

**UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL
ÁREA DO CONHECIMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E ENGENHARIAS**

PIETRO BRUSCATO TROMBINI

**ANÁLISE DA CORROSÃO EM ELEMENTOS DE FIXAÇÃO DE UMA USINA
FOTOVOLTAICA DE SOLO**

BENTO GONÇALVES

2021

PIETRO BRUSCATO TROMBINI

**ANÁLISE DA CORROSÃO EM ELEMENTOS DE FIXAÇÃO DE UMA USINA
FOTOVOLTAICA DE SOLO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica na Área do Conhecimento de Ciências Exatas e Engenharias da Universidade de Caxias do Sul.

Orientador: Prof. Me. Tiago Cassol Severo.

BENTO GONÇALVES

2021

PIETRO BRUSCATO TROMBINI

**ANÁLISE DA CORROSÃO EM ELEMENTOS DE FIXAÇÃO DE UMA USINA
FOTOVOLTAICA DE SOLO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica na Área do Conhecimento de Ciências Exatas e Engenharias da Universidade de Caxias do Sul.

Aprovado em ____ / ____ / ____

Banca examinadora:

Prof. Me. Tiago Cassol Severo
Universidade de Caxias do Sul – UCS

Prof. Me. Wagner Grison
Universidade de Caxias do Sul – UCS

Prof. Dr. Matheus Poletto
Universidade de Caxias do Sul – UCS

RESUMO

Uma usina fotovoltaica de solo tem uma vida útil prevista de décadas, com fornecedores dando garantias em torno de 25 a 30 anos para os módulos fotovoltaicos – porém, as usinas mais antigas do Brasil datam apenas dez anos. Possíveis acidentes em uma dessas estruturas podem interromper precocemente seu funcionamento, trazendo prejuízos sérios que poderiam ser evitados com ações preventivas. O presente trabalho propõe um estudo referente a um fenômeno comum que pode prejudicar a integridade de estruturas metálicas - a corrosão - realizando ensaios em materiais comumente utilizados em usinas fotovoltaicas de solo. Foram realizados testes de corrosão com umidade saturada e com soluções de ácido nítrico e sulfúrico em alumínio, aço carbono cru e aço carbono galvanizado, além de análises através de microscopia ótica – permitindo observar o comportamento desses materiais em ambientes corrosivos. Esses resultados foram, então, relacionados ao caso de uma usina fotovoltaica de solo real, localizada no campus UCS CARVI, que apresenta pontos de corrosão. Após análise de resultados dos testes, e ensaio de Microscopia Eletrônica por Dispersão em Energia - EDS, foi possível concluir que a corrosão na usina foi causada pelo uso de material sem a devida proteção de zinco em alguns elementos de fixação.

Palavras-chave: Usinas fotovoltaicas de solo. Estruturas metálicas. Corrosão.

ABSTRACT

A ground solar plant is supposed to have a lifespan of decades, with providers giving warranties of 25 to 30 years for photovoltaic modules – however, the oldest plants in Brazil are barely ten years old. Possible accidents in such a structure may interrupt prematurely its operation, bringing serious loss which could be avoided with preventive actions. This paper proposes a study about a common phenomenon that may harm the integrity of metallic structures – corrosion – performing corrosion tests in materials which are commonly used in photovoltaic plants. Corrosions tests with saturated humidity and with nitric and sulfuric acid solutions were conducted for aluminum, raw carbon steel and galvanized carbon steel, besides analysis through optical microscopy – allowing an observation of these materials' behavior in a corrosive environment. These results were then compared to the case of a real ground photovoltaic plant, located in the campus UCS CARVI, which presents instances of corrosion. After analyzing the results, and conducting Eletronic Microscopy Through Dispersion in EDS Energy, it was possible to conclude that the corrosion in the plant was caused by the usage of material without the appropriate protection of zinc in some fastening elements.

Palavras-chave: Ground photovoltaic plants. Metallic strucutres. Corrosion.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Usina fotovoltaica de solo instalada no município de Ribeira do Piauí.....	17
Figura 2 - Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de c-Si...	18
Figura 3 - Exemplo de estrutura fixa para usina fotovoltaica de solo - UFV Cantalejo Aresol.....	20
Figura 4 - Estrutura metálica mediante estacas cravadas.....	21
Figura 5 - Estaca escavada com concreto.....	22
Figura 6 - Armadura da sapata.....	23
Figura 7 - Enchimento do concreto para fundação com sapatas.....	23
Figura 8 - Corrosão em uma estrutura metálica de sistema fotovoltaico.....	24
Figura 9 - Arruela apresentando corrosão galvânica em instalação fotovoltaica.....	25
Figura 10 - Algumas formas de corrosão vistas a olho nu: uniforme (A), galvânica (B), por pites (C) e em fresta (D).....	26
Figura 11 - Valores de perda de massa e taxa de corrosão obtidos através de ensaios de corrosão em metais.....	28
Figura 12 - Microscopia das amostras de alumínio após o ensaio de corrosão.....	29
Figura 13 - Fluxograma para a metodologia do trabalho.....	31
Figura 14 - Amostras de alumínio (A), aço carbono cru (B) e aço carbono galvanizado (C).....	32
Figura 15 - Amostras dos três materiais imersas em três tipos de soluções.....	34
Figura 16 - Câmara utilizada para o ensaio.....	35
Figura 17 - Microscópio eletrônico utilizado no ensaio.....	37
Figura 18 - Tubos de ensaio com água deionizada após imersão por 7 dias dos seguintes materiais: alumínio (A1), aço carbono cru (A2) e aço carbono galvanizado (A3).....	40
Figura 19 - Amostras de alumínio (A7), aço carbono cru (A8) e aço carbono galvanizado (A9) após 21 dias de imersão em água deionizada.....	41
Figura 20 - Amostras de alumínio antes do teste de corrosão (A) e após imersão em água deionizada (B), ácido nítrico (C) e ácido sulfúrico (D) por 28 dias com aumento de 250 vezes.....	42
Figura 21 - Amostras de aço carbono cru antes do teste de corrosão (A) e após imersão em água deionizada (B), ácido nítrico (C) e ácido sulfúrico (D) por 28 dias com aumento de 250 vezes.....	43

