao se aplicar a técnica em corpos de provas obtidos de tubos de caldeiras que sofreram corrosão sob depósito.

Esse trabalho de pesquisa está estruturado em seis capítulos. O primeiro capítulo contém um texto introdutório, o objetivo geral e os objetivos específicos. No segundo capítulo é feita uma revisão bibliográfica. Inicialmente é apresentada a forma constitutiva de caldeiras aquatubulares e seus principais componentes. Posteriormente, ainda neste capítulo, são descritos os ensaios mais utilizados na inspeção de caldeiras, com um maior detalhamento na teoria que fundamenta o ensaio por correntes parasitas pulsadas. No terceiro capítulo é apresentada a metodologia utilizada neste trabalho. No quarto capítulo são descritos os resultados obtidos. No quinto capítulo estão as conclusões da pesquisa realizada. No sexto capítulo estão as recomendações para trabalhos futuros.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Avaliar a aplicabilidade da técnica de inspeção por *PEC* na identificação de perdas de espessura, com forma localizada, internas a tubos de caldeiras, utilizando a técnica de medição de espessura por ultrassom como referencial para a obtenção do perfil de espessura ao longo dos corpos de prova.

1.1.2 Objetivos Específicos

Esta pesquisa teve como objetivos específicos:

- Avaliar a detectabilidade da técnica por *PEC* na identificação das regiões com perda de espessura nos corpos de prova;

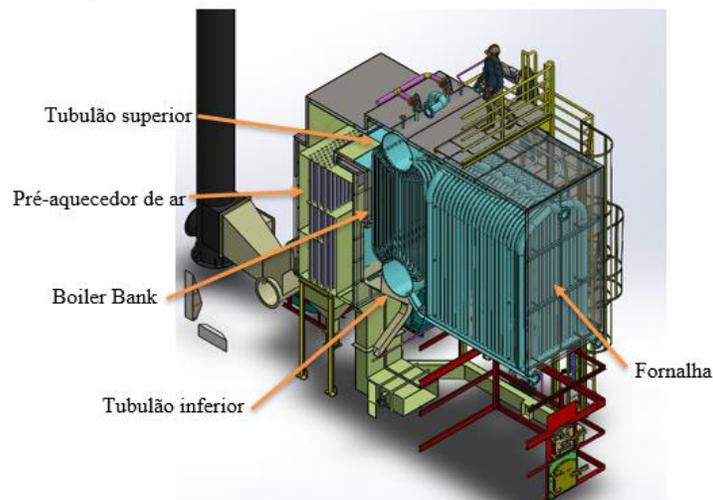
- Comparar a capacidade de detectar perdas de espessura entre a técnica de medição de espessura por ultrassom e pelo ensaio por *PEC*.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CALDEIRAS

As caldeiras podem ser basicamente classificadas em dois grupos, conforme o posicionamento relativo entre a água e os gases de combustão. No primeiro grupo estão as caldeiras flamotubulares, nas quais os gases da combustão passam por dentro dos tubos. O segundo grupo de caldeiras corresponde às aquatubulares, que são equipamentos onde a água e o vapor circulam pela superfície interna dos tubos, enquanto o fogo e os gases quentes estão presentes na superfície externa. Equipamentos como estes são utilizadas preferencialmente em grandes complexos industriais, já que necessitam de água com tratamento muito apurado, são complexos de serem operados e não permitem paradas frequentes. Este tipo de caldeira é projetado para produzir vapor com pressão bastante elevada (entre 20 e 400kgf/cm²) e com vazões muito altas (entre 10 e 1800t/h). O vapor produzido pode ser saturado, mas geralmente é superaquecido, podendo superar temperaturas de 600°C. Os principais componentes de uma caldeira aquatubular estão descritos na Figura 2.1. A fornalha é a local da caldeira onde ocorre a queima do combustível, sendo que nesta região existe troca térmica pelos três modos possíveis: radiação, convecção, condução. Painéis construídos com tubos formam as paredes d'água, os quais constituem a fornalha. Os tubos das caldeiras são geralmente fabricados em aço-carbono com diâmetro entre 50 e 75mm, podendo, dependendo do tamanho da caldeira, haver milhares de tubos em cada equipamento. A função dos tubos é conduzir a água e o vapor, assim como fazer a troca térmica. Quando ligados aos tubulões, estes componentes são geralmente mandrilados. Os tubos que compõem a fornalha são unidos entre si por aletas cuja função é bloquear a passagem dos gases de combustão. (SCHWEIKART, 2003; IBP, 2020).

Figura 2.1 – Montagem Típica de uma Caldeira Aquatubular.



Fonte: Adaptado de AC Business (2022).

2.2 MECANISMOS DE DANOS EM CALDEIRAS

Caldeiras são equipamentos geradores de vapor que estão sujeitos a uma ampla variedade de modos de falhas. O mecanismo de dano mais comum é a corrosão, que pode estar associada ou não a processos mecânicos e ambientais. (MAYER, 1990). Podem ocorrer diversos mecanismos de danos que levem à perda de espessura interna a tubos de caldeiras. Alguns dos tipos mais comuns de corrosão que ocorrem pelo lado da água incluem corrosão cáustica, corrosão ácida, pitting devido à presença de oxigênio, corrosão localizada e corrosão sob tensão. A corrosão cáustica, ou goivagem cáustica, pode ocorrer a partir da deposição de produtos de corrosão da água de alimentação nos quais o hidróxido de sódio pode se concentrar em altos níveis de pH. Nesses níveis elevados de pH, a camada protetora de óxido do aço é solúvel e pode ocorrer rápida corrosão. Depósitos normalmente ocorrem onde o fluxo de água é perturbado ou em áreas com elevado fluxo de calor. Quando a espessura do depósito é grande o suficiente para concentrar localmente a soda cáustica, pode ocorrer corrosão severa resultando em afinamento irregular ou goivagem da parede do tubo. Danos por hidrogênio podem ocorrer se a caldeira for operada com água de baixo pH. Isso pode ser causado pela entrada de produtos químicos ácidos da instalação de tratamento de água, um vazamento em um condensador de água de resfriamento salino, contaminação da limpeza química ou outros fatores que podem reduzir o pH da água de alimentação da caldeira para menos de sete. O controle rigoroso sobre a química da água da caldeira e as práticas de

monitoramento são fatores importantes na prevenção de danos causados pelo hidrogênio. As falhas do tubo da caldeira causadas por pitting ou corrosão localizada geralmente resultam do ataque de oxigênio no lado interno do tubo da caldeira. A corrosão por pites da tubulação do economizador normalmente resulta do controle inadequado do oxigênio da água de alimentação da caldeira. Embora a corrosão sob tensão esteja geralmente associada a caldeiras nas quais tubos austeníticos são usados para tubos de superaquecedores e rea aquecedores, falhas podem ocorrer em tubos ferríticos onde o dessuperaquecedor introduz altos níveis de concentração cáustica. Um fator significativo na intensidade da corrosão do lado da água é a quantidade de produto de corrosão depositado. Depósitos restringem a transferência de calor e levam ao superaquecimento local, o que pode causar concentração de contaminantes e elementos que provocam corrosão. Dependendo de quais contaminantes estão presentes na água de alimentação durante um período de desequilíbrio químico, diferentes locais de deposição, taxas e efeitos serão experimentados (API 573, 2021).

Muitos tipos diferentes de processos de tratamento externo estão disponíveis para lidar com contaminantes típicos da água de reposição, como sólidos dissolvidos indesejáveis, partículas coloidais ou gases não condensáveis. Se, em alguma caldeira, os processos de tratamento instalados forem inadequados ou se persistirem problemas operacionais, danos a integridade física do equipamento certamente ocorrerão. A extensão dos danos desenvolvidos e os custos associados para correção provavelmente serão graves se o problema do tratamento externo não for corrigido na origem. Em quase todos os casos, o tratamento químico interno não pode compensar total e economicamente a falta de pré-tratamento. Quando ocorrem problemas de contaminação de água após a sua saída da caldeira, estes problemas, na maioria das vezes, podem ser rastreados até a capacidade inadequada do tratamento inicial da água. Isso não significa que o sistema de tratamento esteja necessariamente contaminado de alguma forma, mas sim que o tipo ou capacidade de pré-tratamento mais adequado ou necessário (como um descalcificador de água, planta de descalcificação ou desaerador) provavelmente não foi instalado (SCHWEIKART, 2003).

A causa inicial de muitos problemas com a água de caldeira é a presença de vários sólidos, gases e outras impurezas. Essas impurezas podem produzir incrustações, levando à corrosão e a outros problemas operacionais. A corrosão pode ocorrer em qualquer lugar dentro do circuito de vapor-água, resultando em perda de metal e possível

falha do equipamento. Caso a caldeira não seja operada corretamente ou se a química da água não for mantida dentro dos parâmetros de controle, o vapor gerado pode conter contaminantes em um processo de causa e efeito que, em última análise, afeta a utilização do vapor, reduzindo a qualidade em várias áreas e aumentando custos de combustível, fabricação ou manutenção (PANIGRAHI, 2015).

A água bruta utilizada para o enchimento inicial e para a alimentação de reposição pode conter substâncias orgânicas dissolvidas ou emulsionadas; substâncias orgânicas e inorgânicas em suspensão; sólidos inorgânicos dissolvidos; oxigênio dissolvido, nitrogênio e dióxido de carbono. Além disso, processos industriais envolvem produtos químicos orgânicos e inorgânicos que podem vazar em um sistema de vapor e contaminar o condensado. A presença de contaminantes na água bruta ou no condensado podem formar incrustações ou filmes nos tubos aquecidos da caldeira, o que provocará a diminuição da transferência térmica nos tubos. Certas substâncias dissolvidas, especialmente oxigênio, dióxido de carbono, íons cloreto e íons hidróxido, podem causar corrosão ou falhas por corrosão sob tensão (FRENCH, 2002).

Depósitos podem ocorrer em qualquer lugar em que água ou vapor estejam presentes em uma caldeira. Os tubos de parede e do *screen* são geralmente os mais sujos, no entanto, os tubos do teto e do piso também podem apresentar depósitos. Os superaquecedores e reaquadadores frequentemente contêm depósitos formados por particulados que se desenvolvem em outros lugares e são transportados para os sistemas pela água de caldeira (KHAVANOV, 2017).

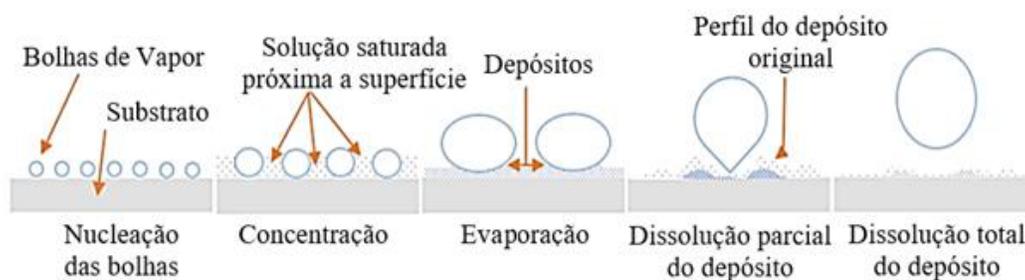
A orientação do tubo pode influenciar a localização e a quantidade da deposição. Devido ao fluxo de vapor, a deposição é muitas vezes mais intensa nas partes superiores dos tubos horizontais e inclinados. Além disso, geralmente, essa deposição ocorre imediatamente a jusante do passe de raiz da solda circunferencial, devido a perturbação no fluxo provocado por sua geometria. As regiões mais susceptíveis à deposição se concentram nas regiões mais quentes dos tubos do gerador de vapor, principalmente as extremidades inferiores dos tubos da parede frontal das caldeiras que usam queimadores. É provável que material particulado grosso seja encontrado em trechos horizontais e onde a velocidade do fluxo é pequena. Óxidos formados como resultado de concentrações elevadas de oxigênio antes ou dentro do economizador podem ser movidos e depositados no economizador. A maioria dos economizadores é projetada para operar sem produzir

vapor, onde os depósitos, devido a presença de particulados na água, geralmente entram no economizador através de fontes como o condensado de retorno (LINDSLEY, 2000).

O termo depósitos refere-se a materiais que se originam em outros lugares e são transportados para o local de deposição. Produtos de corrosão que se formam no local não podem ser definidos como depósitos, embora produtos de corrosão formados em outro lugar e então se depositam o sejam. Óxidos formados a partir da corrosão do metal de caldeira não são depósitos, a menos que tenham sido movidos de seus locais de origem. Essa distinção é fundamental. Os depósitos de caldeiras vêm de quatro fontes: minerais vindos da água, produtos químicos do tratamento, produtos de corrosão e contaminantes. Depósitos dessas fontes podem interagir para aumentar as taxas de deposição, produzir uma camada mais tenaz e servir como sítios de nucleação para a formação de depósitos (SCHWEIKART, 2003).

Um processo de deposição envolve a concentração de espécies solúveis e insolúveis em um filme fino que margeia a superfície do metal durante a formação de bolhas de vapor. O material segrega na interface vapor/água, move-se ao longo da interface e é depositado na base da bolha à medida que a bolha cresce, ver a sequência desses eventos representados na Figura 2.2 Outros mecanismos de depósito envolvem a precipitação na solução e a sedimentação de grandes partículas. A inversão da solubilidade com a temperatura leva à deposição onde a transferência de calor é grande (PORT; HERRO, 2003).

Figura 2.2 - Cinco passos para a formação de depósito.



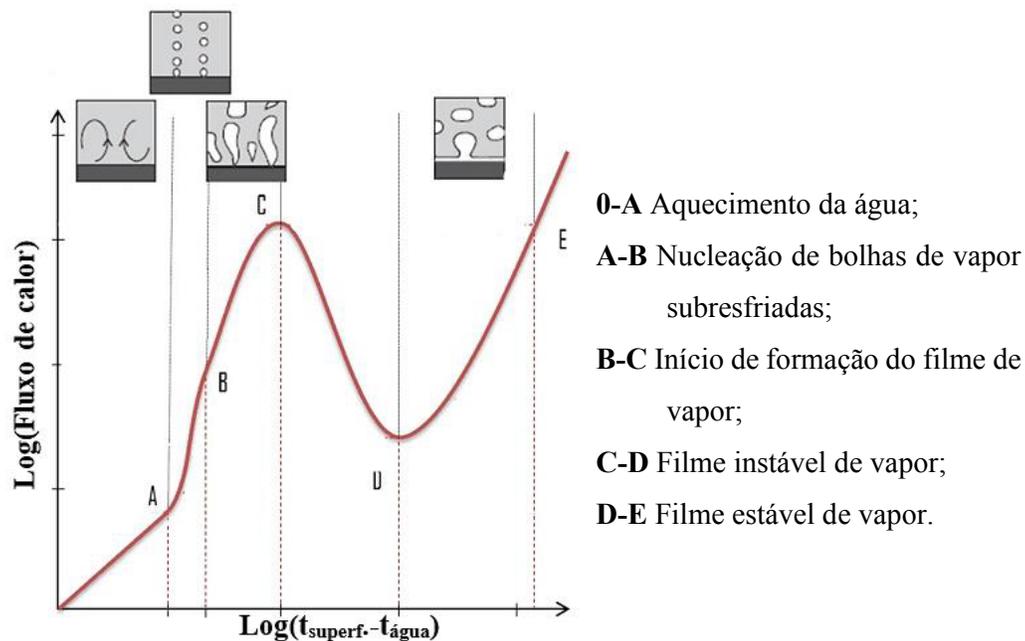
Fonte: PORT; HERRO (2003)

A tendência da formação de depósitos está relacionada com a transferência localizada de calor, a turbulência da água e a composição química da água na parede do tubo ou perto dela. Quando uma bolha de vapor se desprende da parede do tubo, os depósitos são lavados com água. A taxa na qual o depósito se acumula depende da taxa

de formação de bolhas e da solubilidade efetiva do depósito. Em casos de alta transferência de calor, um filme de vapor estável pode se formar e causar concentração de material solúvel na água, ver Figura 2.3 (PORT; HERRO, 2003).

Os depósitos no filme de vapor não se dissolvem novamente, porque a superfície não pode ser lavada enquanto estiver coberta com vapor. A cobertura de vapor também resulta de irregularidades na superfície, que perturbam o fluxo de água. A jusante dessas irregularidades, formam-se áreas de baixa pressão, favorecendo o acúmulo de vapor e, conseqüentemente, a formação de depósitos (DOOLEY; CHANG, 2000).

Figura 2.3 – Variação do fluxo de calor com o diferencial de temperatura entre a parede do tubo e a água.



Fonte: Adaptado de Connor (2019).

A taxa na qual os depósitos se formam nas superfícies de transferência de calor é controlada principalmente pela solubilidade e tenacidade física do depósito e pela quantidade de lavagem de água que ocorre onde o vapor é gerado. Solubilidade, tenacidade e lavagem com água, por sua vez, dependem de outros fatores como concentração de sólidos dissolvidos, temperatura de formação, morfologia de aglomeração e turbulência. No entanto, o fator pré-requisito mais significativo para a formação de depósitos é geralmente a formação de vapor. De fato, depósitos podem se formar mesmo quando a produção de vapor é baixa. Enquanto a nucleação da ebulição

estiver ocorrendo, a transferência de calor é controlada pelas condutividades térmicas da parede do tubo e do depósito e pela temperatura do lado do gás. Sais com solubilidade inversa com relação a temperatura depositam-se facilmente nas superfícies de transferência de calor. Por exemplo, sulfato de cálcio e fosfato de cálcio depositam-se preferencialmente em áreas quentes à medida que as temperaturas aumentam. Eventualmente, ocorre a formação de cobertura de vapor e essa evaporação até a secura causa a concentração de espécies com solubilidade direta com relação a temperatura. Frequentemente, os depósitos dos materiais mais insolúveis são encontrados em tubos resfriados a água com a maior transferência de calor, como tubos de *screen*. Quando a evaporação à secura ocorre, depósitos solúveis e insolúveis são geralmente encontrados juntos (PORT; HERRO, 2003).

Mesmo uma quantidade relativamente pequena de depósito pode fazer com que a temperatura da parede aumente consideravelmente. À medida que a temperatura da parede aumenta, a tendência a completa cobertura da superfície do tubo pelo vapor aumenta. A cobertura total pelo vapor diminui o fluxo de calor, potencialmente causando superaquecimento e ruptura. A qualidade da água também tem uma influência significativa na deposição. Os efeitos isolantes dos depósitos tornam-se menos toleráveis à medida que as pressões aumentam, porque o superaquecimento é mais provável. Em algumas caldeiras, camadas porosas de magnetita de até 11mg/cm^2 não produzem prejuízo significativo na transferência de calor. Tubos de caldeira moderadamente sujos contêm 15 a 40mg/cm^2 de depósitos e os tubos da caldeira contendo mais de 40mg/cm^2 são considerados muito sujos. A transferência de calor é severamente reduzida quando a quantidade de depósitos se torna excessiva. A operação prolongada acima das cargas máximas de depósito pode produzir falhas graves de corrosão e superaquecimento. No entanto, o peso dos depósitos por si só nem sempre indica com precisão a tendência de superaquecimento. A composição e a morfologia do depósito também influenciam a transferência de calor (DOOLEY; CHANG, 2000).

Produtos químicos de tratamento de caldeiras, composição da água de alimentação e aporte de calor afetam a deposição. A desmineralização e o polimento do condensado são outras práticas de tratamento de água comumente usadas. Isso significa que os depósitos provavelmente contêm apenas óxido de ferro produzido pela corrosão das superfícies internas e possivelmente cobre, níquel ou outros metais e contaminantes; geralmente nenhum produto químico de tratamento de água ou seus produtos de reação

serão encontrados. Em pressões mais baixas, uma variedade de elementos pode ocorrer (MAYER, 1990).