Figura 22 - Amostras de aço carbono galvanizado antes do teste de corrosão (A) e após imersão em água deionizada (B), ácido nítrico (C) e ácido sulfúrico (D) por 28 dias com aumento de 250 vezes.....	44
Figura 23 - Taxa de Penetração da Corrosão dos materiais após os ensaios em água deionizada.....	47
Figura 24 - Taxa de Penetração da Corrosão dos materiais após os ensaios em ácido nítrico.....	47
Figura 25 - Taxa de Penetração da Corrosão dos materiais após os ensaios em ácido sulfúrico.....	48
Figura 26 - Amostras de aço carbono galvanizado com revestimento de cera nas arestas usinadas.....	49
Figura 27 - Amostras após 72 horas de ensaio de umidade saturada: alumínio (A), aço carbono cru (B) e aço carbono galvanizado (C).....	50
Figura 28 - Amostras de alumínio (A), aço carbono cru (B) e aço carbono galvanizado (C) após 7 dias de ensaio de umidade saturada com aumento de 250 vezes.....	50
Figura 29 - Ataques de corrosão visíveis na estrutura de fixação da usina fotovoltaica da UCS CARVI.....	51
Figura 30 - Arruelas da usina fotovoltaica da UCS CARVI preparadas para ensaio de microscopia eletrônica.....	52
Figura 31 - Imagens das arruelas não corroída (A) e corroída (B) com aumento de 250 vezes em microscópio ótico.....	53
Figura 32 - Imagens das arruelas não corroída (A) e corroída (B) com aumento de 1000 vezes em microscópio eletrônico.....	53
Figura 33 - Imagem de microscopia eletrônica de amostra de aço carbono corroído.....	54
Figura 34 - Resultados da Microanálise de Raios X por Dispersão em Energia EDS da arruela não corroída (A) e corroída (B).....	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Ranking mundial de países por capacidade fotovoltaica instalada em 2020....	16
Tabela 2 - Categorias de corrosividade atmosférica e exemplos de ambientes.....	30
Tabela 3 - Soluções utilizadas para o ensaio de corrosão em tubos de vidro.....	38
Tabela 4 - Detalhes do ensaio de corrosão em tubos de vidro.....	38
Tabela 5 - Variação de massa dos materiais em função do tempo de exposição às soluções: água deionizada (A), ácido nítrico (N) e ácido sulfúrico (S).....	45

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
EVA	Acetato de Vinila
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
EDS	Espectroscopia por energia dispersiva
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação,
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
NBR	Norma Brasileira

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR.....	11
1.2	AMBIENTE DE ESTÁGIO.....	13
1.3	TEMA.....	13
1.4	JUSTIFICATIVA DO TEMA.....	13
1.5	OBJETIVO GERAL.....	14
1.6	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	15
2.1	ENERGIA SOLAR NO BRASIL.....	15
2.2	PARTES DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE SOLO.....	17
2.2.1	Células e módulos fotovoltaicos.....	17
2.2.2	Periféricos.....	18
2.2.3	Sistema de aterramento.....	19
2.2.4	Estrutura de sustentação.....	20
2.3	CORROSÃO.....	23
2.3.1	Corrosão em usinas fotovoltaicas.....	24
2.3.2	Análise do processo de corrosão.....	26
2.4	REVISÃO DA NBR 8800.....	30
3	MATERIAIS E MÉTODOS.....	31
3.1	FLUXOGRAMA.....	31
3.2	ESTUDO DOS MATERIAIS.....	31
3.2.1	Caracterização das amostras.....	32
3.2.2	Ensaio de corrosão em tubos de vidro.....	33
3.2.3	Ensaio de corrosão de umidade saturada.....	34
3.2.4	Análise de resultados.....	35
3.3	ANÁLISE DOS ELEMENTOS DE FIXAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA DE SOLO.....	36
4	RESULTADOS E ANÁLISES.....	38
4.1	RESULTADOS DO ENSAIO DE CORROSÃO EM TUBOS DE VIDRO.....	38

4.1.1	Análise visual.....	39
4.1.2	Massa e taxa de corrosão.....	44
4.2	RESULTADOS DO ENSAIO DE CORROSÃO DE UMIDADE SATURADA....	48
4.3	ANÁLISE DE CASO DE CORROSÃO EM USINA FOTOVOLTAICA.....	50
5	CONCLUSÕES.....	56
	REFERÊNCIAS.....	57

1 INTRODUÇÃO

Com o aumento da população mundial em constante crescimento e o avanço exponencial do consumo e da industrialização, a humanidade chegou a um ponto cada vez mais preocupante com o esgotamento dos recursos naturais e com a deterioração do planeta, causado pela exploração e poluição humana. Isso levou a uma busca crescente por fontes de energia sustentáveis, o que hoje, é uma tendência global (QUANTUM ENGENHARIA, 2020).

O Brasil é um país com vasto território e ampla oferta de recursos hídricos em relação a outros países do mundo, o que gera um significativo potencial para geração de energia hidrelétrica. Enquanto usinas hidrelétricas hoje representam a maior porcentagem de geração de energia sustentável no país, outras fontes de energia também vêm ganhando destaque, como a energia eólica e a energia solar (PORTAL SOLAR, 2015).

Nos últimos anos, o Brasil se tornou um dos países líderes em capacidade fotovoltaica instalada no mundo, e possui mais de 15 GW de potência outorgada em projetos de usinas solares que ainda não estão em fase de construção no Brasil. Apesar do crescimento significativo em instalações de energia solar no Brasil, a difusão dessa tecnologia ainda é recente, e carece de estudos referentes à manutenção dessas instalações para que sua vida útil seja maximizada. As estruturas de usinas fotovoltaicas estão sujeitas a fenômenos como o da corrosão, que pode se desenvolver nela devido a um número de fatores, tais como ambiente de instalação, fatores poluentes, uso de materiais com camada de proteção insuficiente, entre outros. Tendo em vista a expansão do mercado de energia solar no Brasil e no mundo, estudos para mitigação de fenômenos como o da corrosão ganham relevância para preservar a vida útil dessas instalações solares (ABSOLAR, 2020) (ANEEL, 2021).

1.1 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR

Dependendo dos equipamentos utilizados na captação, a energia solar pode ser convertida em dois tipos de energia: térmica e elétrica. Se for utilizada uma superfície escura para a captação, o resultado obtido será energia térmica. Para isso, se utilizam coletores, que fazem a coleta, e concentradores, que concentram a radiação em um só ponto. Esse método é utilizado em sistemas de aquecimento de piscinas ou aquecimento de água em edificações, por exemplo. Porém, se forem utilizadas células fotovoltaicas - partes que compõe um módulo fotovoltaico - o resultado obtido será energia elétrica. Utilizando um sistema fotovoltaico, a radiação solar é convertida diretamente em eletricidade por meio de um semicondutor. Para

isso, geralmente é empregado o uso do silício dopado por impurezas que o transformam em um semicondutor do tipo P, como por exemplo boro, ou do tipo N, como por exemplo fósforo para a formação da junção PN sensível a radiação solar e geradora de energia elétrica (ANEEL, 2008; BISQUOLO, 20--).

De acordo com um estudo do Plano Nacional de Energia 2030, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética, a irradiação anual do sol sobre a superfície terrestre teria capacidade para atender milhares de vezes o consumo mundial de energia elétrica - porém, essa irradiação não é uniforme em toda superfície da Terra. O Brasil, especificamente, possui potencial para geração de energia solar, registrando médias anuais de taxas de irradiação global horizontal entre 3 e 6 kWh/m² durante o dia. Além disso, a região nordeste do país é comparável a regiões como a cidade de Dongola, no deserto do Sudão, e a região de Dagget, no Deserto de Mojave, Califórnia - consideradas algumas das melhores regiões do mundo em termos de radiação solar (ANEEL, 2008; PEREIRA, 2017).

Após a Resolução 482 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em 2012, foi oportunizado o segmento de geração de energia distribuída, o que concedeu destaque a energia solar. Essa resolução permite que qualquer consumidor ativamente cadastrado no Ministério da Fazenda tenha concessão para conectar um sistema gerador de energia elétrica próprio, oriundo de fontes renováveis, paralelamente às redes de distribuição das concessionárias. Desde então, esse segmento foi dominado pela instalação de placas solares: dados da ANEEL mostram que, em setembro de 2019, 99,83% de todos os micro e minigeradores no Brasil eram oriundos de energia solar.

Apesar desses números tratarem principalmente de módulos fotovoltaicos instalados em telhados, não se pode ignorar o crescimento do segmento de usinas fotovoltaicas de solo, também conhecidos como parques solares. Em 2019, foi aprovado o projeto da construção de uma usina solar no município de Canindé de São Francisco, Sergipe, com capacidade para 1200 MW de potência - entre os maiores do mundo na categoria. O então primeiro lugar, o Golmud Desert Solar Park, fica localizado na província chinesa de Qinghai, com capacidade de 1800 MW (NE NOTÍCIAS, 2019; PORTAL SOLAR, 2019). O Brasil também abriga diversas outras usinas de destaque, como a usina de Pirapora, com capacidade para 400 MW (Jamaica Observer, 2017), Ituverava, com 254 MW, e Nova Olinda, com 292 MW (WEB WIRE, 2017). Além disso, em 2020, foi aprovado o Projeto Sol do Cerrado, que prevê a instalação de uma usina em Jaíba, Minas Gerais, com capacidade de geração anual superior a 1000 MW - se tornando um dos maiores parques solares de toda a América Latina (AURORA ENERGIA, 2020; CANAL SOLAR, 2020).

Enquanto já há uma significativa presença na geração de energia solar mundial, é importante perceber o quão relativamente recente a difusão dessa tecnologia é no Brasil e no mundo. A ascensão de usinas solares data de poucos anos, e por isso, ainda há muito a ser estudado e explorado nesse campo. Dada a relevância do assunto em um contexto nacional e global, pesquisas sobre geração de energia solar e sobre as estruturas que permitem esse tipo de geração são extremamente pertinentes para o crescimento do Brasil no segmento de geração de energia fotovoltaica. Portanto, o presente trabalho sugere um estudo referente aos efeitos que a corrosão pode causar para uma instalação solar, com o intuito de contribuir para prevenção de possíveis acidentes em usinas fotovoltaicas de solo.

1.2 TEMA

Análise de corrosão em materiais utilizados em estruturas de fixação de usinas fotovoltaicas de solo.

1.3 JUSTIFICATIVA DO TEMA

O mercado de energia solar no Brasil está em plena expansão, e faz parte de uma tendência mundial. Dados da ANEEL mostram que, no ano de 2018, a quantidade anual de conexão de usinas fotovoltaicas de solo no Brasil era de 112, enquanto que, nos anos seguintes, esse número subiu para 321 e 706, respectivamente, em 2019 e 2020 – representando um crescimento de mais de 600% em dois anos.

Porém, essa tecnologia ainda é relativamente recente no país, com as usinas mais antigas instaladas no Brasil datando em torno de dez anos. Levando em consideração que uma usina solar deve operar idealmente por mais de 25 anos, uma revisão periódica em sua estrutura torna-se uma ferramenta importante para garantir o funcionamento correto da usina ao longo de todo esse período, evitando que possíveis falhas comprometam seu funcionamento precocemente (SARAIVA, 2011; ORIGO, 2020).

A escolha do material que será utilizado em um projeto depende de diversos fatores, incluindo custo, resistência a corrosão, fabricabilidade, força, disponibilidade etc. Em um número de aplicações, o custo e a resistência a corrosão do material são consideradas as características mais importantes. As sérias consequências da corrosão têm se tornado um problema de relevância mundial. Praticamente qualquer ambiente é corrosível até certo ponto

– por exemplo, ar e umidade; água doce e salgada; atmosferas rurais, urbanas e industriais; vapor e outros gases como cloro, amônia, hidrogênio e gases de combustível; etc. O dano causado por corrosão não se limita a aparência do material, podendo levar a dano catastrófico se ignorado (PATEL, 2008). A estrutura de sustentação de uma usina fotovoltaica de solo possui diversos componentes metálicos que estão suscetíveis a esse fenômeno, logo, estudos de controle de corrosão tornam-se de relevância para preservar a vida útil dessas instalações.