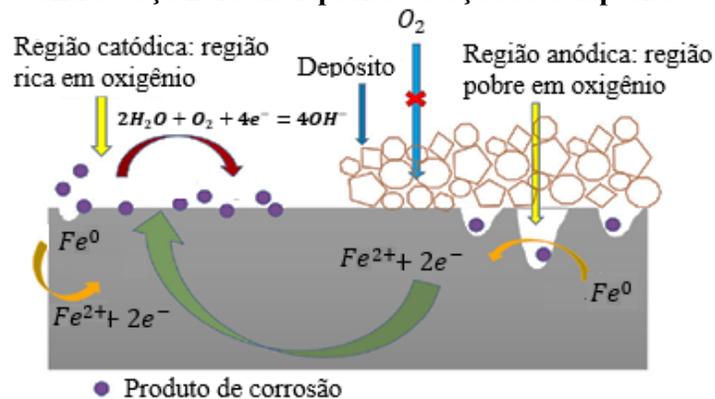
Muitas vezes contaminantes ou íons dissolvidos estão presentes na água de caldeira. Podendo estas partículas virem de produtos de corrosão ou de incrustações de sais inorgânicos, como CaCO_3 . Essas partículas sólidas podem causar corrosão localizada grave, como alvéolos formados sob os depósitos. Geralmente a corrosão sob depósito causa perda de espessura localizada e com severa intensidade, podendo levar a perfuração do tubo (XIONG, 2020). A diferença de potencial de corrosão, provocada pela pilha de concentração diferencial, formada entre a área coberta pelo depósito e a área nua, acelera a corrosão localizada da região coberta pelo depósito (CARNEVAL, 2021).

As principais semirreações de corrosão desenvolvidas na corrosão sob depósito em tubos de caldeira, considerando que a água de caldeira é uma solução levemente básica, são a redução, que ocorre conforme a equação de semirreação de redução mostrada na Equação 2.1, e a oxidação, que ocorre conforme a equação de semirreação Equação 2.2 (ROBERGE, 2008).



Ao se depositar uma camada permeável de material sobre a superfície do tubo da caldeira, devido ao surgimento de uma célula de corrosão por concentração diferencial, formada entre as regiões sob o depósito e a região adjacente ao depósito, ocorre a corrosão do metal, conforme modelo apresentado na Figura 2.4 (MARCUS, 2011).

Figura 2.4 – Modelo que ilustra o efeito da variação da concentração de oxigênio entre o aço livre de depósito e o aço sob o depósito.



Fonte: (ROBERGE, 2008)

2.3 ANÁLISE DE INTEGRIDADE EM CALDEIRAS

Os programas de inspeção de caldeiras evoluíram, de inspeção durante paradas de manutenção, para programas de gerenciamento de integridade baseados em risco, abrangendo monitoramento da vida útil de tubos e demais componentes, com inspeções cada vez mais detalhadas e diversificadas durante as oportunidades de manutenção. As falhas de tubos resultam da deterioração progressiva provocada por uma variedade de mecanismos. Portanto, é preciso entender os mecanismos de danos ativos e potenciais em um determinada caldeira para que seja desenvolvida uma estratégia apropriada de inspeção e monitoramento, a fim de evitar que eles causem uma falha. A confiabilidade do tubo não requer apenas uma compreensão dos mecanismos pelos quais os tubos podem falhar, mas também requer dados sobre como o histórico operacional anterior afetou a vida útil do tubo, previsões da taxa de deterioração, como as operações futuras podem afetar a vida útil do tubo e monitoramento das operações e deterioração para garantir que as análises e previsões sejam precisas e apropriadas. Um vazamento ou falha em uma caldeira pode ser um incidente significativo dependendo da temperatura, pressão, localização do equipamento, resposta dos operadores e outros controles. Também existe o potencial para lesões pessoais e impacto ambiental. Caldeiras, especialmente equipamentos de alta pressão, têm o potencial de causar danos e ferimentos graves devido à significativa energia armazenada. Um programa de inspeção e confiabilidade para caldeiras é um item importante para manter a integridade e operacionalidade do equipamento. O objetivo da inspeção em um programa de integridade e confiabilidade é coletar dados e informações sobre os tubos e outros componentes do equipamento para que possam ser analisados e a partir daí seja realizada uma avaliação da integridade mecânica do equipamento para serviço contínuo. Reparos podem ser feitos se as análises dos dados indicarem que a vida útil é menor do que a duração planejada. Além disso, reparos ou substituições podem ser previstos para o futuro por meio de análises de dados apropriados acumulados em inspeções internas regulares de equipamentos e durante o monitoramento de rotina das condições da caldeira em serviço. Reparos e substituições planejadas permitem que todos os desenhos necessários, listas de materiais e cronogramas de trabalho sejam preparados da maneira mais eficaz. No caso dos tubos de caldeiras, a avaliação da integridade física geralmente é realizada utilizando-se um conjunto de técnicas complementares. As técnicas de ensaio por ultrassom, a perfilometria a laser e

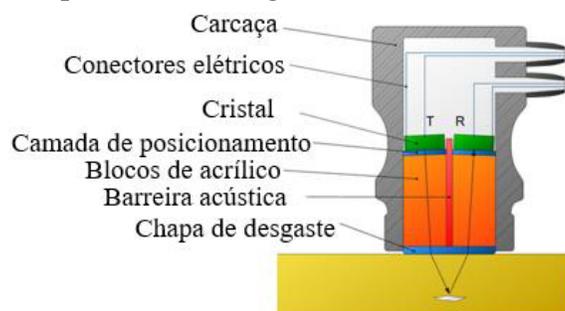
as técnicas que utilizam princípios magnéticos podem promover a avaliação em todo o comprimento do tubo (API 573, 2021).

A seguir estão descritas brevemente as principais técnicas de inspeção utilizadas na detecção de corrosão interna de tubos pertencentes a câmara de combustão de caldeiras.

2.3.1 Técnicas Ultrassônicas

Os ultrassons caracterizam-se por ondas sonoras com frequência superior a 20 kHz, que é valor limite perceptível pelo ser humano. Para a detecção de defeitos é utilizado um transdutor que, por efeito piezoelétrico, produz uma onda ultrassônica que vai percorrer a superfície da peça ensaiada. A seguir, efetua-se a verificação do eco que retorna pelo mesmo transdutor ou por um outro diferente. Os ensaios por ultrassom para medição de espessura normalmente utilizam um método de inspeção conhecido com pulso-eco. Neste método somente um transdutor é responsável por emitir e receber as ondas ultrassônicas que se propagam no material. Estando o transdutor acoplado em somente um lado da peça a ser medida, podendo assim ser verificada a espessura dessa região. Transdutores para medição de espessura são tipicamente do tipo duplo-cristal, sendo que estes cristais são montados sobre blocos de plástico especial de baixa atenuação acomodados na mesma carcaça, a Figura 2.5 mostra um esquema típico deste tipo de transdutor (ANDREUCCI, 2014).

Figura 2.5 – Esquema de montagem de transdutor com duplo cristal.

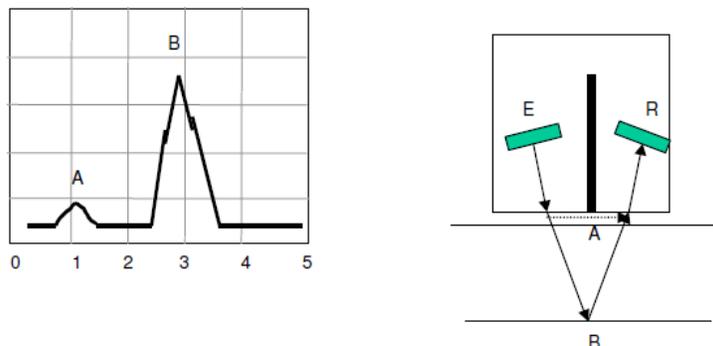


Fonte:(TEC-SCIENCE, 2022)

Como pode ser visto na Figura, o percurso sônico do feixe que é emitido se divide em dois quando atravessa a superfície, a parte "A " que é captada pelo cristal R e a parte "B" que reflete no fundo da peça e que também é captada pelo mesmo cristal

originando o eco "B" na tela do aparelho. O tempo de percurso da onda entre o cristal E e o R é utilizado para estimar a espessura no ponto (ANDREUCCI, 2014).

Figura 2.6 – Medição de espessura utilizando transdutor duplo-cristal.



Fonte: (ROBERGE, 2008)

A realização de medição de espessura utilizando a técnica ultrassônica é realizada em algumas etapas. A primeira etapa consiste na elaboração de procedimento escrito que contenha informações, tais como: norma de referência, instrumentos utilizados, ajustes do sistema de medição, qualificação pessoal, condição superficial, técnica de preparação. A segunda etapa consiste na calibração do aparelho de medição, utilizando para isso blocos de referência. A terceira etapa consiste na preparação superficial, tendo como objetivo permitir o correto acoplamento do transdutor à superfície metálica (ABNT 15824, 2020).

Algumas características vantajosas são atribuídas ao ensaio de medição de espessura por ultrassom, tais como o poder de penetração das ondas ultrassônicas, que permitem medir espessuras muito variadas; alta resolução; só necessita de acesso por uma das superfícies; A medição é instantânea e não gera efeitos prejudiciais ao operador. No entanto, algumas desvantagens também podem ser atribuídas a este ensaio, há dificuldade da realização de medição em peças muito rugosas, ou sem homogeneidade; peças muito finas são difíceis de medir; é necessário o uso de acoplante; é necessária a realização de preparação superficial; é necessário o uso de blocos de referência (SANTIN, 2003).

Técnicas ultrassônicas automatizadas ou semiautomatizadas são amplamente utilizadas na inspeção de tubos de caldeiras, durante a realização do ensaio o transdutor é movido para frente e para trás de modo a haver uma indexação entre as medidas obtidas e a distância percorrida pelo transdutor. O resultado da inspeção envolve o escaneamento

da peça para um processamento dos sinais com posterior geração da imagem (SANTI, 2003). A Figura 2.7 ilustra a realização de ensaio por ultrassom em tubos de caldeiras.

Figura 2.7 – Ensaio por ultrassom em tubo de teto de caldeira aquatubular



Fonte: MISTRAS (2022).

2.3.2 Técnicas por Fluxo Magnético

Dentre as técnicas de inspeção por fluxo magnético, a *Magnetic Flux Leakage (MFL)* é comumente usada nas indústrias de processamento de petróleo e gás e produtos químicos para inspecionar a perda de espessura, pites, ranhuras e trincas circunferenciais em materiais ferromagnéticos. A técnica de inspeção por *MFL* a variação no campo eletromagnético, ao qual o equipamento objeto da inspeção é submetido, para inspecionar falhas ou degradação ocasionalmente presentes em seus componentes. Ímãs são utilizados para magnetizar temporariamente a peça e, se houver falhas, o campo magnético criado mostrará distorções, sinalizando a presença de defeitos ou corrosão. Esta técnica é útil porque é altamente portátil e eficaz para detectar trincas. Por outro lado, se os defeitos estiverem muito profundos no material, o *MFL* pode não ser capaz de detectá-los. O *MFL* não é um método quantitativo de END porque apenas relata áreas onde a perda de material é detectada. Como complementação, outros métodos de END, como medição de espessura por ultrassom, podem ser necessárias para validar os resultados do *MFL* e determinar a gravidade e a extensão de qualquer perda de material detectada (WANG, 2018). A Figura 2.8 mostra um scanner de *MFL* realizando ensaio em tubos de parede

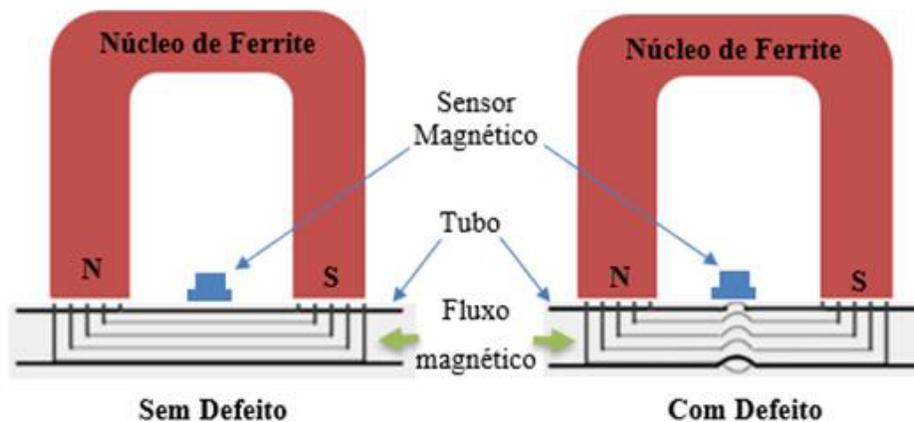
d'água de caldeira, a Figura 2.9 mostra um arranjo típico de MFL com a demonstração da perturbação que ocorre no campo magnético devido a presença de um defeito.

Figura 2.8 - Scanner para realização de ensaio por MFL em tubos.



Fonte: IB-NDT (2022).

Figura 2.9 - Uma representação geral de um arranjo de MFL, efeito do fluxo magnético num tubo com defeito.



Fonte: IB-NDT (2022)

2.4 TÉCNICAS DE INSPEÇÃO POR CORRENTES PARASITAS

As diversas técnicas de inspeção por correntes parasitas (CP) têm basicamente os mesmos princípios de operação e podem ser classificadas em técnicas de frequência única e técnicas de multifrequências. As técnicas convencionais de CP se enquadram na classe de frequência única, enquanto a *PEC* se enquadra na classe de multifrequência (GARCÍA-MARTÍN, 2011; VASIC, 2004). Devido as suas características singulares, a

técnica por *PEC* será abordada separadamente das demais técnicas de inspeção por correntes parasitas.

2.4.1 Fatores que influenciam as correntes parasitas.

Vários fatores influenciam o surgimento e a intensidade das correntes parasitas, sendo que os principais deles são a frequência de excitação, a permeabilidade magnética do material a ser analisado, a condutividade elétrica do material, o efeito de bordo e o *lift-off*.

A permeabilidade magnética é a capacidade que o material tem de se magnetizar. Quanto maior for a permeabilidade magnética, maior será a penetração das correntes parasitas. Quanto a permeabilidade magnética em metais, os materiais metálicos são geralmente divididos em três grupos distintos. Essa separação entre grupos com o mesmo comportamento, depende de como os elétrons se organizam quando estão submetidos a um campo magnético (HAYT; BUCK, 2012).

- **Grupo 1: Diamagnéticos.**

São materiais que não apresentam nenhum campo magnético permanente. Quando um campo magnético externo atua neste material, os elétrons se organizam internamente de modo a se opor a este campo. Isso torna muito baixa a susceptibilidade magnética do material (LONNGREN; SAVOV, 2007).

- **Grupo 2: Paramagnético**

Quando estes materiais são expostos a um campo magnético externo, há uma tendência do seu momento magnético se alinhar com o campo externo. Sua susceptibilidade é pequena, porém positiva (LONNGREN; SAVOV, 2007).

- **Grupo 3: Ferromagnético.**

Quando submetidos a um campo magnético externo, os átomos têm os seus campos alinhados com o campo aplicado, o campo aumenta de magnitude, diminuindo assim os demais dipolos. Caso este campo aplicado seja pequeno o material pode voltar à sua configuração anterior, mas caso este campo seja muito forte, o material perde sua memória magnética e assim não volta mais para sua antiga configuração (LONNGREN; SAVOV, 2007).

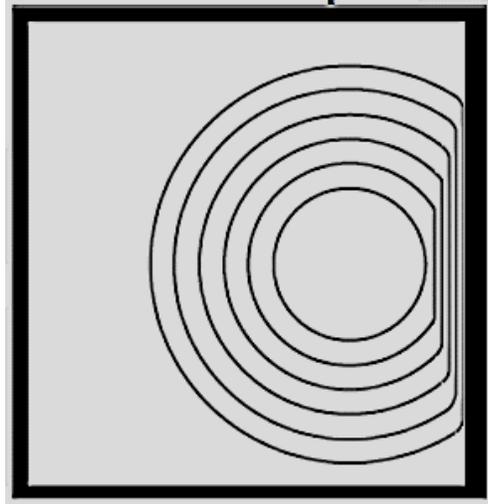
Para metais paramagnéticos, a permeabilidade relativa é igual um pouco superior a 1, semelhante a permeabilidade magnética no vácuo. No caso dos metais

ferromagnéticos, a permeabilidade relativa pode ter valores centenas de vezes maiores, o que gera uma grande variação no fluxo de correntes na superfície do material. No caso dos metais diamagnéticos a permeabilidade relativa tem valor inferior a 1. Em regra, metais paramagnéticos permitem uma maior difusão das correntes parasitas, o que favorece a realização de inspeção por correntes parasitas.

A condutividade elétrica se define pela facilidade ou não do material em conduzir a corrente elétrica. A condutividade elétrica do material tem grande influência sobre a geração de correntes parasitas. Materiais com grande condutividade produzem fluxos de correntes maiores na sua superfície, entretanto há uma redução na profundidade de penetração dessas correntes (TIPLER; GENE, 2021).

Quando se tem um fluxo magnético variável próximo as bordas do material, as correntes parasitas induzidas terão seu formato também modificado, uma vez que a geometria do material no local não permite a indução de correntes em elipses perfeitas, na Figura 2.10 pode-se ver o comportamento das correntes parasitas induzidas próximo a uma das bordas do material (HELLIER, 2020).

Figura 2.10 - Geração de correntes parasitas próximo a borda.



Fonte: HELLIER (2020)

A distância da bobina para a face do material possui grande influência no fluxo das correntes parasitas induzidas no material exposto ao fluxo variante. Sendo assim, a bobina deve estar sempre com o mesmo afastamento para o objeto, para que se tenha uma mesma distância de referência. Caso a bobina esteja muito afastada do material (*Lift-off* elevado), ocorre a extinção do fluxo de correntes de parasitas, devido ao enfraquecimento do fluxo que atravessa o objeto. Para obter maior sensibilidade na análise do material,

quanto mais próximo estiver o emissor de campo magnético variante do material alvo, maior será a sensibilidade, pois maior será a densidade das correntes parasitas (HELLIER, 2020).

2.4.2 Princípio de Inspeção da Técnica por PEC

A inspeção por PEC é baseada na interação entre uma fonte de campo magnético e um material de teste. Esta interação induz correntes parasitas no corpo de prova e a presença de trincas, redução da espessura de parede, ou outras imperfeições podem ser detectadas monitorando mudanças no fluxo dessas correntes. De acordo com a lei de Ampère, quando uma corrente variável no tempo passa por um condutor, um campo magnético variável no tempo resultante é gerado em torno dele (CZICHOS,2013). Quando tal condutor é colocado adjacente a outro material condutor, correntes parasitas são induzidas neste de acordo com as leis de Faraday e Lenz. As correntes parasitas se propagam em caminhos circulares e as densidades das correntes parasitas são sensíveis às propriedades do material condutor no qual as correntes parasitas estão ocorrendo. Alguns exemplos dessas propriedades são: condutividade do material, composição do material, permeabilidade magnética, tensão e deformação, temperatura, volume do material. Assim, se as variações que ocorrem nas correntes parasitas induzidas são detectadas e quantificadas, é possível estimar as propriedades mencionadas do material (GARCÍA-MARTÍN, 2011).

Uma grande desvantagem na técnica de inspeção CP convencional é a limitação do efeito a superfície. Sabe-se que a profundidade de penetração das correntes parasitas é inversamente proporcional às raízes quadradas da: condutividade elétrica do material; Permeabilidade magnética do material; frequência da tensão de excitação. Conforme Equação 2.3.

$$\delta(mm) = 25 \sqrt{\frac{\rho}{f \times \mu_r}} \quad (2.3)$$

- δ = profundidade de penetração padrão
- ρ = resistividade
- f = frequência
- μ_r = permeabilidade relativa

Uma vez que os materiais de tubulação críticos são condutores e ferromagnéticos, eles geralmente têm valores de alta condutividade e permeabilidade. Portanto, para uma dada frequência, a profundidade de penetração da corrente parasita nestes materiais será menor do que um material não ferromagnético com condutividade semelhante. Como resultado, a técnica convencional de CP é normalmente usada para identificação de trincas ou defeitos em materiais não ferromagnéticos, em aplicações como inspeção de aeronaves. Além disso, sabe-se que apesar desta técnica ser capaz de avaliar a condição geométrica de materiais não ferromagnéticos, ela não possui a mesma capacidade na avaliação de materiais ferromagnéticos. A razão para isso é que a sensibilidade do sensor à geometria da peça de teste é ofuscada por sua sensibilidade à permeabilidade do material devido à alta permeabilidade dos materiais ferromagnéticos. Portanto, a técnica convencional de CP pode ser usada para discriminar facilmente materiais ferromagnéticos de materiais não magnéticos e pode ser efetivamente usada para quantificar propriedades de materiais, como permeabilidade magnética. No entanto, a sensibilidade do sensor à geometria de materiais ferromagnético é mínima e, como resultado, a técnica CP convencional não é adequada para avaliação de tubulações fabricadas com esse material (AULD, 1999).