1.4 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem como objetivo geral avaliar o efeito da corrosão em materiais utilizados nos elementos de fixação de uma usina fotovoltaica de solo.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para atingir o objetivo geral, são elencados os seguintes objetivos específicos:

- a) Avaliar o efeito da corrosão em ambiente controlado em materiais utilizados em usinas fotovoltaicas de solo – alumínio e aço carbono;
- b) Realizar análises através de observação visual e cálculos de taxa de corrosão voltadas a mensurar o avanço do ataque corrosivo nesses materiais;
- c) Analisar a norma NBR 8800 aplicada ao objeto de estudo para estudar possíveis causas de corrosão e métodos para mitigação do fenômeno;
- d) Associar os dados estudados à usina fotovoltaica de solo do campus da UCS CARVI através de inspeção visual a olho nu e microscopia eletrônica.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Esta seção contempla a fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento do estudo proposto. O objetivo é apresentar uma base geral sobre estruturas fotovoltaicas, além de informações referentes a corrosão e normas técnicas pertinentes ao fenômeno.

2.1 ENERGIA SOLAR NO BRASIL

A primeira usina fotovoltaica de solo do Brasil foi instalada em 2011 no município de Tauá, no sertão do Ceará. Originalmente com capacidade de geração de 1 MW - uma capacidade significativa na época - sua localização foi escolhida dentre toda América Latina devido às suas elevadas taxas de radiação solar durante o ano todo (ORIGO, 2020).

No ano seguinte, em 2012, a publicação da Resolução Normativa nº 482 acelerou a expansão da geração de energia solar no país, permitindo ao consumidor gerar sua própria energia, conectada à rede de distribuição - notavelmente, através do emprego de microgeradores, como módulos fotovoltaicos. Além disso, o governo também tomou outras medidas com o intuito de incentivar a difusão de energias renováveis, como a isenção de Imposto sobre Produtos Industrializados - IPI ou Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação - ICMS, apoio do nco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e redução do Imposto de Importação (ORIGO, 2020).

A difusão da energia solar no Brasil foi crescendo significativamente desde então, levando o país a, em 2020, ficar entre os 20 países líderes em energia solar no mundo, na 16ª posição. A Tabela 1 mostra um quadro extraído de uma matéria da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, apresentando esse ranking. Somando 2120 MW em novos sistemas de geração solar colocados em operação apenas em 2019, o país teve uma expansão de mais de 90% em um ano, chegando a um total acumulado de 4533 MW em capacidade solar (ABSOLAR, 2020). Porém, dados da ANEEL mostram que há mais de 15 GW de potência outorgada em projetos de usinas solares que ainda não estão em fase de construção no Brasil, mostrando que esse segmento ainda terá uma expansão significativa nos próximos anos.

Tabela 1 - Ranking mundial de países por capacidade fotovoltaica instalada em 2020

Posição	País	Potência Acumulada até 2019 (MW)
1°	China	205.072
2°	Japão	61.840
3°	EUA	60.540
4°	Alemanha	49.016
5°	Índia	34.831
6°	Itália	20.900
7°	UK	13.616
8°	Austrália	13.250
9°	França	10.562
10°	Coreia do Sul	10.505
11°	Espanha	8.761
12°	Holanda	6.725
13°	Turquia	5.995
14°	Ucrânia	5.936
15°	Vietnam	5.695
16°	Brasil	4.533
17°	Bélgica	4.531

Fonte: ABSOLAR, a partir de dados da IRENA (2020).

A produção de energia solar do Brasil é proveniente de duas modalidades: geração distribuída e geração centralizada. Essa primeira se refere à geração de energia em diversos pontos, feita através de sistemas geradores instalados próximos, ou até nas próprias, unidades consumidoras, e que são ligados a rede elétrica pública. Essa modalidade tem presença em todas as regiões do país, e é tipicamente integrada a telhados e coberturas de edificações.

Já a geração centralizada se refere à geração feita por grandes usinas, que então enviam a energia produzida para os consumidores por meio das linhas e redes de transmissão, chegando até eles pelas distribuidoras locais. Essas usinas se concentram principalmente nas regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do Brasil; porém, outras regiões do Brasil passarão a ser competitivas, notadamente o Sul e Sudeste, ao passo que essas áreas e seus respectivos sistemas transmissores de energia tenderem à saturação ou necessitem de investimentos vultosos para acomodar capacidades instaladas crescentes. Essas usinas são tipicamente instaladas em solo sobre estruturas metálicas inclinadas fixas, ou com seguimento da trajetória aparente do sol em um eixo, e serão o foco do estudo proposto (PEREIRA, 2017; FONTES, 2018). A Figura 1 mostra um exemplo de usina fotovoltaica de solo.

Figura 1 - Usina fotovoltaica de solo instalada no município de Ribeira do Piauí



Fonte: Piauí Hoje (2018).

2.2 PARTES DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE SOLO

Essa seção explica, de forma breve, quais são os principais componentes de uma usina fotovoltaica de solo, com ênfase na estrutura de sustentação, que será de maior relevância para o estudo.

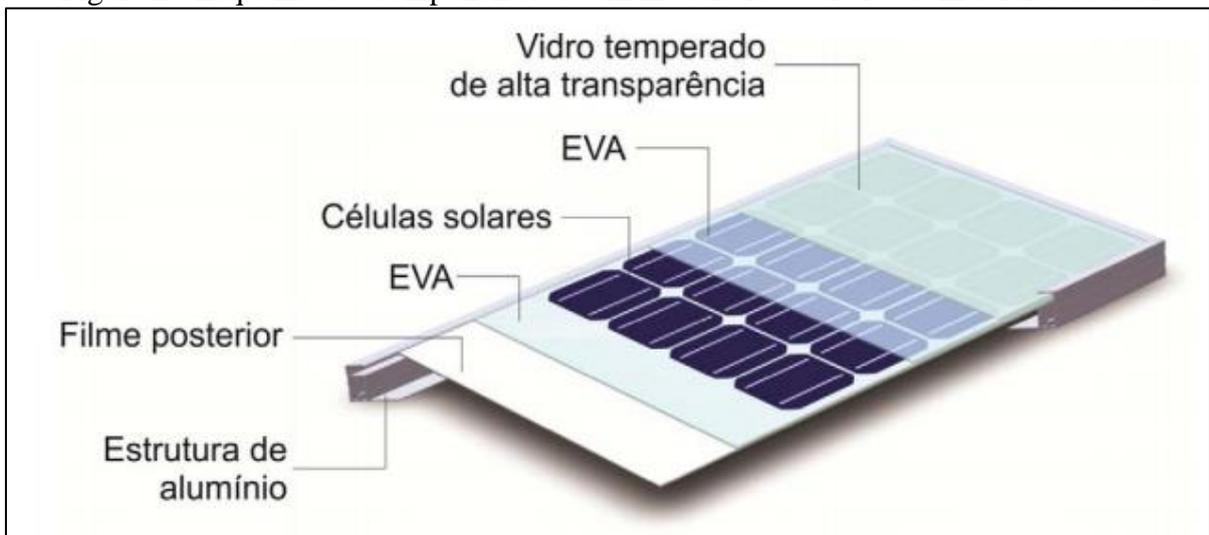
2.2.1 Células e módulos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico consiste em um número de células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para o emprego prático da energia, além de promover a proteção delas. Já a célula fotovoltaica, por sua vez, se trata de um dispositivo eletrônico que faz a conversão direta de radiação solar em eletricidade. Um tipo de célula e módulo fotovoltaico amplamente utilizado no mercado é o de silício cristalino (c-Si), que utiliza o silício ultrapuro como matéria prima. Em 2011, o emprego deste correspondeu a 87,9% do mercado mundial (PINHO, 2014).

Após sua fabricação, as células fotovoltaicas são associadas eletricamente e encapsuladas, formando o módulo fotovoltaico, que pode ser composto de 36 a 216 células fotovoltaicas associadas – em série e/ou em paralelo – e soldadas em tiras. Uma vez soldadas,

as células são envoltas com um encapsulamento, com a seguinte composição: vidro temperado de alta transparência, acetato de etil vinila (EVA) estabilizado para radiação ultravioleta, células fotovoltaicas, acetato de vinila estabilizado e filme posterior isolante – conforme mostrado na Figura 2 (PINHO, 2014).

Figura 2 - Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de c-Si



Fonte: Pinho (2014).

Baseado no tipo de célula fotovoltaica utilizada, o módulo empregado pode ser rígido ou flexível. Módulos rígidos geralmente tem como base mecânica uma ou mais lâminas de vidro temperado, com baixo teor de ferro – melhorando a transmitância do módulo à radiação solar. Podem ser empregados perfis de alumínio para emoldurar, facilitando a instalação em um painel, ou podem ser emoldurados sem perfil, em casos em que será utilizado como parte de construção ou como revestimento. As células e suas conexões elétricas são prensadas dentro de lâminas poliméricas. Na parte traseira do painel, é inserida uma caixa de conexões elétricas, às quais são conectados cabos elétricos (PINHO, 2014; VILLALVA, 2012).

2.2.2 Periféricos

Existe um número de componentes periféricos - ou seja, elementos que não ficam situados na estrutura - em uma usina fotovoltaica de solo. Alguns dos principais incluem:

- a) Inversor: Se trata de um dispositivo eletrônico que usa uma fonte de energia elétrica em corrente contínua para fornecer energia elétrica em corrente alternada;
- b) Cabos e conexões: Devem ser escolhidos levando em consideração a área da seção

transversal e a capacidade de portar corrente;

- c) Caixas de junção: Utilizadas para acomodar cadeias de módulos em paralelo, além de conectar os subcampos de usina solar para os inversores;
- d) Interruptores de Circuito de CA e CC: Componentes elétricos do sistema;
- e) Subestações: Podem estar presentes em instalações fotovoltaicas de diversas formas, como, por exemplo, subestações de transformador/inversor ou de distribuição;
- f) Rastreadores: Dispositivos que servem para otimizar a produção de energia solar, alterando a orientação da face dos módulos fotovoltaicos para que acompanhem o movimento do sol ao longo do dia. Esses componentes, porém, não são normalmente utilizados em usinas de geração distribuída devido ao custo (VILLALVA, 2012).

2.2.3 Sistema de aterramento

O sistema de aterramento é um componente de extrema importância para garantir o funcionamento correto e a devida vida útil da usina solar. As principais funções deste sistema nas instalações fotovoltaicas são, resumidamente:

- a) Prevenir acidentes com pessoas em decorrência de diferenças de potencial em relação ao solo ou arcos elétricos causados por falhas;
- b) Prevenir danos no equipamento causados por falha no isolamento ou arcos elétricos causados por falhas;
- c) Prover caminhos de retorno para o fluxo de corrente de falha, de modo que o desempenho de componentes como relés e fusíveis seja previsível;
- d) Prover caminhos de aterramento de impedância baixa de modo que sobretensões tenham uma dispersão efetiva;
- e) Prover caminhos adequados para pequenas correntes de fuga, fazendo, assim, com que a possibilidade de ocorrência de corrosão por elas seja menor se comparado à corrente fluindo por caminhos desconcentrados;
- f) Proteger a aparelhagem contra falhas de operação em decorrência de tensão excessiva ou acoplamento de corrente com fontes externas.