As técnicas de inspeção por correntes parasitas que utilizam a multifrequência usam uma combinação de sinais de excitação com várias frequências; diferentes frequências penetram em diferentes profundidades e fornecem informações sobre diferentes localizações na peça de teste. Portanto, a técnica de multifrequência pode lidar melhor com a limitação dos efeitos superficiais do que a técnica convencional, sendo capaz de fornecer mais informações em diferentes profundidades. Dada a relação inversa entre a profundidade e a frequência de penetração de correntes parasitas, pode-se supor que uma maior profundidade de penetração pode ser alcançada excitando com frequências mais baixas e, portanto, uma técnica de multifrequência pode avaliar qualquer profundidade de qualquer material, incluindo aqueles com propriedades ferromagnéticas. Embora seja fundamentalmente possível alcançar uma penetração mais alta dessa maneira, uma penetração assim alcançada dificilmente é utilizável para avaliação de condição devido ao motivo detalhado a seguir. A avaliação não destrutiva de materiais eletricamente condutores, ao usar sensores eletromagnéticos, pode ser feita apenas pela leitura do campo magnético resultante dos campos de excitação interagindo com o corpo de prova. Como o campo magnético resultante tem a mesma frequência do sinal de

excitação e o campo pode ser lido medindo-se a corrente ou a tensão induzida por ele, segundo a lei de Faraday, a magnitude dos campos induzidos é proporcional à taxa de variação do campo magnético, ou seja, a frequência do campo magnético. Um campo magnético pode ser gerado por uma partícula em movimento. Sendo a intensidade deste campo gerado em um ponto P descrito pela Equação 2.4

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 q \vec{v} \times \hat{r}}{4\pi r^2} \quad (2.4)$$

Onde μ_0 é a permeabilidade magnética no espaço livre, a qual é definida com o valor de $4\pi \times 10^{-7} T \cdot m/A$, sendo r a distância da partícula para o ponto em questão e \hat{r} é o vetor unitário que aponta para o ponto P .

Sendo uma corrente elétrica um fluxo ordenado de elétrons, que são partículas carregadas com cargas elétricas, quando esta percorre um condutor, surge um campo eletromagnético ao seu redor. A intensidade apresentada por esse campo é dada pela Equação 2.2, derivada da lei de Bio-Savart.

$$\vec{dB} = \frac{\mu_0 I d\vec{l} \times \hat{r}}{4\pi r^2} \quad (2.5)$$

Analogamente a equação que descreve o campo magnético gerado por uma partícula em movimento, para a Equação 2.5 ao invés de se utilizar a carga e a velocidade da partícula, utiliza-se de um elemento de corrente que é composto por partículas em movimento gerando corrente elétrica, chamado de $I d\vec{l}$. Como pode-se concluir da Equação 2.5, o campo magnético total é o somatório de todos os campos gerados pelas partículas presentes na corrente elétrica. Este campo resultante circula todo o condutor com sentido definido pela regra da mão direita. (TIPLER; GENE, 2009).

Frequências mais baixas resultarão em campos induzidos mais baixos que podem ser difíceis de medir, apesar de fazerem com que as correntes parasitas penetrem mais profundamente. Como resultado, usar múltiplas frequências de excitação ou simplesmente usar frequências de excitação mais baixas não é uma opção ideal para inspeção de material ferromagnético. Por esse motivo as técnicas de multifrequência são geralmente usadas para avaliar materiais não magnéticos. (ULAPANE, 2016).

2.4.1 Utilização de Ensaio por *PEC* na Avaliação de Descontinuidades

Embora a técnica multifrequencial, utilizada na sua forma usual não seja adequada para avaliação da condição geométrica de materiais ferromagnéticos, explorá-la na forma da variante *PEC* produz algumas propriedades destacadas que são muito vantajosas e criam a sensibilidade geométrica desejada ao interagir com materiais ferromagnéticos. (ULAPANE, 2016)

O ensaio por correntes parasitas pulsadas é amplamente utilizado para avaliação não destrutiva de estruturas metálicas e na caracterização de vários tipos de defeitos que ocorrem em diversos locais, sendo uma das principais aplicações a capacidade de distinção entre defeitos superficiais e subsuperficiais, (TIAN; SOPHIAN, 2005). A principal diferença da técnica de inspeção por *PEC* em relação a correntes parasitas convencional é que o sensor é excitado por um pulso de tensão ou corrente ao invés de ser excitado por um conjunto de frequências como nas técnicas multifrequências. Esta técnica se destaca como a mais versátil e moderna das técnicas de correntes parasitas utilizadas.

A técnica de inspeção por *PEC* provou ser capaz de superar facilmente o efeito superficial e produzir variações de campo magnético detectáveis ao mesmo tempo, devido às características intrínsecas de sua excitação pulsada. Devido a essas características, tem sido comumente usada para avaliação de materiais ferromagnéticos. As bordas de subida e descida da excitação pulsada podem ser teoricamente descritas por uma função degrau de *Heaviside*. A transformada de Fourier da função de *Heaviside* pode ser vista na Equação 2.6

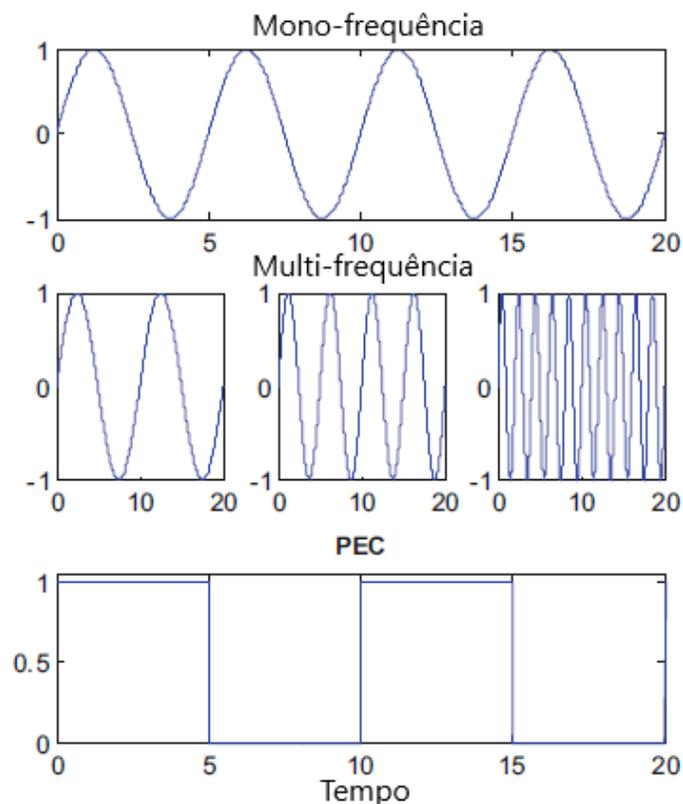
$$\delta(f) + \frac{1}{i2\pi f} \quad (2.6)$$

Onde $i = \sqrt{-1}$, f denota a frequência e $\delta(f)$ denota a função impulso unitário de f .

Este resultado sugere claramente que a potência das baixas frequências pode ser muito alta. Uma potência dessa magnitude pode não ser alcançada pela excitação com uma única baixa frequência devido às limitações dos circuitos de excitação. No entanto, um pulso permite ter as altas potências desejadas na faixa de baixa frequência, ao mesmo tempo em que permite um amplo espectro de frequência estar contido no campo magnético.

A técnica *PEC* pode, portanto, atingir uma admirável capacidade de penetração. Ela também pode produzir magnitudes razoáveis para o campo magnético resultante, uma vez que a potência das baixas frequências é muito alta, enquanto as altas frequências também existem com baixas potências. Como resultado, esta técnica tem versatilidade significativa sobre as outras técnicas de CP e, portanto, é usada para avaliação de condições de uma ampla variedade de materiais, incluindo aqueles com propriedades ferromagnéticas. (ULAPANE, 2016). A Figura 2.11 mostra as diferentes formas de ondas utilizadas nas diferentes técnicas de ensaio por correntes parasitas.

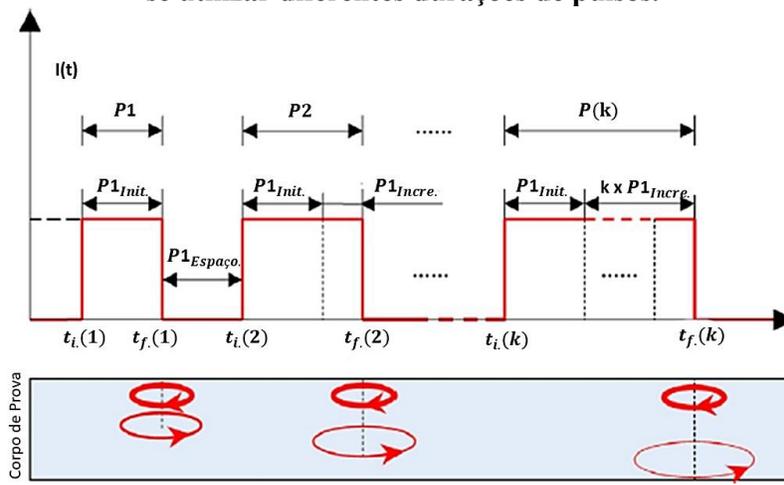
Figura 2.11 - Formas de onda em diferentes técnicas de ensaio por CP.



Fonte: SOPHIAN (2017)

A Figura 2.12 mostra o efeito da variação da duração do pulso na penetração das correntes parasitas no material (LI, 2015). A duração do pulso também influencia de forma direta na profundidade de penetração das correntes parasitas pulsadas. Quanto maior for o tempo de duração do pulso, maior será a profundidade de formação das correntes parasitas, possibilitando assim uma maior profundidade de avaliação durante o ensaio, sem que com isso seja necessário alterar a frequência de excitação do pulso.

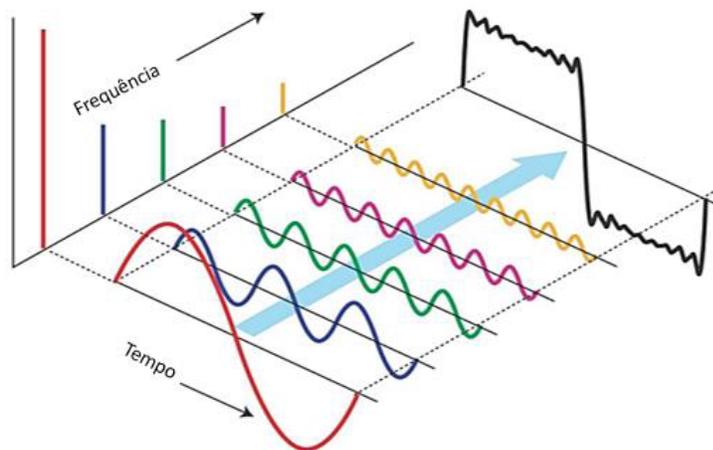
Figura 2.12 - Variação da profundidade de penetração das correntes parasitas ao se utilizar diferentes durações de pulsos.



Fonte: LI (2015).

Uma onda quadrada contém um amplo espectro de frequências. Cada componente de frequência refere-se à informação em diferentes profundidades de penetração, a Figura 2.13 mostra a decomposição do pulso em ondas com várias frequências distintas.

Figura 2.13 – Decomposição de um pulso quadrado em diversas frequências fundamentais.



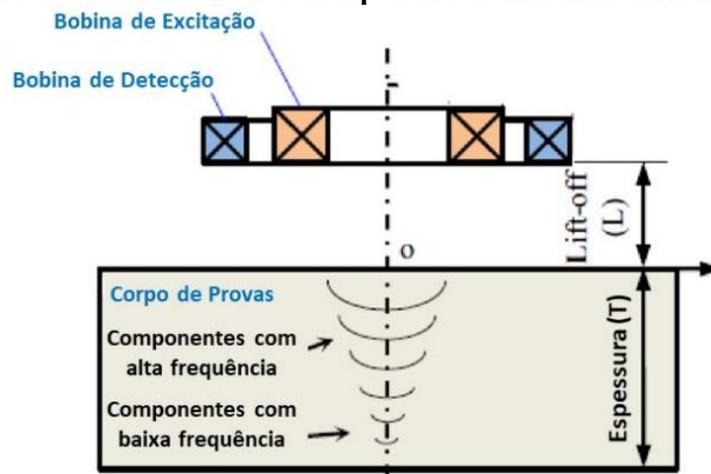
Fonte: Teledyne Lecroy (2022).

Uma bobina irá capturar a derivada do tempo relacionado ao campo magnético, enquanto sensores magnéticos irão captar a variação do próprio campo magnético, (SOPHIAN, 2017). Em uma montagem de sensor baseado em uma bobina como detector,

um solenoide simples é usado para detectar o campo magnético, provocado através da variação da tensão ou corrente induzida pela bobina indutora. Este é o arranjo mais comumente utilizado na estimativa de espessura de materiais ferromagnéticos. A capacidade de discriminar diferenças de espessura entre regiões distintas, através dos sinais produzidos por esta configuração, é a principal razão para o seu uso ter se tornado comum (XIE, 2019).

Uma vista em corte transversal da montagem deste sensor é mostrada na Figura 2.14. Uma limitação no uso deste arranjo é a sua baixa resolução, uma vez que uma bobina de tamanho considerável é usada como detector. Portanto esta arquitetura tem sensibilidade limitada, no caso de defeitos pequenos e isolados, mas pode detectar uma representação média da espessura ou volume do material remanescente sob a região de influência do sensor (ULAPANE, 2018).

Figura 2.14 - Visão em corte de uma bobina detetora montada para servir como sensor *PEC* usado na estimativa de espessura de materiais ferromagnéticos.



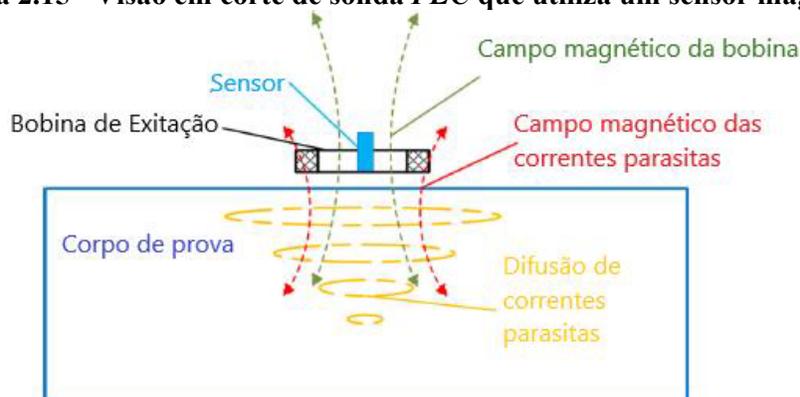
Fonte: LI (2015).

Essa montagem possui bobinas cujo eixo é perpendicular à superfície do corpo de prova. Essas sondas podem ser bobinas com núcleo de ar ou bobinas com núcleo de Ferrite. As ferritas têm alta permeabilidade e a impedância inicial da bobina é maior que a das bobinas com núcleo de ar. Bobinas com núcleo de ar são as normalmente usadas para avaliação de materiais ferromagnéticos. As bobinas são ocasionalmente dispostas em diferentes configurações para obter variações de configurações de montagem, como sondas de bobina envolvente, sondas de bobina em forma de ferradura, sondas de dupla função, sondas de função separada, sondas de modo absoluto e sondas de modo

diferencial. Essas variações são usadas principalmente para inspeção de materiais não magnéticos e em sensores para inspeção de tubos (LI, 2015).

Em montagens onde não são utilizadas bobinas detetoras, sensores magnéticos do tipo por efeito Hall ou magneto resistivos são utilizados para detectar o campo magnético. Esta arquitetura não é comumente usada para avaliação de materiais ferromagnéticos, no entanto, tem sido usada em algumas ocasiões com aplicabilidade limitada. Mais comumente, essa arquitetura é usada para estimativa de espessura, detecção de defeitos e obtenção de invariância, *lift-off*, em relação a materiais não ferromagnéticos. Uma vantagem dessa arquitetura é o uso de pequenos sensores magnéticos em vez de grandes bobinas detetoras, permitindo alcançar uma resolução mais alta do que a arquitetura baseada em bobinas detetoras, ver Figura 2.15 (SOPHIAN; TIAN; FAN, 2017).

Figura 2.15 - Visão em corte de sonda PEC que utiliza um sensor magnético



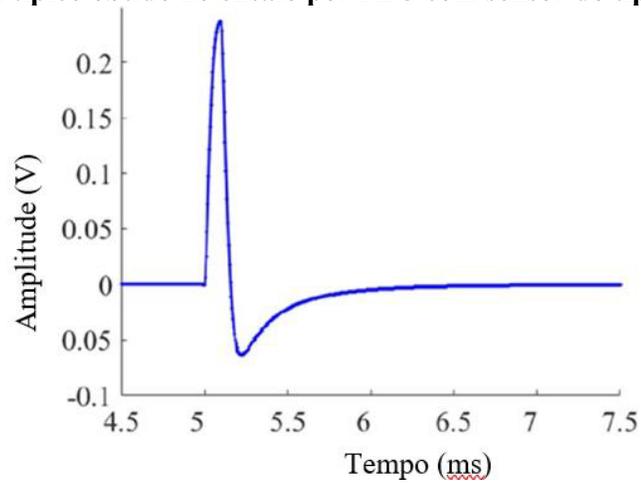
Fonte: SOPHIAN; TIAN; FAN (2017)

Dentre a variedade de aplicações possíveis, o ensaio por correntes parasitas pulsadas é utilizado na estimativa de perda de espessura provocada por corrosão sob isolamento (SILVA; et al, 2014) (SAFIZADEH, M. S.; HASANIAN, 2011). Essa técnica é particularmente efetiva na identificação de perda de espessura em componentes fabricados em materiais ferromagnéticos (XU; et al, 2012). No caso destes materiais, a detecção de defeitos subsuperficiais é otimizada devido ao caráter multifrequencial do sinal das correntes parasitas pulsadas (XIE; a al, 2019). A utilização do PEC para a detecção de trincas, alinhadas a diferentes direções, pode ser evidenciada utilizando sensores que possibilitem a obtenção de sinais diferenciais que permitam verificar a variação do sinal provocada na ponta da trinca (GHONI; at al, 2014). Sensores do tipo solenoide com formato retangulares demonstraram um bom desempenho na identificação

das bordas de defeitos superficiais, ao se promover diferentes alinhamentos do sensor, com relação a borda do defeito, o formato do sinal permanece inalterado, possibilitando assim a correta definição da extremidade do defeito (HE; et al, 2010). Perda de espessura provocada por corrosão acelerada pelo fluxo, mesmo em tubulações isoladas termicamente, foi observada através do uso do ensaio por correntes parasitas pulsadas, (PARK; et al, 2016). A variação de espessura em tubos de permutadores de calor, utilizando a técnica de inspeção por *PEC*, foi utilizada com bons resultados, permitindo assim a avaliação da integridade dos tubos, (CROUZEN, 2006).

Na maioria das inspeções realizadas com *PEC*, a corrente ou tensão de excitação possui uma forma de onda quadrada. Em algumas outras aplicações, a excitação é de forma de onda retangular que permite que uma potência muito alta seja fornecida. Os fenômenos eletromagnéticos que envolvidos no ensaio por *PEC*, assim como outros métodos de ensaios por correntes parasitas, são governados pelas equações de Maxwell. Estes fenômenos podem ser descritos nos domínios do tempo e da frequência. Para soluções no domínio da frequência, os sinais baseados no tempo são transformados primeiro em espectro de frequência usando a transformada de Fourier antes de mais tarde, tendo passado por algum processamento, ser transformado novamente no domínio do tempo para obter os resultados finais. Tal como acontece com muitos outros problemas de engenharia, os modelos analíticos e numéricos são usados no *PEC*. Os métodos analíticos são conhecidos por serem rápidos no processamento, embora sejam usados apenas para geometrias relativamente simples. Na maioria das técnicas de *PEC*, é usado um sinal de referência que é capturado de uma amostra de referência livre de defeitos. Em seguida, obtém-se um sinal de diferença subtraindo o sinal de referência do sinal de teste. Diferentes tipos de sinal são coletados dependendo se uma bobina ou um sensor magnético é usado. Uma bobina irá capturar a derivada temporal do campo magnético enquanto um sensor magnético detectará o próprio campo. A Figura 2.16 mostra exemplos típicos de sinais *PEC* obtidos usando um conjunto de bobinas (SOPHIAN, 2017).