O sistema de aterramento de uma usina fotovoltaica pode ser de dois tipos:

- a) Usinas maiores que 75 kWp utilizam uma malha de aterramento que não possui o padrão reticulado da malha de uma subestação, e emprega ao máximo as valas de cabos existentes. Essa malha é normalmente de cobre nu ou aço-cobreado. Além disso, a presença de um anel de aterramento no perímetro da instalação solar é obrigatória

(FREIRE, 2021; SOUZA, 2020);

b) Usinas menores que 75 kWp utilizam hastes de cobre para a dissipação das cargas estáticas. A haste é enterrada no solo, dentro de uma caixa de inspeção preenchida com brita, e o condutor de aterramento é então conectado a haste (REIS, 2014).

2.2.4 Estrutura de sustentação

Em um primeiro nível, pode-se classificar as estruturas metálicas para usinas fotovoltaicas baseado na forma de aproveitamento do recurso solar: fixas, móvel sazonal, rastreamento de 1 eixo e rastreamento de 2 eixos. Para o presente trabalho, serão analisadas as estruturas fixas - as mais difundidas e aplicadas devido à sua simplicidade e baixo custo, tanto na construção quanto na operação e manutenção. Esse tipo de instalação utiliza um ângulo constante em que se maximiza a captura de energia solar durante determinado período do dia. Em contrapartida, uma desvantagem é que, na maioria das situações, a existência de ângulos de incidência resulta em uma perda de irradiação direta por desorientação (FRONTIN *et al.*, 2017). Um exemplo de usina fotovoltaica de solo com estrutura fixa é apresentado na Figura 3.

Figura 3 - Exemplo de estrutura fixa para usina fotovoltaica de solo - UFV Cantalejo Aresol



Fonte: Frontin *et al.* (2017).

Quanto à fundação para as estruturas de usinas solares, tem-se duas classificações:

fundações profundas e superficiais. As fundações superficiais ou rasas são elementos estruturais onde a profundidade de assentamento é inferior a duas vezes a menor dimensão da fundação, e a carga é transmitida primariamente pelas pressões distribuídas sob a base da fundação. Já no caso de fundações profundas, a profundidade de assentamento é superior ao dobro de seu menor diâmetro e de no mínimo 3 metros, e a transmissão das cargas para o terreno é feita pela base pelo atrito lateral ou por uma contribuição de ambas. Fundações profundas são principalmente empregadas em casos em que as camadas superiores da terra não têm força suficiente para sustentação. Também podem ser utilizadas em cenários com força horizontal elevada devido ao vento, onde essa fundação se torna mais econômica e segura (UMPIERRE, 2019).

Em casos de fundações profundas, pode-se encontrar dois tipos: estacas cravadas ou estacas escavadas. Fundações de estacas cravadas consistem em colocar no solo as estacas por meio de golpes, resultando em parte do perfil abaixo do nível do solo, e parte acima. Normalmente são utilizadas estacas de aço, e devem ser instaladas com equipamentos específicos para cravação de estacas metálicas e respeitando os limites de aplicação de esforço previstos no dimensionamento da estrutura – caso contrário, as características construtivas do perfil metálico podem ser alteradas pelas batidas, afetando a resistência e durabilidade (FRONTIN *et al.*, 2017). A Figura 4 mostra um exemplo de estrutura com esse tipo de fundação.

Figura 4 - Estrutura metálica mediante estacas cravadas



Fonte: Politeconação Industrial Ltda (201-).

Fundações de estacas escavadas geralmente são feitas em concreto armado, conforme mostrado na Figura 5, e requerem uma escavação prévia à instalação da estaca. São utilizadas

notavelmente em terrenos de baixa resistência, ou em que o solo de maior resistência está em camada mais profunda. Algumas vantagens dessa solução são que elas possuem resposta a forças laterais e verticais de compressão ou tração, além de não tenderem a gerarem problemas devido à resistência do solo no final da fundação, bem como o atrito existente na superfície lateral (FRONTIN *et al.*, 2017).

Figura 5 - Estaca escavada com concreto



Fonte: Frontin *et al.* (2017).

Já em casos de fundação superficial, são utilizadas sapatas. A sapata é geralmente empregada quando o solo inferior tem pouca resistência, ou em casos nos quais foi feita a estabilização do solo, por exemplo, com cal. São soluções aplicadas notavelmente em estruturas como edifícios, onde são empregadas forças verticais. Em instalações solares, as dimensões desse tipo de fundação se tornam maiores devido às forças horizontais. Quando se trata de fundações com sapatas, é recomendado o uso de uma armadura de aço, como a mostrada na Figura 6, responsável por garantir a integridade da estrutura e de trabalhar a tração. Os elementos utilizados para fixação da estrutura, chamados de chumbadores, são inseridos em uma base de concreto, como a mostrada na Figura 7 (FRONTIN *et al.*, 2017).

Figura 6 - Armadura da sapata



Fonte: Frontin *et al.* (2017).

Figura 7 - Enchimento do concreto para fundação com sapatas



Fonte: Frontin *et al.* (2017).

2.3 CORROSÃO

Essa seção apresenta informações pertinentes ao fenômeno da corrosão, buscando entender seu conceito e principais formas, de modo que sirva de base para análise do caso de corrosão de uma usina fotovoltaica de solo em uma aplicação real.

2.3.1 Corrosão em usinas fotovoltaicas

A corrosão pode ser definida como a deteriorização de um material por ação química ou eletroquímica do ambiente, que pode ser ou não relacionada a esforços mecânicos. Quando o material contém ferro, a interação entre agentes naturais como o gás oxigênio presente no ar e átomos da superfície do material produzem o que chama-se de ferrugem (óxido de ferro). Diversos efeitos indesejáveis podem ser produzidos como resultado da deteriorização, como desgaste, alterações químicas ou modificações estruturais, podendo tornar o material inadequado para uso. Tratando-se de um processo geralmente espontâneo, a corrosão transforma materiais metálicos de modo constante, afetando a durabilidade e o desempenho deles. Em usinas fotovoltaicas, o fenômeno pode ocorrer em diversos pontos, como fundação, estrutura de fixação e chapa de aterramento, e pode influenciar negativamente a vida útil da usina (GENTIL, 2011; CANAL SOLAR, 2019). A Figura 8 mostra um exemplo de corrosão na estrutura metálica de uma usina fotovoltaica.