Figura 2.16 – Sinal típico obtido no ensaio por *PEC* com sensor do tipo bobina.



Fonte: (XUE, 2022)

Os sinais de *PEC*, como visto em outras secções, são afetados por vários fatores, como condutividade elétrica, permeabilidade, espessura da amostra e não homogeneidade do material. Outros desafios enfrentados na obtenção de informações úteis dos sinais são o ruído e os sinais de baixo nível em alguns casos. Portanto, o processamento correto de sinal, análise de sinal, recurso modelo de extração e classificação devem ser implementados para atingir os parâmetros desejados. Diversas técnicas podem ser empregadas na avaliação dos sinais obtidos durante os ensaios por correntes parasitas pulsadas. A maioria delas consiste na avaliação da taxa de decaimento de ponto específicos nas curvas obtidas, na variação da inclinação de determinadas regiões ou na identificação de pontos invariáveis no gráfico obtidos dos dados, (XIE, 2019).

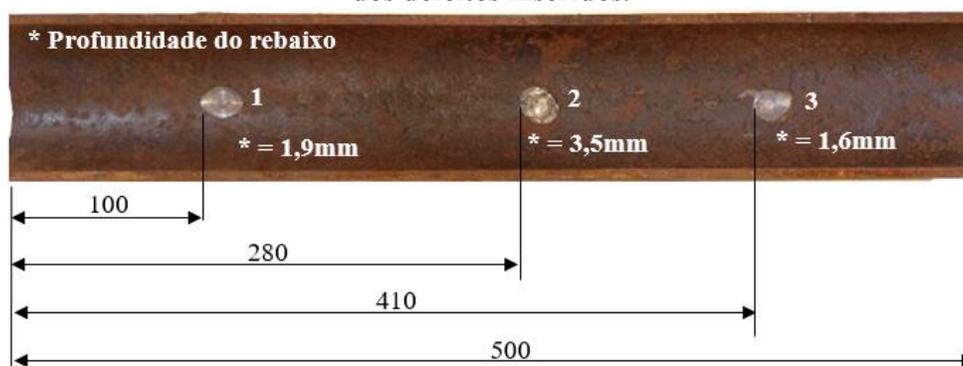
3 MÉTODOLOGIA EXPERIMENTAL

Uma vez que o objetivo deste trabalho é avaliar a aplicabilidade da técnica de inspeção por *PEC* na identificação de perda de espessura provocada por corrosão sob depósito em tubos de caldeiras aquatubulares e identificar regiões usinadas em corpos de prova, neste capítulo serão apresentados o procedimento experimental e os materiais utilizados nos ensaios que permitirão comprovar a eficácia da técnica.

3.1 MATERIAIS

Para a realização deste trabalho foi utilizado um corpo de provas (CP1) com rebaiços usinados que simulam a perda de espessura provocada por corrosão sob depósito, além de quatro corpos de provas (CP2, CP3, CP4 e CP5), retirados de tubos corroídos de uma caldeira aquatubular. O material de fabricação desses corpos de provas tem especificação ASTM SA-179, composição conforme Tabela 3.1, com diâmetro externo de 50mm e espessura nominal de 5,4mm. O apêndice A mostra as imagens de todos os corpos de provas, a Figura 3.1 detalha as dimensões do corpo de provas CP1, o posicionamento e dimensões dos defeitos inseridos, a fim de simular processo corrosivo sob depósito.

Figura 3.1 – Dimensões do corpo de provas CP1, apresentando o posicionamento dos defeitos inseridos.



Fonte: Imagem do autor (2022)

Tabela 3-1: Composição Química do Aço SA-179.

Elemento	Percentual
Carbono	0,06-0,18
Manganês	0,27-0,63
Fósforo	máx. 0,035
Enxofre	máx. 0,035

Fonte: ASME (2019)

Para a realização do ensaio de medição de espessura foi utilizado um medidor ultrassônico, modelo G&E DM5E, com transdutor DA301: 5MHz, medida mínima 1mm, medida máxima 200mm, mínima temperatura de operação -20°C, máxima temperatura de operação 60°C, diâmetro do transdutor 10mm. O medidor e o transdutor utilizados podem ser vistos na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Instrumento de ultrassom e transdutor utilizados para medição de espessura

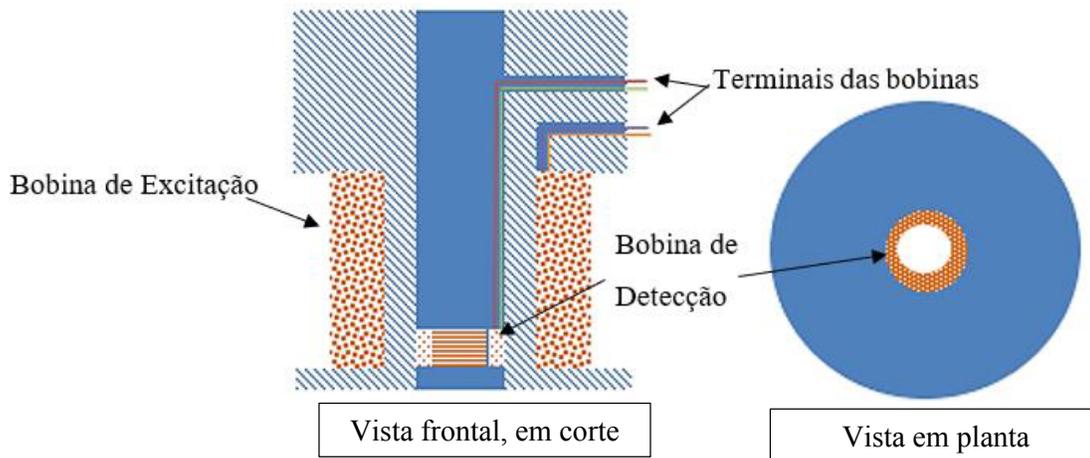


Fonte: Imagem do autor (2022)

Para o ensaio por *PEC* foi utilizado um arranjo de equipamentos constituído por gerador de função Tektronix®, modelo AFG 3022B; um osciloscópio Tektronix®, modelo TDS 2024B e fonte de energia ICEL®, modelo PS-4100 e um módulo gerador/receptor de pulsos construído pelo Grupo de Ensaios Não Destrutivos (GPEND). A gravação dos sinais e tratamento dos dados foram realizados com o uso de um notebook, utilizando o software MATLAB®, versão 2020. A aquisição dos sinais por *PEC* foi realizada por meio de um conjunto do tipo bobina x bobina. Este conjunto, formado pela bobina indutora e bobina receptora, foi desenvolvida pelo GPEND, de modo a otimizar a realização do ensaio. A bobina indutora possui 30mm de diâmetro externo, 13mm de diâmetro interno e foi fabricada com 250voltas de fio com 0,25mm de diâmetro. A bobina sensora possui 12,5mm de diâmetro externo, 10,5 de diâmetro interno e 100

voltas de fio com 0,25mm de diâmetro. A Figura 3.3 mostra o esquema construtivo do conjunto de bobinas.

Figura 3.3 – Bobina utilizada no ensaio de *PEC*.



Fonte: Imagem do autor (2022)

O módulo e o conjunto de bobinas projetados e construídos pelo GPEND e todo o arranjo experimental utilizado nas inspeções realizadas nos corpos de provas com técnica de *PEC* é mostrado nas Figuras 3.4. As coletas dos sinais de *PEC* foram feitas nos mesmos pontos das medições de espessura por ultrassom.

Figura 3.4 – Arranjo de instrumentos utilizados no ensaio por *PEC*.



Fonte: Imagem do autor (2022)

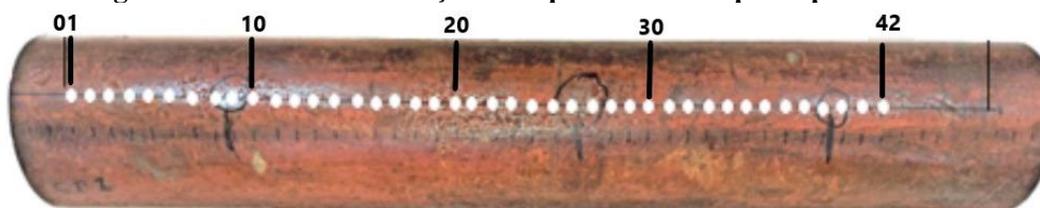
3.2 METODOLOGIA UTILIZADA NOS ENSAIOS

Neste estudo foi utilizada a técnica de inspeção por ultrassom para a realização da medição de espessura ao longo dos corpos de prova, com a finalidade de obter os seus perfis de variação de espessura. As medições de espessura realizadas serviram como base para a determinação dos limites utilizados na avaliação da efetividade do ensaio por *PEC* para detecção das regiões corroídas.

3.2.1 Ensaio de medição de espessura

Como forma de determinar a variação da espessura de parede, medições de espessura pontuais foram realizadas ao longo dos corpos de provas. As medições foram feitas ao longo de uma linha longitudinal com um espaçamento de 10mm entre as medições. Com objetivo de evitar a interferência provocada pela proximidade a bordas, quando da realização do ensaio por *PEC*, a distância de 30mm para cada extremidade dos corpos de prova não foi medida. As Figuras contidas no Apêndice A, mostram os pontos onde foram realizadas as medições de espessura em cada corpo de provas. A Figura 3.5 mostra os locais onde foram realizadas as medições de espessura no corpo de prova CP1.

Figura 3.5 –Pontos de medição de espessura no corpo de provas CP1.



Fonte: Imagem do autor (2022)

As medidas obtidas em cada corpo de provas foram utilizadas para a definição da espessura limite, abaixo da qual todos os valores seriam considerados como regiões com corrosão. Este limite foi estabelecido subtraindo-se um milímetro da maior espessura encontrada em todo o corpo de prova.

3.2.2 Ensaio por correntes parasitas pulsadas

Um pulso de excitação quadrado com amplitude de 5V e frequência de 100Hz foi usado para chaveamento do circuito de alimentação da sonda. A corrente observada na fonte foi de 0,31A, para uma tensão de 12V aplicada à bobina de excitação responsável pela geração do campo magnético primário.

O ensaio por *PEC* foi realizado em todos os corpos de provas, sendo que as aquisições dos sinais ocorreram nos mesmos pontos onde foram realizadas as medições de espessura por ultrassom. Durante cada aquisição de sinal de *PEC*, o conjunto bobina indutora/bobina receptora foi posta sobre cada ponto de medição, aguardando-se 4 segundos para a estabilização do sinal, logo após, foi realizada a gravação do sinal.

Um outro ensaio por *PEC* foi realizado no corpo de provas CP1, este ensaio foi realizado com a aquisição de cinco sinais sobre cada um dos três rebaixos usinados e sobre uma região sem perda de espessura, este segundo ensaio visou avaliar a repetibilidade das medições realizadas com o ensaio.

Após a coleta e armazenamento, os sinais de *PEC* foram processados com auxílio do software MATLAB[®]. O sinal que apresentou menor mínimo e menor tempo até o mínimo foi utilizado com referência, de modo a ser subtraído de todos os outros sinais. Os mínimos das curvas resultantes das subtrações entre os sinais foram inseridos em um gráfico que correlaciona o valor da amplitude do sinal (em volts) e o número sequencial da realização da medição. Com limite desejado para a detecção da perda de espessura, foi estabelecido o valor correspondente a 0,05V. Os pontos que apresentaram valores menores que este são considerados com referentes a regiões corroídas.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos nessa pesquisa. O estudo foi realizado utilizando o ensaio de medição de espessura por ultrassom e o ensaio por *PEC* para avaliação da perda de espessura, provocada por corrosão sob depósito, em cinco corpos de provas. Os limites para detecção de perda de espessura foram estabelecidos utilizando as maiores espessuras encontradas em cada corpo de prova, subtraídas em 1mm, sendo que, conforme metodologia, qualquer perda de espessura abaixo deste limite deveria ser identificada no ensaio por *PEC*.

4.1 ENSAIOS DE MEDIÇÃO DE ESPESSURA E *PEC*

Na Tabela 4.1 podem ser visualizados de forma objetiva, os resultados das medições de espessura e seus respectivos limites de detecção para o ensaio de *PEC* para cada corpo de provas. O limite de detecção, conforme definido na metodologia, corresponde ao valor da maior espessura encontrada na medição de espessura por ultrassom, subtraindo-se 1mm desta espessura.

Tabela 4-1: Valores das medições de espessura por ultrassom realizadas nos corpos de prova.

Ponto	CP1	CP2	CP3	CP3	CP4	CP5
1	5.1	5.5	5.3	4.6	5.1	5,0
2	5.1	4.2	5.3	3.2	5,0	5,0
3	5.2	4.2	5.3	4.3	4.9	5,0
4	5.1	5.5	5.3	4.3	5.1	5,0
5	5.4	5.4	5.3	3.1	5,0	5,0
6	5.1	5.4	5.4	3,0	5.1	5,0
7	5.1	5.4	5.3	4.5	5,0	5,0
8	3.9	5.4	5.3	3.1	5,0	5,0
9	3.6	5.4	5.2	2.8	4.9	5,0
10	3.7	1.4	5.1	4.2	1.7	1.5
11	5.5	1.4	-	-	1.9	1.6
12	5.1	1.4	-	-	1.8	1.6
13	5.3	1.4	-	-	1.7	4.5
14	5.2	2.7	-	-	5,0	5.1
15	5.2	1.4	-	-	5,0	5.1
16	5,0	5.5	-	-	-	-
17	5.1	4.7	-	-	-	-
18	5.3	5.4	-	-	-	-
19	4.8	3.7	-	-	-	-
20	5,0	3.2	-	-	-	-
21	5.2	2.9	-	-	-	-
22	5.3	2.7	-	-	-	-
23	5.3	5.4	-	-	-	-

Ponto	CP1	CP2	CP3	CP3	CP4	CP5
24	5.1	5.4	-	-	-	-
25	5.1	-	-	-	-	-
26	1.4	-	-	-	-	-
27	1.4	-	-	-	-	-
28	5.1	-	-	-	-	-
29	5.1	-	-	-	-	-
30	5,0	-	-	-	-	-
31	5.2	-	-	-	-	-
32	5.1	-	-	-	-	-
33	5.1	-	-	-	-	-
34	5,0	-	-	-	-	-
35	5,0	-	-	-	-	-
36	5.1	-	-	-	-	-
37	5.1	-	-	-	-	-
38	4.6	-	-	-	-	-
39	3.9	-	-	-	-	-
40	3.7	-	-	-	-	-
41	5.1	-	-	-	-	-
42	5.3	-	-	-	-	-
Menor espessura	1.4	1.4	2.6	4.9	1.7	1.5
Maior espessura	5.5	5.5	4.6	5.5	5.1	5.1
Limite de detecção	4.5	4.5	3.6	4.5	4.1	4.1

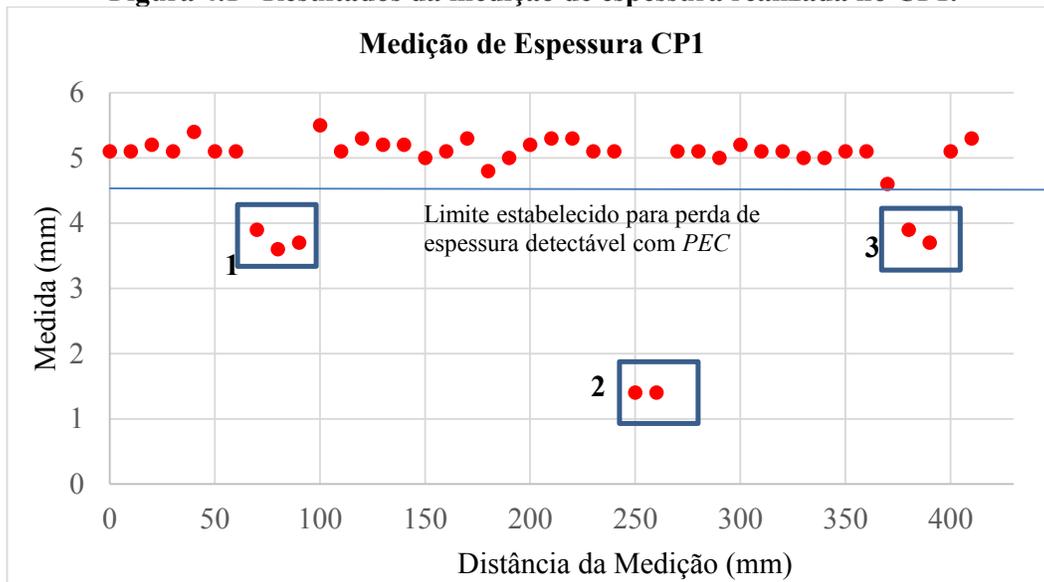
(Continua)

Fonte: Elaborada pelo autor (2022).

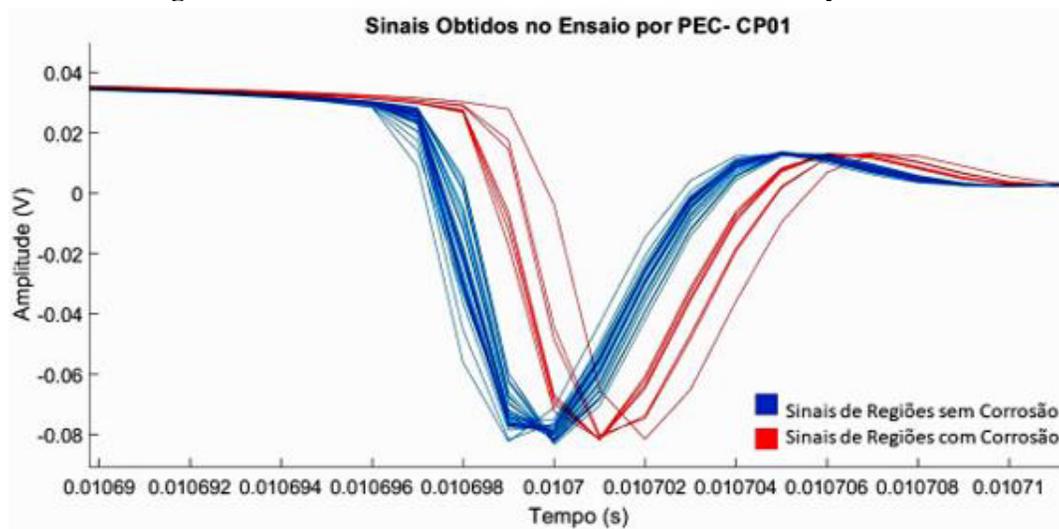
4.1.1 Corpo de prova CP1

Para o corpo de provas CP1, os valores referentes a medição de espessura podem ser observados na Figura 4.1. As medidas obtidas nas regiões dos rebaixos foram agrupadas e identificadas com os números 1, 2 e 3. Neste corpo de prova, apenas as medidas referentes as regiões usinadas ficaram abaixo do limite estabelecido para a detecção pelo ensaio por *PEC*. Dois ensaios por correntes parasitas pulsadas foram realizados no corpo de provas CP1, o primeiro destes ensaios foi realizado por meio da aquisição de sinais nos mesmos pontos onde foram realizadas as medições de espessura, estes sinais podem ser vistos na Figura 4.2. Após a determinação do sinal utilizado como referência foi realizada a subtração de todos os outros sinais e gerado o gráfico contido na Figura 4.3. Das curvas dos sinais diferenciais, foram obtidos os valores dos mínimos para gerar o gráfico contido na Figura 4.4. Como pode ser visto nesta figura, todos os sinais referentes as três regiões com rebaixo apresentaram valores abaixo da linha de referência (-0,05V), havendo assim uma correspondência entre os resultados obtidos na medição de espessura e no ensaio por *PEC*.

Figura 4.1– Resultados da medição de espessura realizada no CP1.