Figura 8 - Corrosão em uma estrutura metálica de sistema fotovoltaico



Fonte: Canal Solar (2019).

Um tipo de corrosão que deve ser levado em consideração é a corrosão galvânica. Ela é formada em um processo eletroquímico onde dois metais em contato dão início a um processo de corrosão causado pela transferência de elétrons na presença de um eletrólito. Em sistemas

de aterramento implementados no solo, tipicamente, o metal da estrutura e a malha de aterramento são de metais distintos, causando a possibilidade da corrosão entre si. Essa incompatibilidade entre os metais também pode ocorrer entre os metais da estrutura, módulo e telhado, e até em casos em que um parafuso é incompatível com a estrutura. Um exemplo de arruela afetada pela corrosão galvânica pode ser visualizado na Figura 9. Nesse exemplo, a arruela de aço galvanizado está em contato com alumínio anodizado (VINTURINI, 2019).

Figura 9 - Arruela apresentando corrosão galvânica em instalação fotovoltaica



Fonte: Canal solar (2019)

Outros fatores que podem causar corrosão incluem acidez e composição do solo, danos à camada de anodização do alumínio ou do aço galvanizado e escolha inapropriada de metais para locais com maresia significativa (VINTURINI, 2019). Além da galvânica, a corrosão pode ser classificada de diversas outras formas. Algumas outras classificações relevantes dos ataques corrosivos são:

- a) Ataque uniforme: quando ocorre um grau de corrosão aproximadamente uniforme por toda superfície exposta do material;
- b) Corrosão em frestas: quando ocorre em frestas ou outros pontos onde há uma exaustão localizada de oxigênio;
- c) Corrosão por pites: consiste em um ataque localizado no qual orifícios se formam a partir do topo de superfícies horizontais;
- d) Corrosão intergranular: ocorre principalmente ao longo de contornos de grão para

metais/ligas específicos, como alguns aços inoxidáveis;

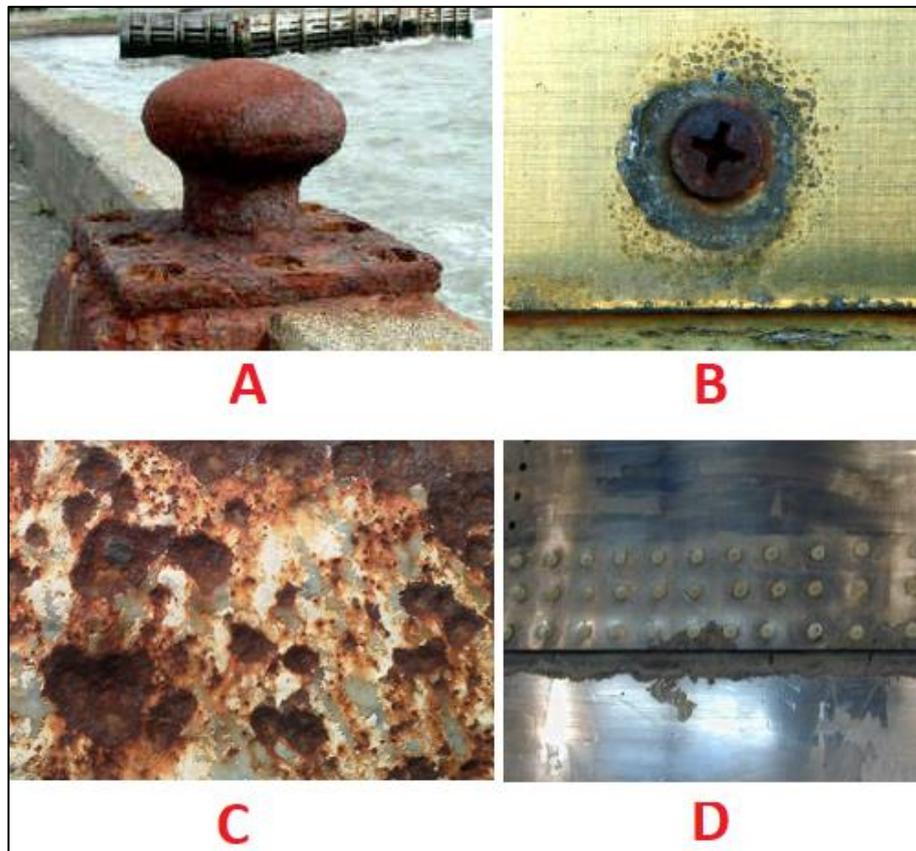
e) Corrosão sob tensão: ocorre quando há efeitos combinados de corrosão e da aplicação de uma tensão de tração, formando trincas e possíveis falhas.

Um método comumente utilizado para evitar a corrosão de metais é o emprego de um revestimento metálico. O aço revestido com zinco, por exemplo, é chamado de aço galvanizado – que confere proteção galvânica para o material (GENTIL, 2011).

2.3.2 Análise do processo de corrosão

A análise do processo de corrosão pode ser realizada de diversos modos. Alguns tipos de corrosão, como corrosão uniforme, galvânica, por pites e em frestas, podem ser determinados através de observação visual (NACE International, 20--). A Figura 10 mostra exemplos dessas formas de corrosão quando vistas a olho nu.