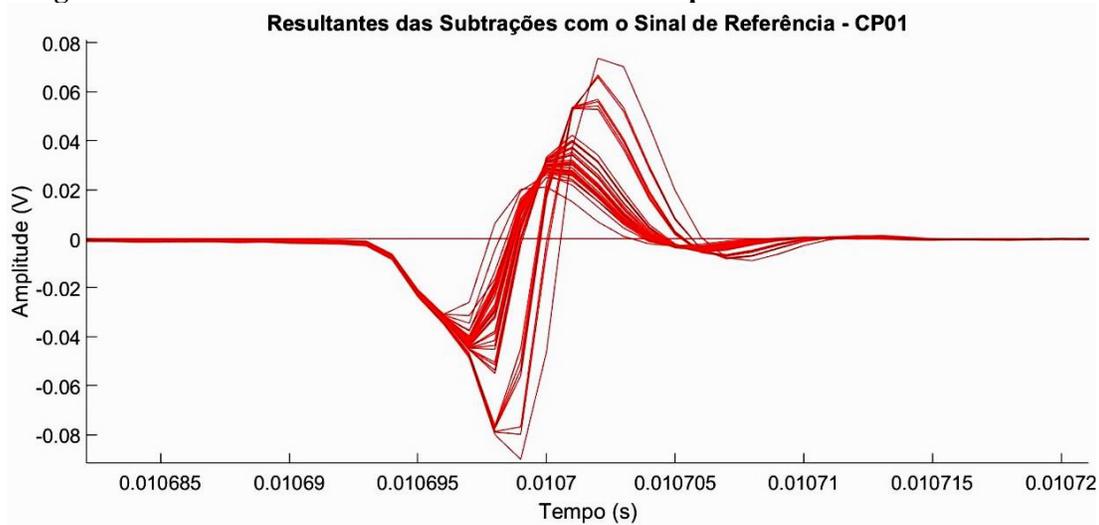


Fonte: Imagem do autor (2022)

Figura 4.2 – Sinais obtidos no CP01 durante o ensaio por *PEC*

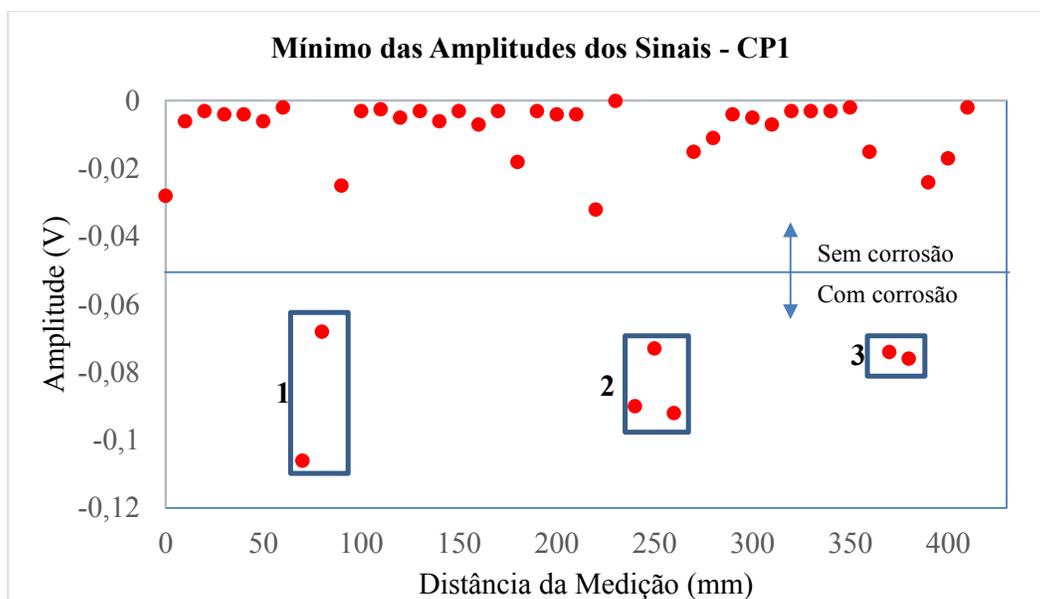
Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura 4.3 – Sinais diferenciais referentes ao ensaio por *PEC* realizado no CP01.



Fonte: Imagem do autor (2022)

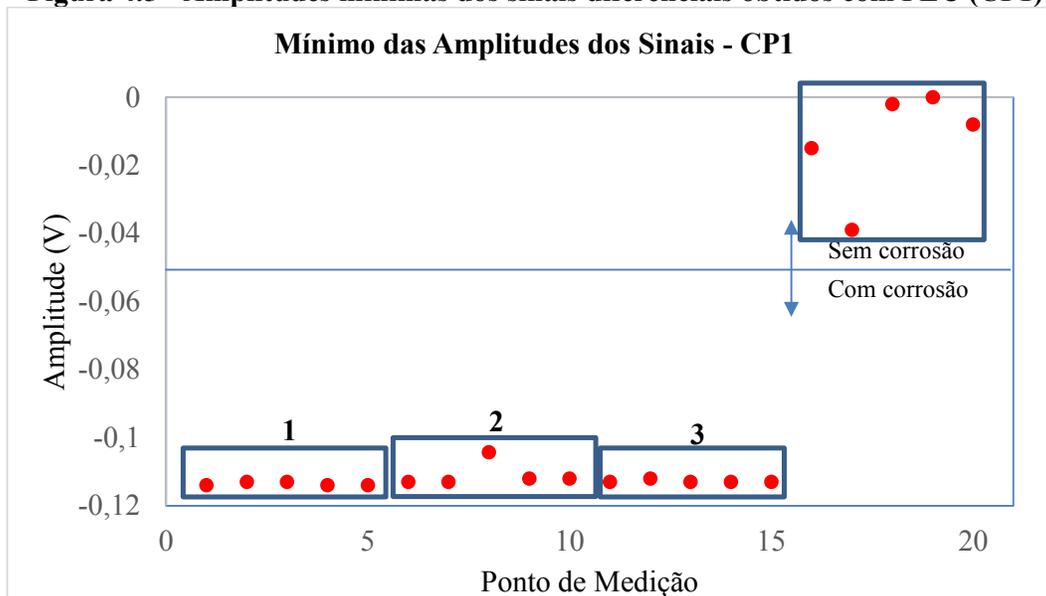
Figura 4.4- Amplitudes mínimas dos sinais diferenciais obtidos com *PEC* (CP1)



Fonte: Imagem do autor (2022)

O segundo ensaio por *PEC* realizado no corpo de provas CP1 obteve cinco sinais em cada região com rebaixo e em uma região sem perda de espessura. O resultado da avaliação do ensaio por correntes parasitas pulsadas pode ser visto na Figura 4.3, as três regiões com rebaixo (1, 2 e 3) estão localizadas abaixo da linha de referência (0,05V), indicando uma região com perda de espessura. Os cinco valores obtidos na região sem perda de espessura permaneceram acima da linha de referência.

Figura 4.5 - Amplitudes mínimas dos sinais diferenciais obtidos com PEC (CP1)

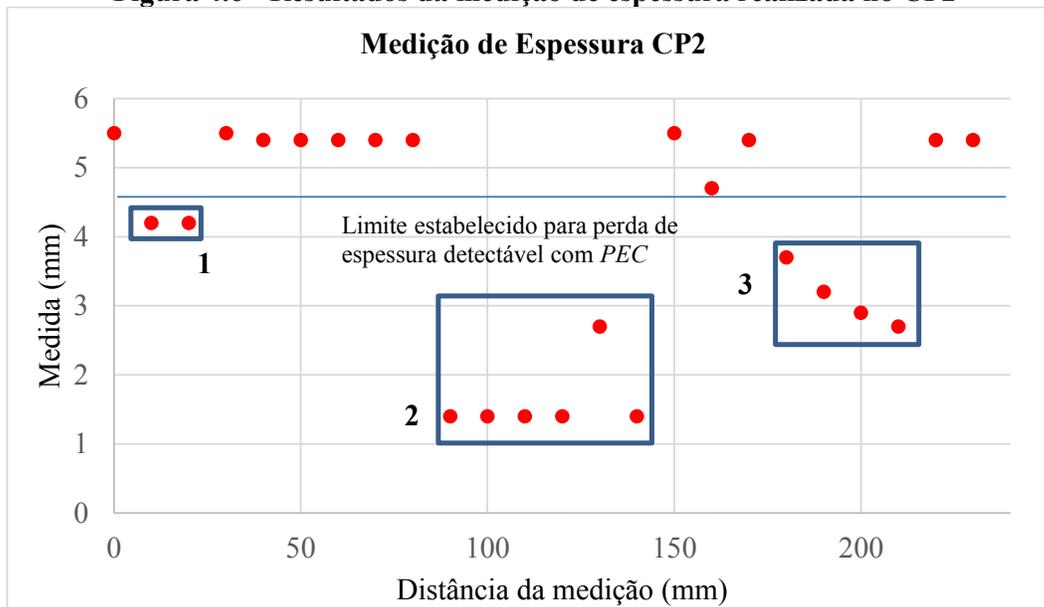


Fonte: Imagem do autor (2022)

4.1.2 Corpo de prova CP2

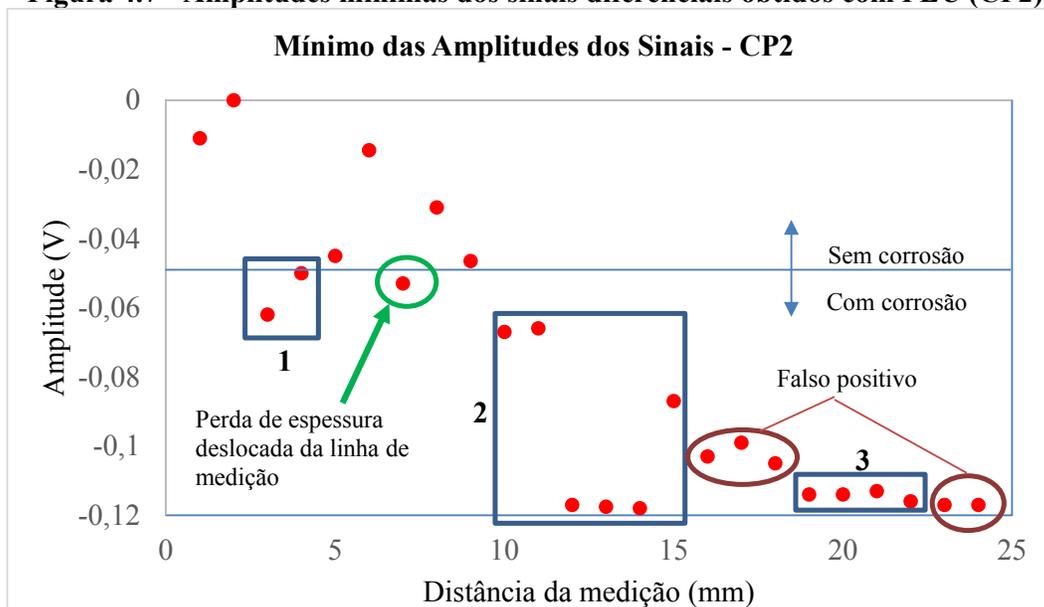
Os valores de espessuras obtidos com a medição realizada no corpo de provas CP2 podem ser vistos no gráfico contido na Figura 4.4, três regiões distintas com perda de espessura foram detectadas no ensaio. O ensaio por correntes parasitas pulsadas também identificou as regiões com perda de espessura observadas com a medição de espessura, no entanto, duas outras regiões com sinais similares ao de perda de espessura foram observadas, tendo uma falsa identificação positiva de região corroída. Os resultados do ensaio por PEC podem ser vistos na Figura 4.5.

Figura 4.6 - Resultados da medição de espessura realizada no CP2



Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura 4.7 - Amplitudes mínimas dos sinais diferenciais obtidos com *PEC* (CP2)

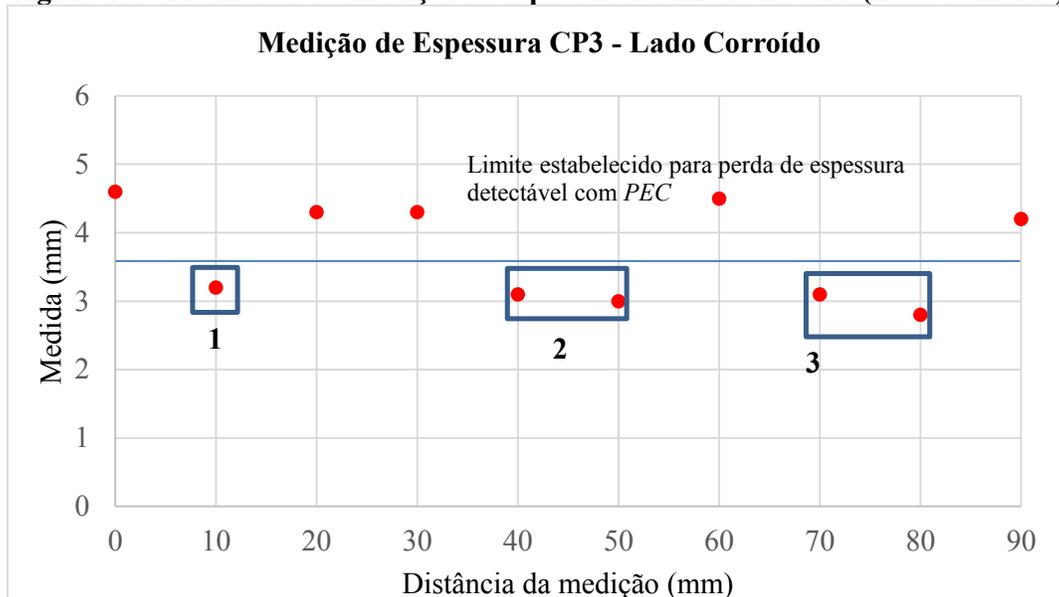


Fonte: Imagem do autor (2022).

4.1.3 Corpo de prova CP3

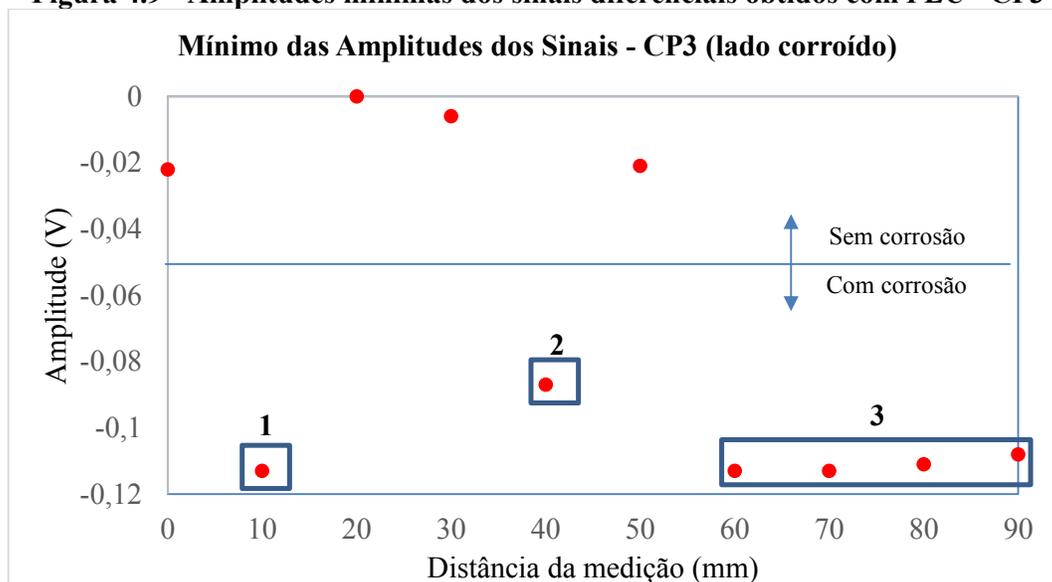
As medições de espessura realizadas no lado corroído do corpo de provas CP3 (lado corroído) estão contidas na Figura 4.6. Como pode ser visto nesta figura, foram identificadas três regiões com perda de espessura. O ensaio por *PEC* também identificou as três regiões corroídas do corpo de provas, ver Figura 4.7.

Figura 4.8 - Resultados da medição de espessura realizada no CP3 (Lado corroído)



Fonte: Imagem do autor (2022)

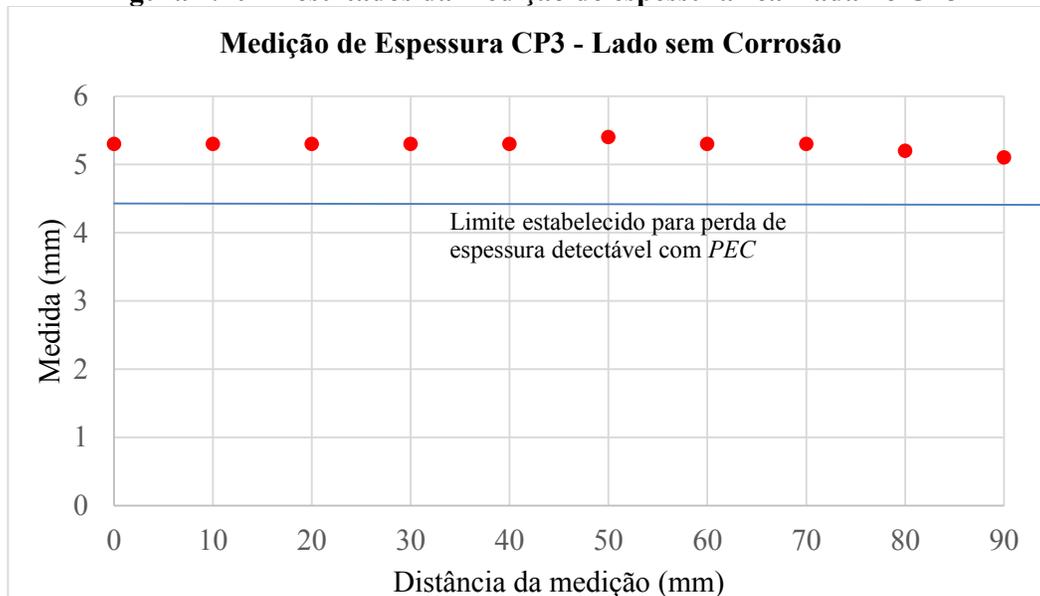
Figura 4.9 - Amplitudes mínimas dos sinais diferenciais obtidos com *PEC* - CP3



Fonte: Imagem do autor (2022).

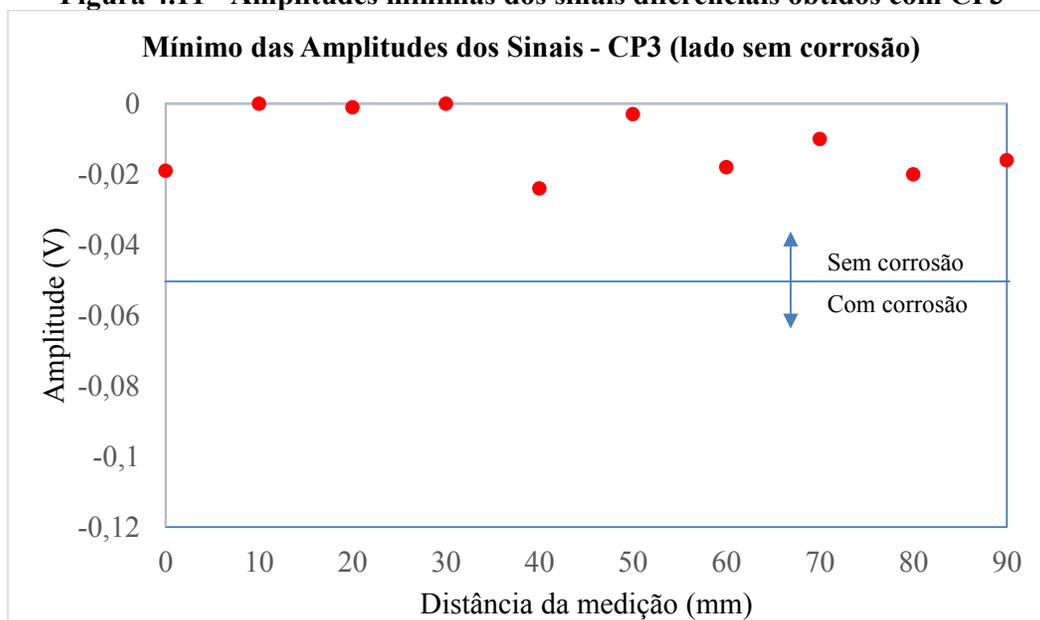
As medições de espessura realizadas no corpo de provas CP3 (lado sem corrosão) não evidenciaram a existência de perda de espessura relevante, os resultados dessas medições podem ser vistos na Figura 4.8. Os sinais obtidos no ensaio por correntes parasitas pulsadas também não identificaram perda de espessura no corpo de prova, como pode ser visto na Figura 4.9.

Figura 4.10 - Resultados da medição de espessura realizada no CP3



Fonte: Imagem do autor (2022)

Figura 4.11 - Amplitudes mínimas dos sinais diferenciais obtidos com CP3

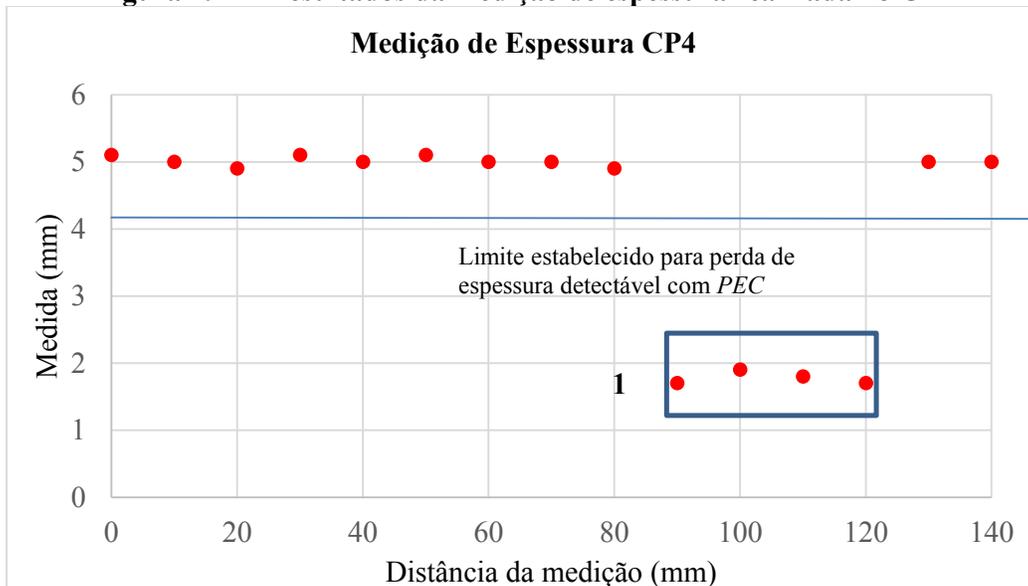


Fonte: Imagem do autor (2022)

4.1.4 Corpo de prova CP4

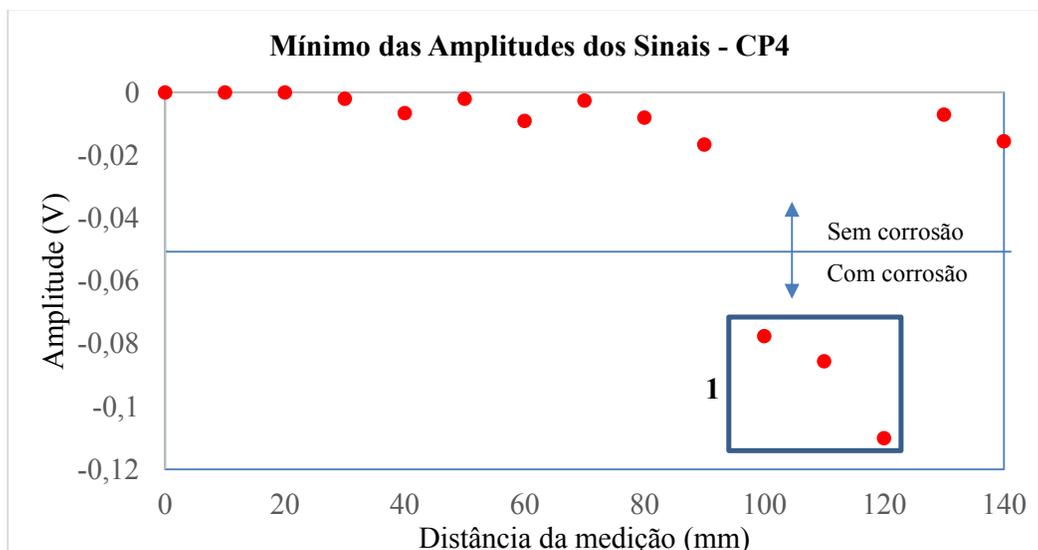
Os valores das medições de espessura realizadas no corpo de prova CP4 permitiram concluir pela existência de apenas uma região com corrosão, essa região pode ser observada na Figura 4.10. O ensaio por *PEC* também identificou a mesma região observada no ensaio de medição de espessura, os resultados deste ensaio estão contidos na Figura 4.11.

Figura 4.12 - Resultados da medição de espessura realizada no CP4



Fonte: Imagem do autor (2022)

Figura 4.13- Amplitudes mínimas dos sinais diferenciais obtidos com *PEC* (CP4)

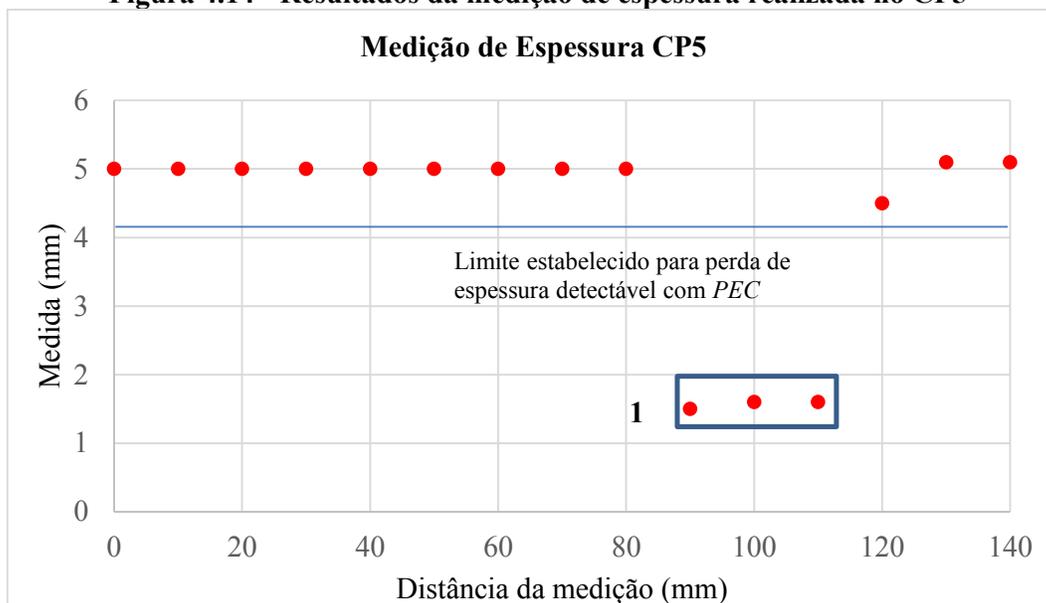


Fonte: Imagem do autor (2022)

4.1.5 Corpo de prova CP5

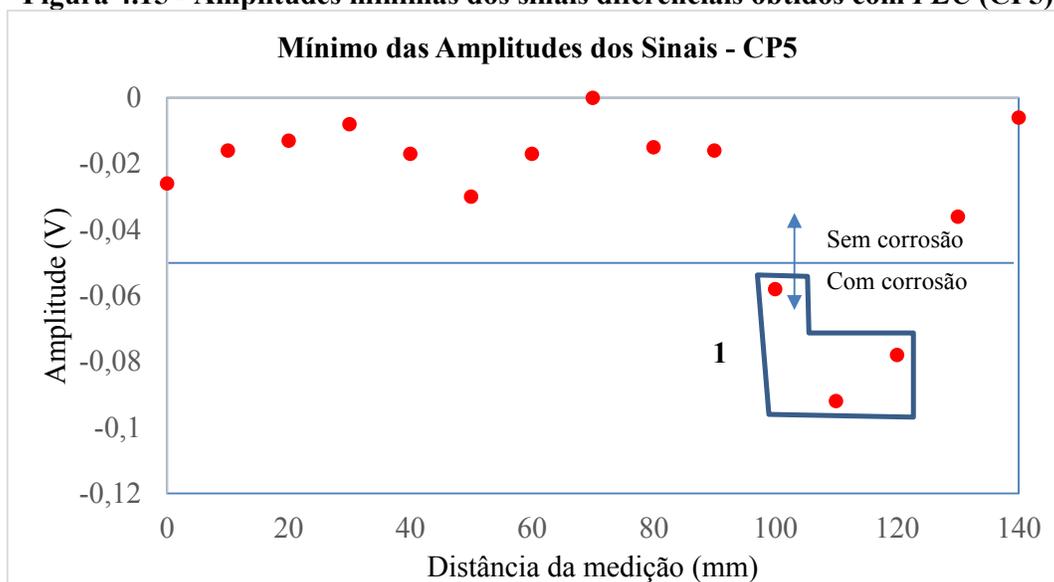
Apenas uma região com corrosão foi observada com as medições de espessura realizadas no corpo de provas CP5, os valores das medições de espessura podem ser vistos na Figura 4.12. O ensaio por *PEC* também identificou uma região com perda de espessura, semelhante ao observado no ensaio de medição de espessura, os resultados do ensaio por *PEC* podem ser vistos na Figura 4.13.

Figura 4.14 - Resultados da medição de espessura realizada no CP5



Fonte: Imagem do autor (2022)

Figura 4.15 - Amplitudes mínimas dos sinais diferenciais obtidos com *PEC* (CP5)



Fonte: Imagem do autor (2022)

Conforme proposto na metodologia, e em atendimento aos objetivos estabelecidos, foi verificado que todas as perdas de espessura maiores que 1mm foram identificadas pelo ensaio por *PEC*. Ao se comparar os resultados do ensaio de medição de espessura, Figura 4.6, e os resultados do ensaio por *PEC*, gráfico 4.12, ambos realizados no corpo de prova CP2, pode-se notar que as três regiões com perda de espessura, identificadas na medição de espessura, também foram identificadas no ensaio por *PEC*. Entre as regiões com corrosão 1 e 2 houve a identificação de um sinal que indicava a ocorrência de perda de espessura, o que não se observou no ensaio de ME. Foi realizado ensaio visual no corpo de prova, sendo possível observar que próximo a posição do sinal que indicava perda de espessura havia um alvéolo deslocado da linha de medição, este alvéolo pode ser visto na Figura A.0.3. A presença deste alvéolo foi detectada pelo ensaio por correntes parasitas pulsadas, mas não pelo ensaio por ultrassom. Entre as regiões 2 e 3, devido a proximidade entre as duas regiões com extensa perda de massa, houve falsa indicação de perda de espessura nos sinais 16, 17, 18, 22, 23 e 24.

No corpo de provas CP3, único com o formato tubular preservado, foram realizados ensaios em dois lados diametralmente opostos, um dos lados possuía corrosão alveolar generalizada, o outro lado não apresentava corrosão significativa. Comparando os resultados obtidos nos ensaios realizados, ME e *PEC*, pode ser observado que, mesmo na condição de corrosão severa e dispersa, que houve similaridade entre os resultados da medição de espessura e do ensaio por correntes parasitas pulsadas. Os gráficos 4.3 e 4.15 mostram as regiões com corrosões observadas em ambos ensaios.

O efeito provocado pela interação do campo magnético gerado pela bobina, com descontinuidades geométricas presentes na peça ensaiada, mesmo que estas não estejam exatamente sob a bobina, podem influenciar os resultados do ensaio por *PEC*. A depender do tamanho do sensor utilizado, pode haver grande divergência nos resultados do ensaio, se comparado com os resultados obtidos com a medição de espessura por ultrassom. Este efeito foi observado durante este estudo, sendo, em alguns casos, responsável pela inexistência da exata coincidência entre os resultados obtidos com os ensaios por ME e *PEC*. Todos os sinais obtidos no ensaio por *PEC* realizados nos corpos de provas estão nas figuras do Apêndice B.

5 CONCLUSÕES

O estudo realizado demonstrou a capacidade de detecção de perda de espessura tanto no corpo de prova com rebaixos usinados quanto nos tubos que possuíam perdas de espessura provocadas por corrosão. Ao se avaliar o corpo de prova usinado, todos os rebaixos foram identificados. O rebaixo com menor variação de espessura possuía 20mm de diâmetro e 1,6mm de profundidade, indicando que perdas de espessura com essas características dimensionais podem ser identificadas pelo ensaio de *PEC*. No caso dos corpos de prova corroídos, o ensaio por *PEC* foi capaz de identificar todas as regiões que apresentavam corrosão, no entanto ficou evidenciado que ao ocorrer a aproximação entre duas áreas corroídas adjacentes, pode haver influência no sinal, levando a possibilidade de que este sinal seja considerado como pertencente a uma região com corrosão. Os ensaios por *PEC* foram realizados com um baixo grau de preparação superficial nos corpos de prova, ficando evidenciada a aplicabilidade desta técnica de inspeção em condições onde haveriam limitações de outras técnicas, mais comumente utilizadas neste tipo de serviço. Os resultados dos ensaios por *PEC* constataram que a zona de influência da sonda vai além da área situada imediatamente abaixo desta, o que significa que mesmo perdas relativamente afastadas da sonda podem ser detectadas.

O método proposto, demonstrou ser efetivo na identificação e separação entre sinais referentes a regiões com corrosão e sinais pertencentes a regiões sem corrosão. Para este caso, ao se utilizar a parte do sinal durante o decaimento, o mínimo do sinal resultante foi influenciado por dois fatores que afetam significativamente o seu posicionamento quanto ao limite de detecção para corrosão, ficando assim mais facilitada a resolução entre um sinal pertencente a uma região corroída, de um sinal pertencente a uma região não corroída.

Ao se definir o limite de espessura que deveria ser detectado pelo ensaio por *PEC*, maior espessura encontrada menos 1mm, buscando avaliar a capacidade do ensaio em diferenciar pequenas variações de perda de espessura, foi possível comparar os resultados obtidos nos ensaios de ME e por *PEC*. O limite utilizado indica que o ensaio por correntes parasitas pulsadas, para as condições apresentadas neste trabalho, possibilita a identificação de perdas de espessura a partir de um 1mm, respeitadas as demais dimensões da região corroída. O limiar -0,05V, utilizado no tratamento dos sinais diferenciais obtidos no ensaio por *PEC*, como limite para definição do estado corroído, ou sem corrosão, se mostrou efetivo para todos os corpos de prova. Contudo, este valor

se altera conforme os parâmetros utilizados na realização do ensaio e, também, conforme a espessura do tubo.

Ao se realizar uma comparação entre os ensaios de medição de espessura por ultrassom, com os ensaios por *PEC*, fica evidenciado que o a medição de espessura foi capaz de localizar e quantificar a perda de espessura nas regiões imediatamente abaixo do transdutor. Já no ensaio por *PEC* foi possível localizar, de forma qualitativa, todas as regiões corroídas sob a área de influência do sensor.

O ensaio por *PEC* se mostrou de mais fácil execução, sem necessidade de preparação superficial relevante, sem necessidade do uso de acoplante e com maior velocidade de execução que o ensaio por ME, tendo sido capaz de detectar áreas corroídas mesmo que afastadas da bobina detetora. No entanto este ensaio se limita a avaliação qualitativa das regiões corroída, devendo ser complementada com outros métodos de inspeção, nos casos onde a obtenção dos valores de espessura for relevante. Este estudo indica a aplicabilidade da técnica proposta na identificação da perda de espessura localizadas.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como forma de contribuição para trabalhos futuros, seria útil avaliar o uso da técnica *PEC* de forma automatizada na inspeção dos tubos de parede d'água de caldeiras aquatubulares, podendo assim determinar a velocidade máxima de execução do ensaio e reduzir o efeito de fatores humanos na aquisição dos sinais. A utilização de mais de uma bobina ao mesmo tempo poderia otimizar a coleta de sinais durante a realização do ensaio, podendo, em tese, diminuir o tempo de execução da técnica, no entanto estudos adicionais são necessários para avaliar as possíveis interações entre as bobinas.

REFERÊNCIAS

AC BUSINESS. **Caldeira Aquatubular**. Disponível em: <https://www.acbusiness.ind.br/>. [Acessado em 22/04/2022].

ABNT. NBR 15824. **Ensaio não destrutivo - Ultrassom - Procedimento para medição de espessura**. 2020

ANDREUCCI, Ricardo. **Ensaio por ultrassom**. Associação Brasileira de Ensaio Não Destrutivos, 2014.

ASME. **Conheça a sua História e Principais Normas**. Disponível em: <https://xhmarbethlehem.com.br/blog/asme-conheca-sua-historia-e-as-principais-normas/>. [Acessado em 22/04/2022].

ASME.; BOILER CODE, Pressure Vessel. Materials, Section II. **Ferrous Material Specifications**. American Society of Mechanical Engineers, v. 1, 2019.

API. 573. **Inspection of Fired Boilers and Heaters**. American Petroleum Institute. 2021

AULD, B. A.; MOULDER, J. C. **Review of advances in quantitative eddy current nondestructive evaluation**. Journal of Nondestructive evaluation, v. 18, n. 1, p. 3-36, 1999.

CARNEVAL, Ricardo de Oliveira. **Guia de Inspeção – Mecanismos de Danos**. Disponível em: www.ibp.org.br/biblioteca. [Acesso em 22/03/2022].

CONNOR. **Variação do Fluxo de Calor com a Temperatura**. Disponível em: <https://www.thermal-engineering.org/pt-br/o-que-e-crise-de-ebulicao-fluxo-critico-de-calor-definicao/>. Acessado em: 22/05/2022.

CROUZEN, Paul; MUNNS, Ian. **Pulsed Eddy Current Corrosion Monitoring in Refineries and Oil Production Facilities—experience at Shell**. signal, v. 2, n. 3, p. 4, 2006.

CZICHOS, Horst (Ed.). **Handbook of technical diagnostics: fundamentals and application to structures and systems**. Springer Science & Business Media, 2013.

DOOLEY, Barry; CHANG, Peter S. **The Current State of Boiler Tube Failures in Fossil plants**. Power Plant Chemistry, v. 2, 2000.

FAN, Mengbao et al. **Pulsed Eddy Current Thickness Measurement Using Phase Features Immune to Liftoff Effect**. Ndt & E International, v. 86, p. 123-131, 2017.

FRENCH, D. N. **Failures of Boilers and Related Equipment**. Materials Park, OH: ASM International, 2002., p. 602-628, 2002.

GARCÍA-MARTÍN, Javier; GÓMEZ-GIL, Jaime; VÁZQUEZ-SÁNCHEZ, Ernesto. **Non-destructive techniques based on eddy current testing**. Sensors, v. 11, n. 3, p. 2525-2565, 2011.

GHONI, Ruzlaini et al. **Defect Characterization Based on Eddy Current Technique: Technical review**. Advances in Mechanical Engineering, v. 6, p. 182496, 2014.

IB-NDT. **MFL em Tubos de Caldeira**. Disponível em: http://ibndt.com/ver_solucoes.asp?codigo=133. Acessado em 22/05/2022

IBP. **Guia de Inspeção de Caldeira**. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2020/09/guia-de-inspecao-de-caldeiras-2020.pdf>. [Acesso em 22/03/2022].

HAYT Jr, William H., and John A. Buck. **Eletromagnetismo**. Bookman Editora, 2013.

HE, Yunze et al. **Steel Corrosion Characterization Using Pulsed Eddy Current Systems**. IEEE Sensors Journal, v. 12, n. 6, p. 2113-2120, 2012.

HELLIER, Charles J. **Handbook of Nondestructive Evaluation**. McGraw-Hill Education, 2020.

KHAVANOV, Pavel; CHULENYOV, Anatoly. **Boiler water regime**. In: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. IOP Publicação, 2017. p. 012199.

LI, Jian et al. **Pulsed Eddy Current Testing of Ferromagnetic Specimen Based on Variable Pulse Width Excitation**. NDT & E International, v. 69, p. 28-34, 2015.

LINDSLEY, David. **Power-plant Control and Instrumentation: The Control of Boilers and HRSG Systems**. IET, 2000.

LONNGREN, Karl Erik; SAVOV, Sava Vasilev; JOST, Randy J. **Fundamentals of Electromagnetics with MATLAB**. Publicação, 2007.

MARCUS, Philippe (Ed.). **Corrosion mechanisms in theory and practice**. CRC press, 2011.

MAYER, P. **Boiler Tube Failure Mechanism Recognition: An Expert System**. CIM Bulletin (Canadian Institute of Mining and Metallurgy);(Canada), v. 83, n. 939, 1990.

MISTRAS. **Ultrassom em Tubos de Caldeiras**. Disponível em: <http://www.pasa.com.br/2016/bts.asp>. Acessado em 22/05/2022.

PANIGRAHI, Bhabani Shankar; GANAPATHYSUBRAMANIAN, Krishnamurthy. **Boiler Water Treatment**. In: Mineral Scales and Deposits. Elsevier, 2015. p. 639-655.

PARK, Duck-Gun et al. **Detection of Corrosion and Wall Thinning in Carbon Steel Pipe Covered with Insulation Using Pulsed Eddy Current**. Journal of Magnetics, v. 21, n. 1, p. 57-60, 2016.

PORT, Robert D.; HERRO, Harvey M. **NALCO Guide to Boiler Failure Analysis**. McGraw-Hill, Inc., 2003.

ROBERGE, Pierre R. **Corrosion Engineering: Principles and Practice**. McGraw-Hill, Inc 2008.

SAFIZADEH, M. S.; HASANIAN, M. **Gas Pipeline Corrosion Mapping Using Pulsed Eddy Current Technique**. ADMT Journal, v. 5, n. 1, 2011.

SCHWEIKART, Joan. **Boiler Water Treatment: Principles and Practice**. Chemical Engineering, v. 110, n. 7, p. 12-13, 2003.

SCIENTIFIC AMERICAM. **Steam Boiler are Exploding Everywhere**. Disponível em: <https://www.scientificamerican.com/article/steam-boilers-are-exploding-everywhere/>. Acessado em 22/04/2022.

SILVA, Ivan C. et al. **Corrosion Inspection Using Pulsed Eddy Current**. In: 11th European Conference on Non-Destructive Testing (ECNDT), Prague, Czech Republic. 2014.

SOPHIAN, Ali et al. **Electromagnetic and eddy current NDT: a review**. Insight, v. 43, n. 5, p. 302-306, 2001.

SOPHIAN, Ali; TIAN, Guiyun; FAN, Mengbao. **Pulsed Eddy Current Non-destructive Testing and Evaluation: A Review**. Chinese Journal of Mechanical Engineering, v. 30, n. 3, p. 500-514, 2017.

TEC-SCIENCE. **Ultrasonic Testing**. Disponível em: <https://www.tec-science.com/material-science/material-testing/ultrasonic-testing-ut/>. Acessado em 20/09/2022.

Teledy Nelecroy. **Decomposição de Ondas**. Disponível em: <https://teledynelecroy.com/>. Acessado em 22/09/2022.

TIAN, Gui Yun; SOPHIAN, Ali. **Defect Classification Using a New Feature For Pulsed Eddy Current Sensors**. Ndt & E International, v. 38, n. 1, p. 77-82, 2005.

TIPLER, Paul Allen; MOSCA, Gene. **Física para la ciencia y la tecnología, Vol. 1: Mecánica, oscilaciones y ondas, termodinámica**. Reverte, 2021.

ULAPANE, Abeykoon Mudiyanseelage Nalika Navin Bandara. **"Nondestructive Evaluation of Ferromagnetic Critical Water Pipes Using Pulsed Eddy Current Testing"**. PhD diss., 2016.

ULAPANE, Nalika et al. **Non-destructive Evaluation of Ferromagnetic Material Thickness Using Pulsed Eddy Current Sensor Detector Coil Voltage Decay Rate**. NDT & E International, v. 100, p. 108-114, 2018.

VASIC, Darko; BILAS, Vedran; AMBRUS, Davorin. **Pulsed Eddy-current Nondestructive Testing of Ferromagnetic Tubes**. IEEE transactions on instrumentation and measurement, v. 53, n. 4, p. 1289-1294, 2004.

WANG, Shu-juan et al. **A New System for Defects Inspection of Boiler Water Wall Tubes Using a Combination of EMAT and MFL**. In: 2018 IEEE Far East NDT New Technology & Application Forum (FENDT). IEEE, 2018. p. 65-69.

XIE, Lian et al. **Coupling Pulse Eddy Current Sensor for Deeper Defects NDT**. Sensors and Actuators A: Physical, v. 293, p. 189-199, 2019.

XIONG, Qi et al. The study of under deposit corrosion of carbon steel in the flowback water during shale gas production. **Applied Surface Science**, v. 523, p. 146534, 2020.

XU, Zhiyuan et al. **Assessment of Wall Thinning in Insulated Ferromagnetic Pipes Using the Time-to-peak of Differential Pulsed Eddy-current Testing Signals**. Ndt & E International, v. 51, p. 24-29, 2012.

XUE, Zhian et al. Analytical Model of Pulsed Eddy Current Signal with Variable Time Resolution. **Journal of Nondestructive Evaluation**, v. 41, n. 3, p. 1-11, 2022.

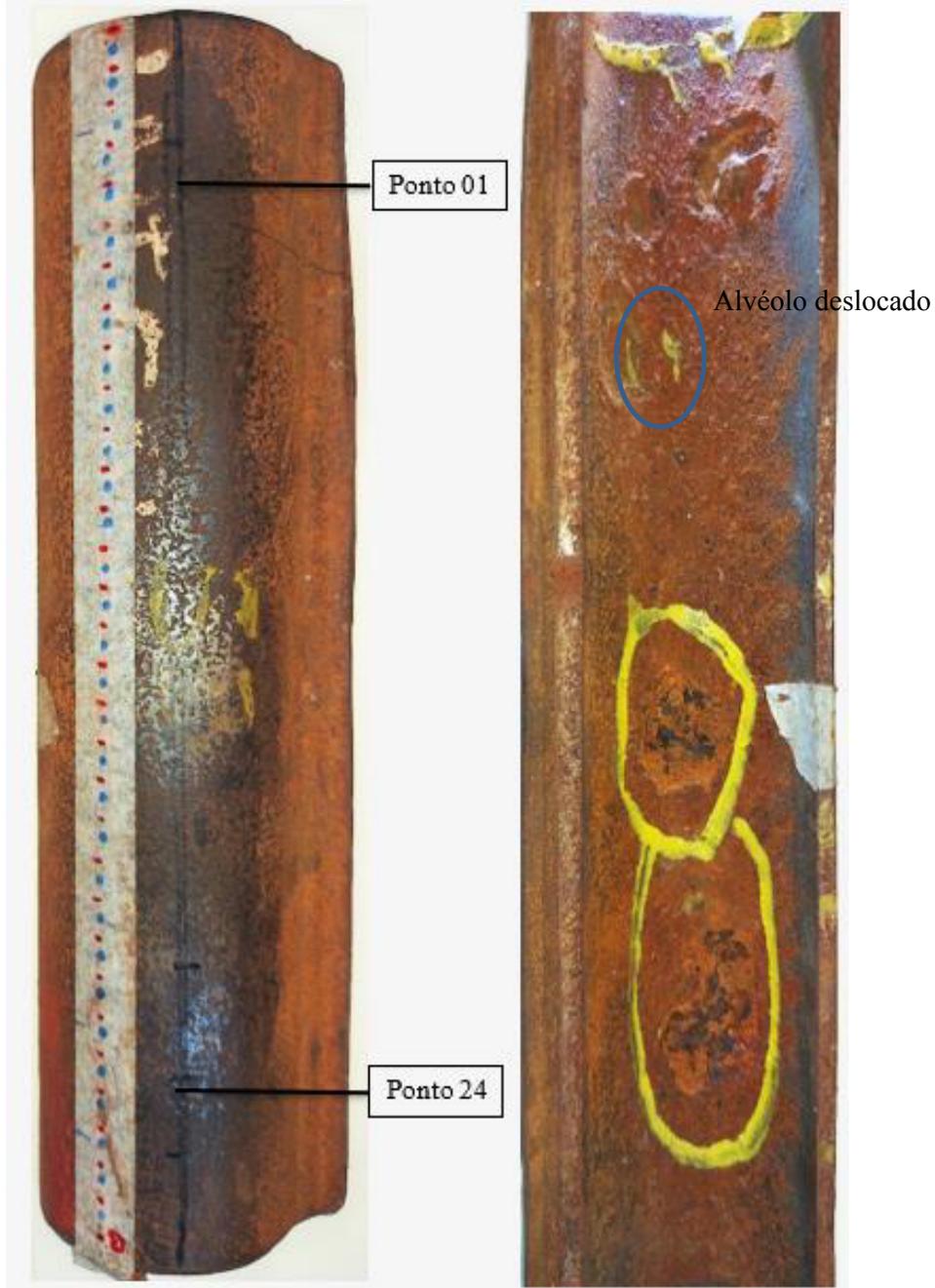
APÊNDICE A – CORPOS DE PROVA

Figura A.0.1 - Corpo de prova 01, fabricado com tubo novo, especificação: ASTM A179, espessura 5,4, diâmetro de 75mm.



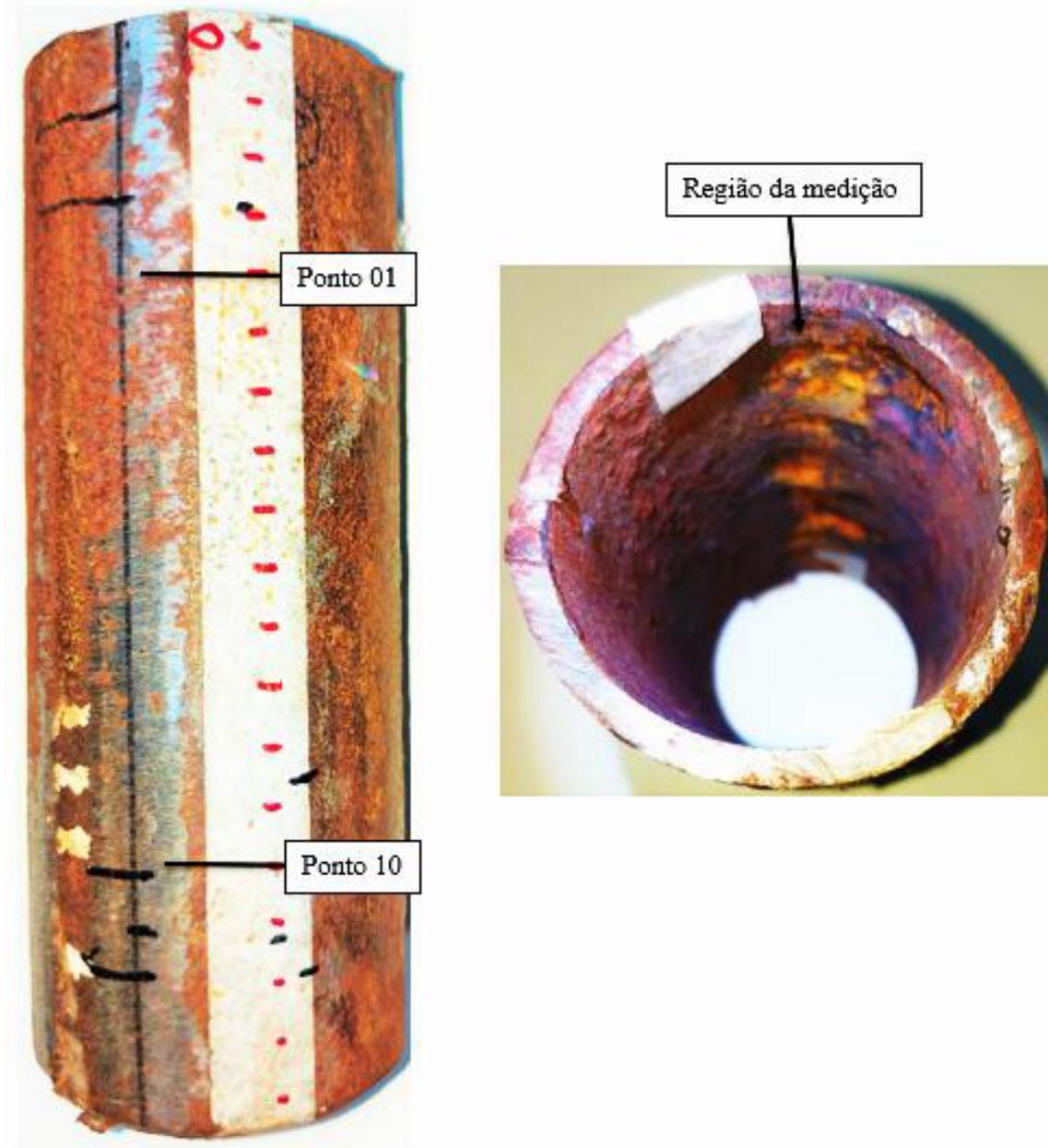
Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura A.0.2 - Corpo de prova CP2, fabricado com tubo removido de caldeira, especificação: ASTM A179, espessura 5,4mm, diâmetro de 75mm



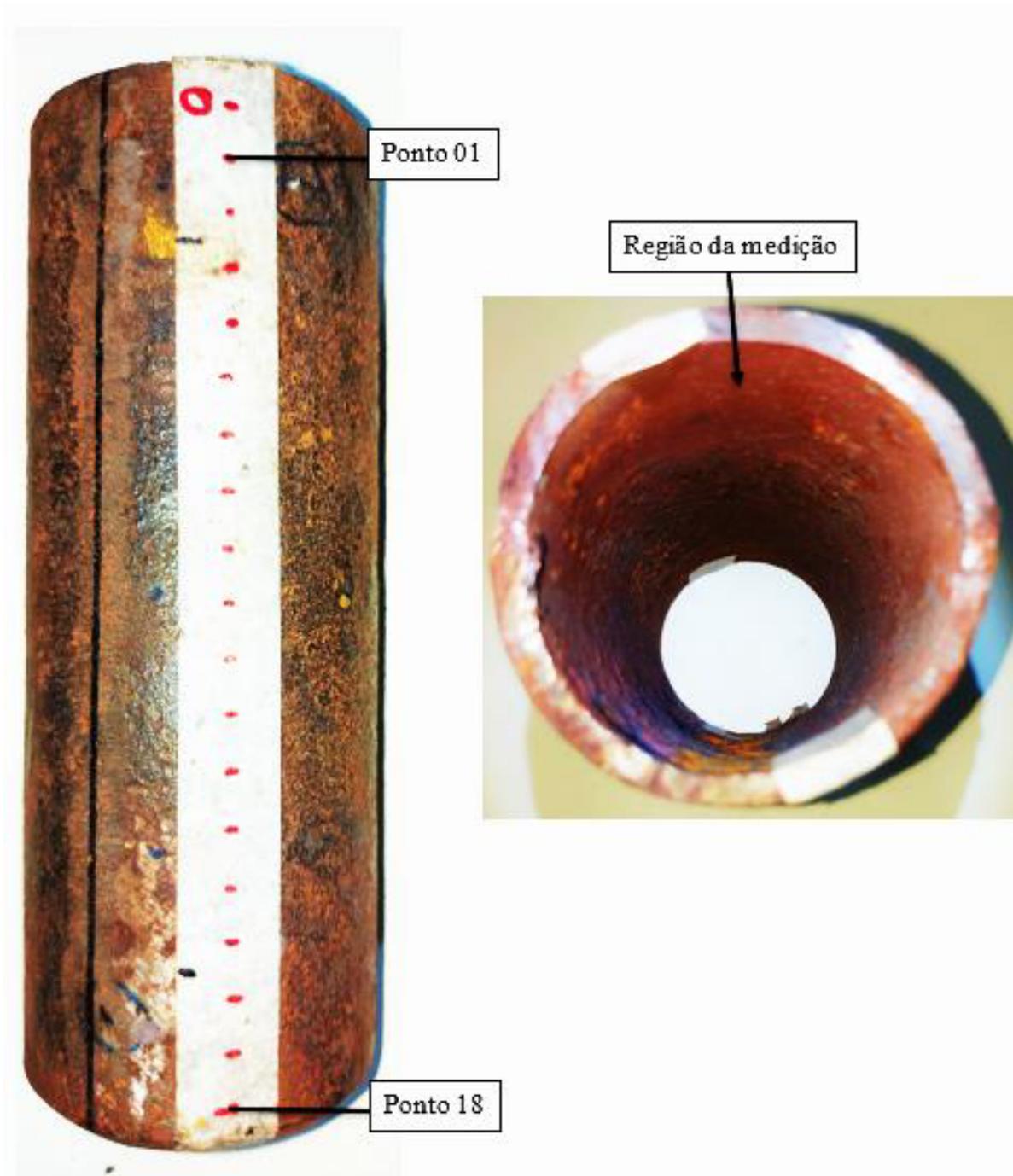
Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura A.0.3 - Corpo de prova CP3 (lado corroído), fabricado com tubo removido de caldeira, especificação: ASTM A179, espessura 5,4mm, diâmetro de 75mm



Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura A.0.4 - Corpo de prova CP3 SC (lado sem corrosão), fabricado com tubo removido de caldeira, especificação: ASTM A179, espessura 5,4mm, diâmetro de 75mm



Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura A.0.5 - Corpo de prova CP4, fabricado com tubo removido de caldeira, especificação: ASTM A179, espessura 5,4, diâmetro de 75mm

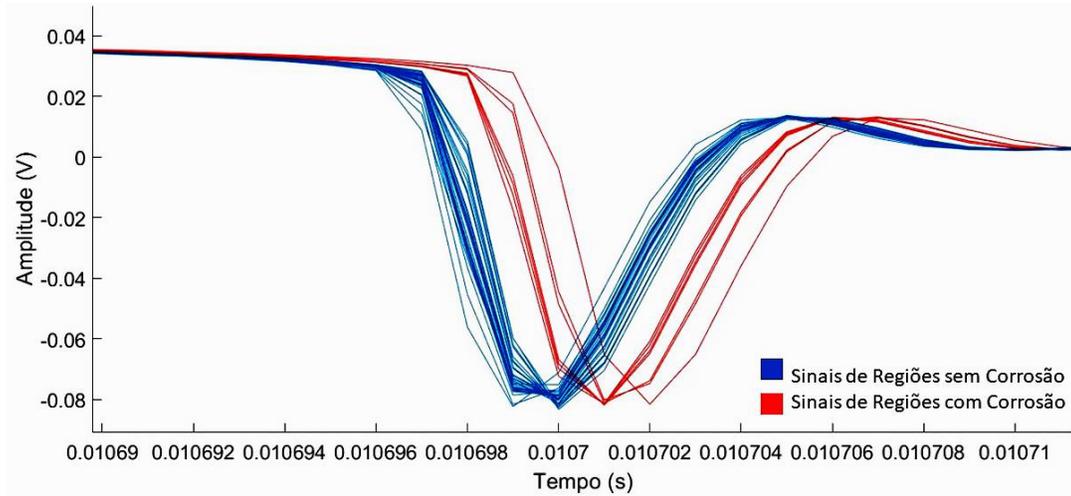


Fonte: Imagem do autor (2022).

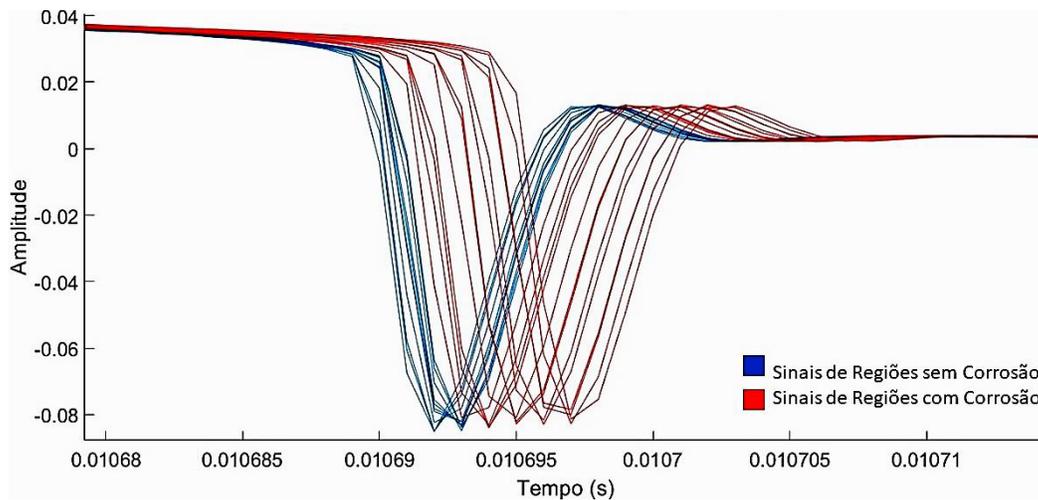
Figura A.0.6 - Corpo de prova 05, fabricado com tubo removido de caldeira, especificação: ASTM A179, espessura 5.4mm, diâmetro de 75mm.



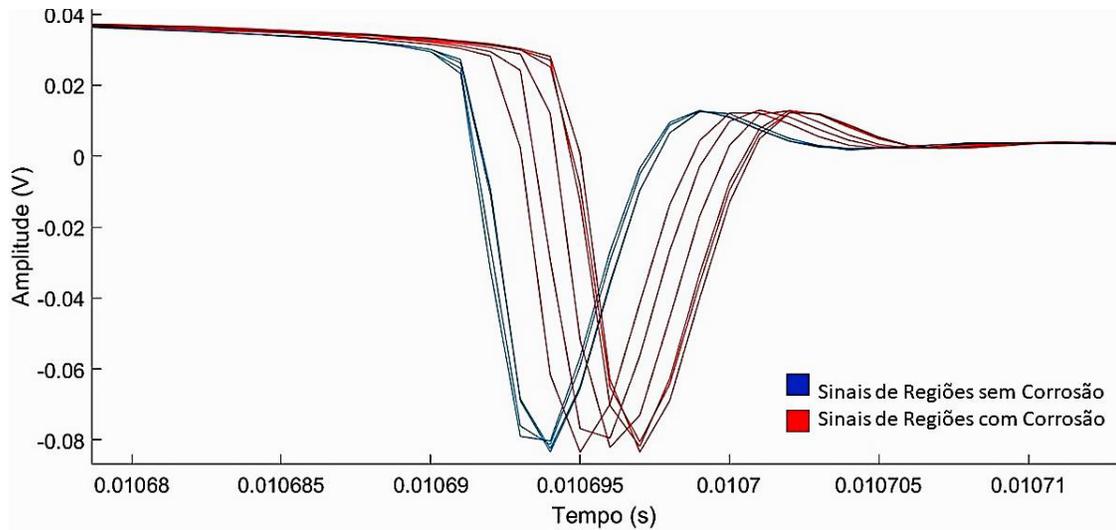
Fonte: Imagem do autor (2022).

APÊNDICE B – SINAS OBTIDOS NOS ENSAIOS POR PEC**Figura B. 1– Sinais de PEC obtidos durante o ensaio do CP1**

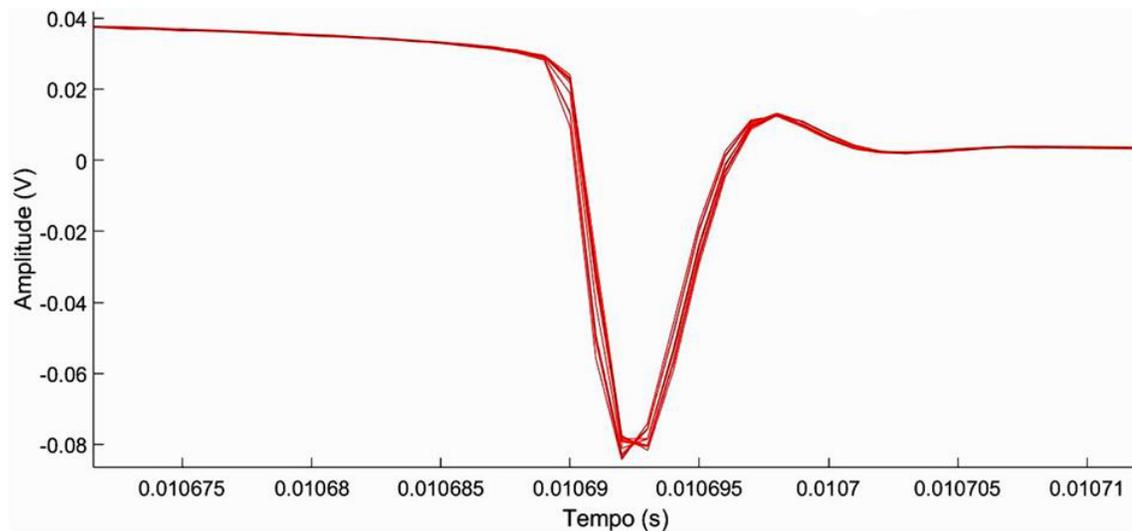
Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura B. 2– Sinais de PEC obtidos durante o ensaio do CP2

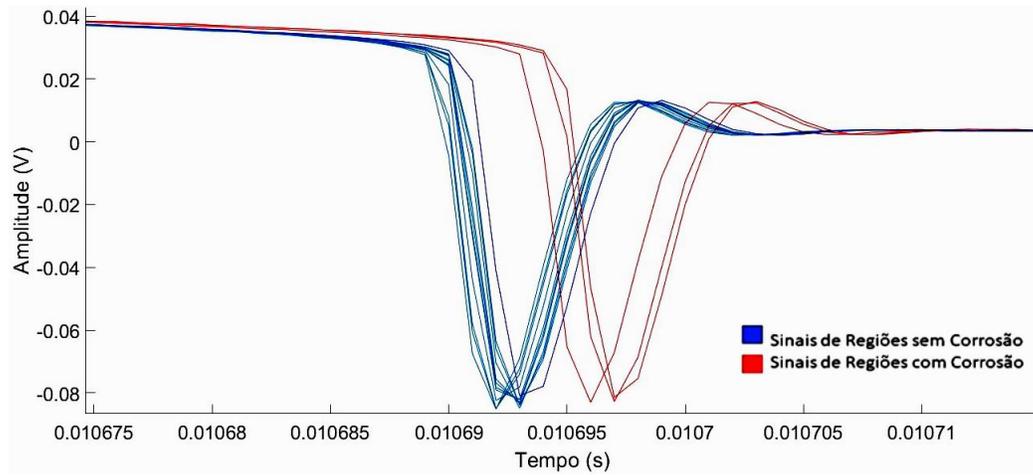
Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura B. 3 – Sinais de *PEC* obtidos durante o ensaio do CP03 (Lado corroído)

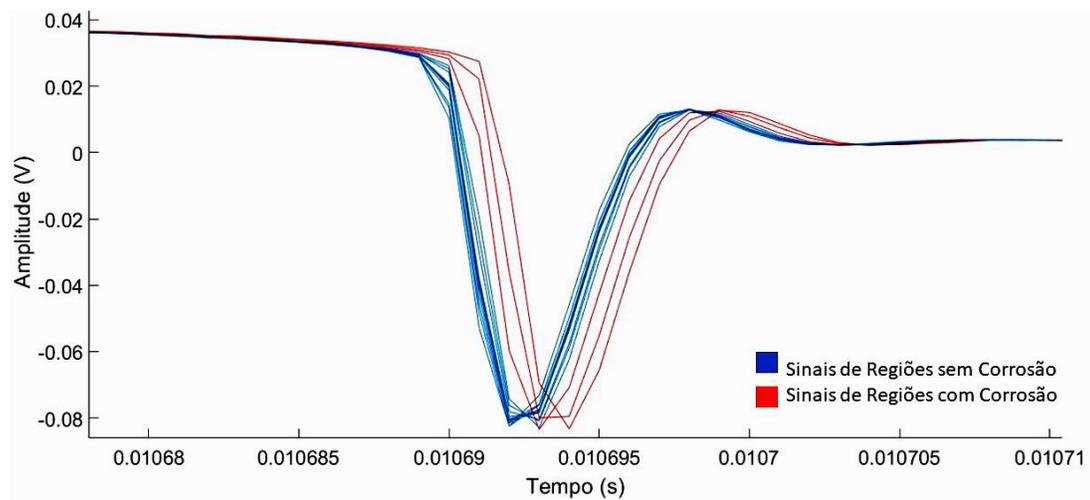
Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura B. 4 - Sinais de *PEC* obtidos durante o ensaio do CP3 (Lado sem corrosão)

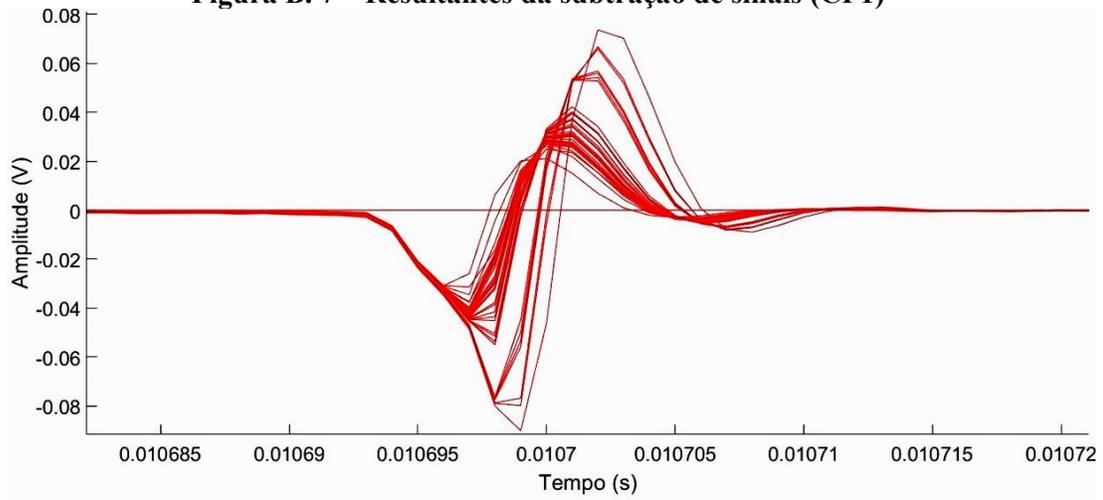
Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura B. 5 - Sinais de *PEC* obtidos durante o ensaio do CP4

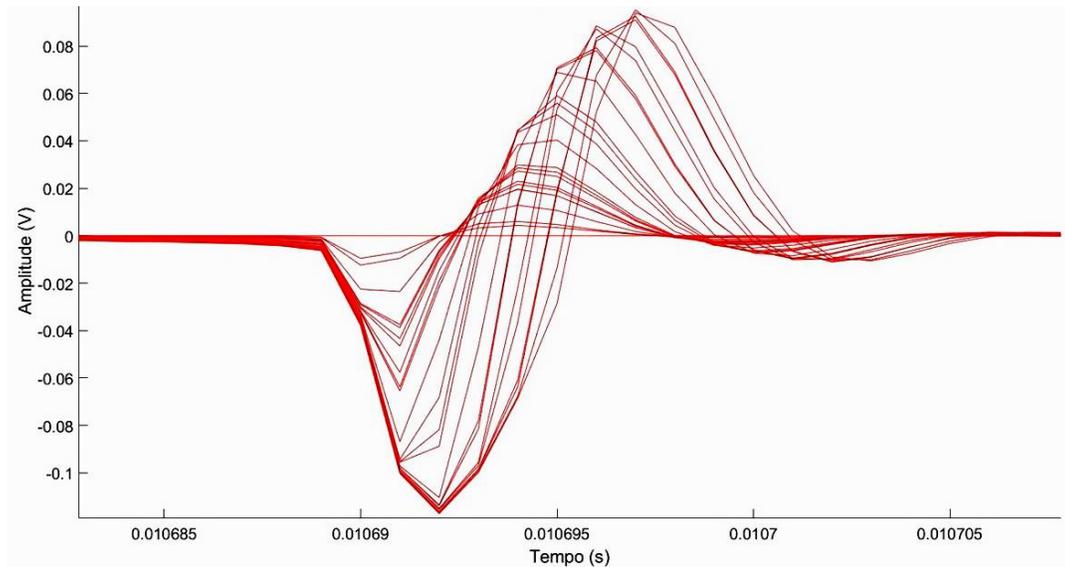
Fonte: Imagem do autor (2022)

Figura B. 6 - Sinais de *PEC* obtidos durante o ensaio do CP4

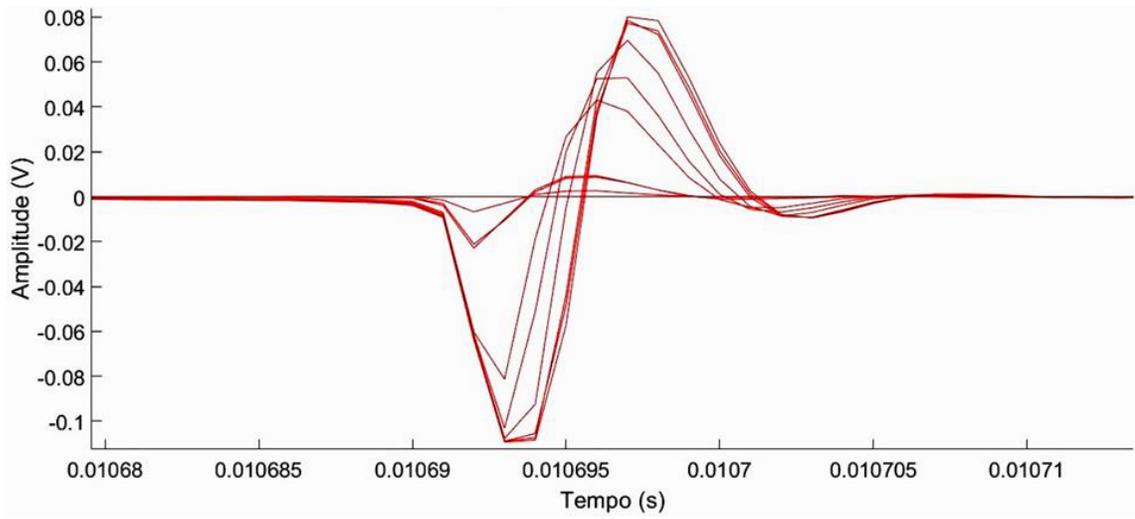
Fonte: Imagem do autor (2022)

Figura B. 7 – Resultantes da subtração de sinais (CP1)

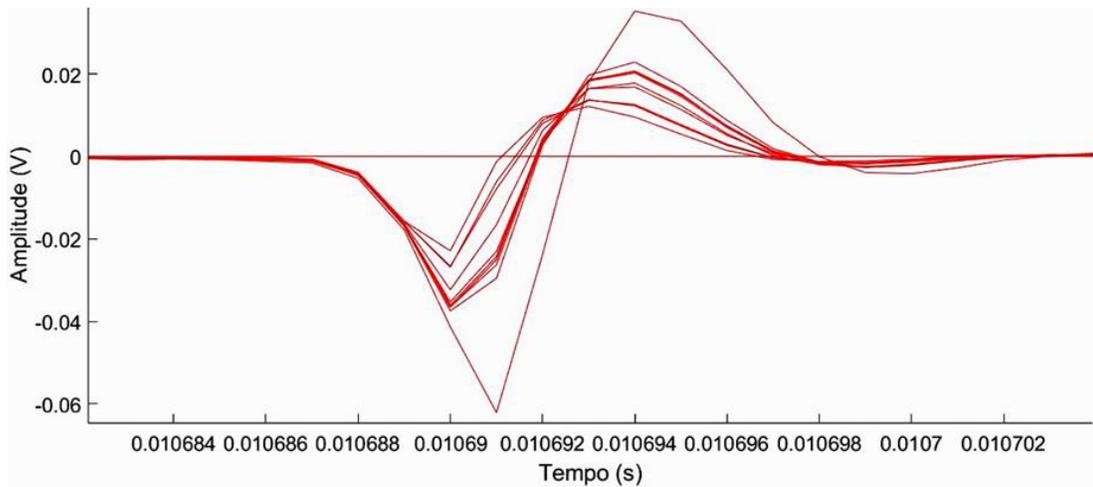
Fonte: Imagem do autor (2022)

Figura B. 8 – Resultantes da subtração de sinais (CP02)

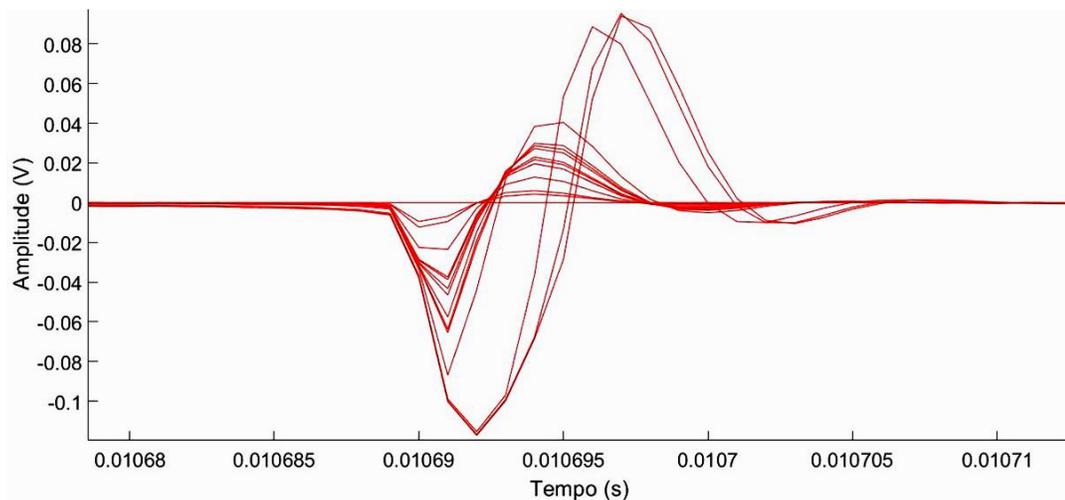
Fonte: Imagem do autor (2022)

Figura B. 9 – Resultantes da subtração de sinais (CP3 – Lado corroído)

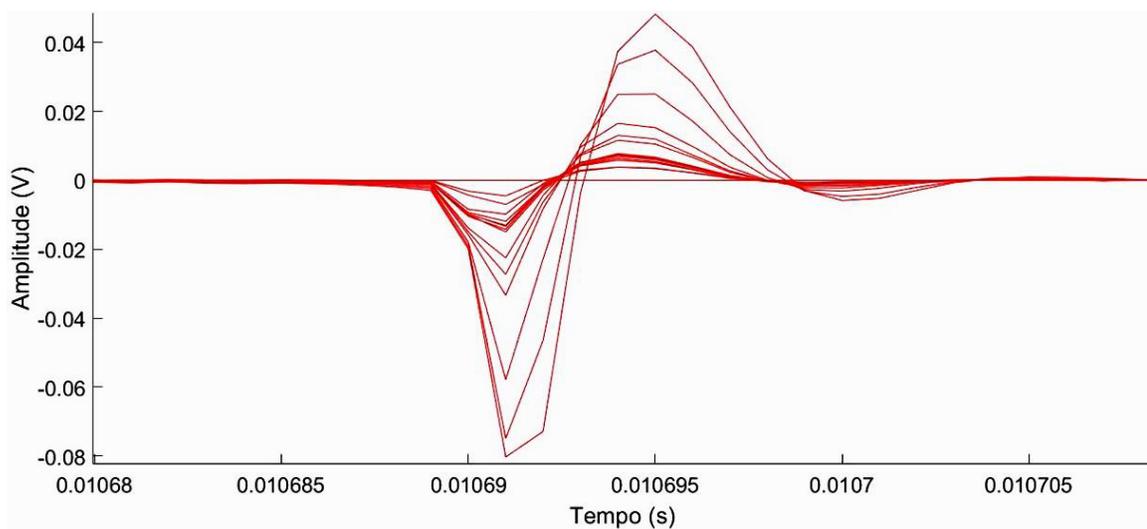
Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura B. 10 – Resultantes da subtração de sinais (CP3 – Lado sem corrosão)

Fonte: Imagem do autor (2022).

Figura B. 11 – Resultantes da subtração de sinais (CP4)

Fonte: Imagem do autor (2022)

Figura B. 12 -- Resultantes da subtração de sinais (CP5)

Fonte: Imagem do autor (2022)