Figura 10 - Algumas formas de corrosão vistas a olho nu: uniforme (A), galvânica (B), por pites (C) e em fresta (D)

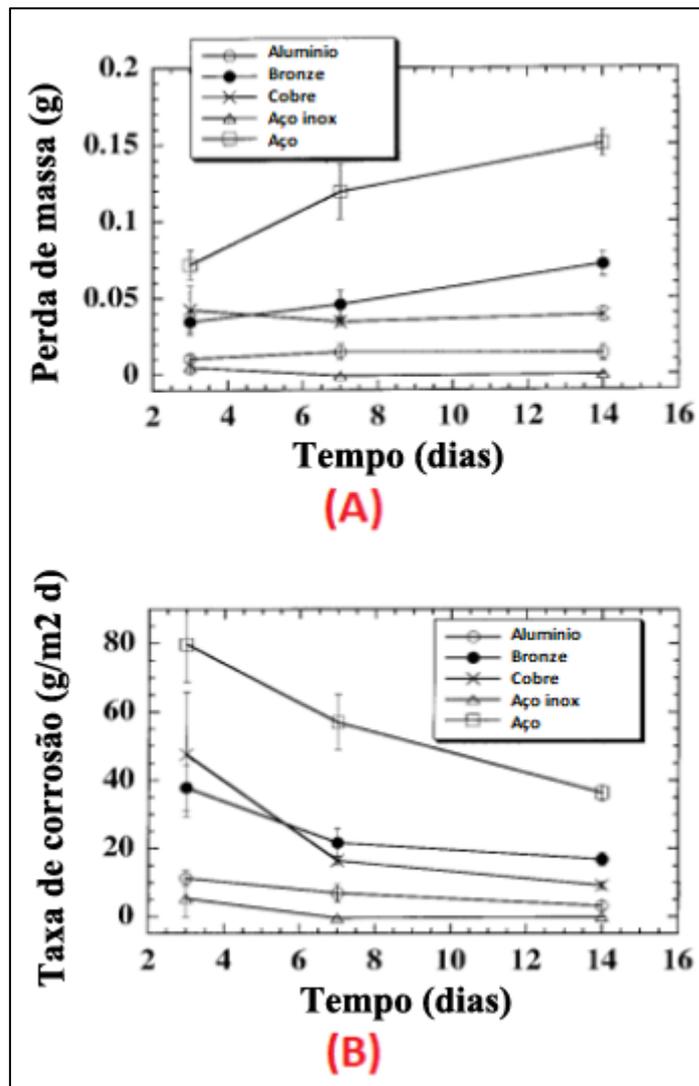


Fonte: NACE International (20--).

Uma forma de avaliar a taxa segundo o qual um sistema corrói é através do parâmetro de taxa de corrosão. Ela pode ser expressa como Taxa de Penetração de Corrosão (TPC) ou a perda de espessura do material por unidade de tempo – em unidades de mpa ou mm/ano. Para um número de aplicações significativo, considera-se uma TPC inferior a aproximadamente 0,50 mm/ano aceitável. Havendo presença de uma corrente elétrica associada às reações de corrosão eletroquímicas, é possível expressar a taxa de corrosão também em termos da densidade de corrente – ou seja, da corrente por unidade de área superficial do material que está sofrendo corrosão - em unidades de mol/m² (CALLISTER; RETHWISCH, 2020).

Em um ensaio de corrosão com metais de Cabeza *et al.* (2001), cinco tipos de metais foram imersos em hidratos de sal (considerados materiais de mudança de fase ou MMF) em tubos de ensaio de vidro, que foram então colocados em banho de água termostática em temperatura aproximadamente 20 K acima do ponto de fusão dos MMF. Os materiais foram removidos após 3 dias, uma semana e duas semanas, e avaliados através de medição do pH das soluções, observação visual das soluções e observação visual das amostras. Além disso, foram feitas pesagens e medições antes e depois dos ensaios para relatar a mudança na massa e espessura dos materiais, e, com esses resultados, foram calculadas taxas de corrosão como perda de massa por metro quadrado e dia (g/m² d) e mudança em dimensões por ano (mm/a). A Figura 11 mostra os resultados obtidos para perda de massa, em g (A), e taxa de corrosão, em g/m² d (B), ambas em função do tempo, em dias.

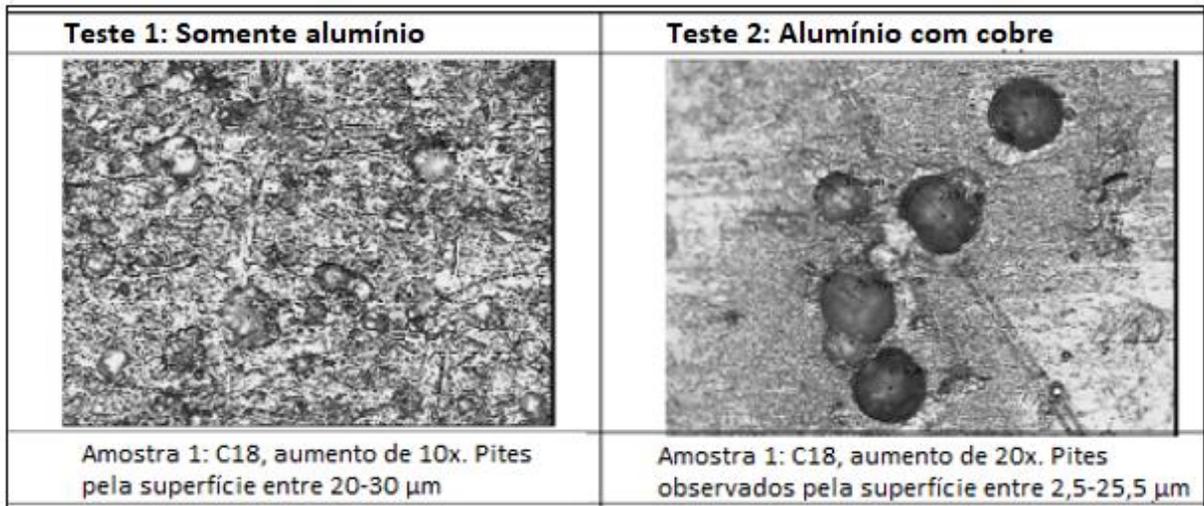
Figura 11 - Valores de perda de massa e taxa de corrosão obtidos através de ensaios de corrosão em metais



Fonte: Adaptado de Cabeza *et al.* (2001).

Em um estudo similar de Farrell *et al.* (2006), alumínio e cobre foram imersos em diferentes Materiais de Mudança de Fase e aquecidos até 70 °C por 1 hora; após essa etapa, a temperatura foi reduzida para 40 °C por 17 horas. Em um ensaio, os materiais foram imersos separadamente, e, no outro, juntos. Como no estudo anterior, as amostras foram pesadas antes e depois do ensaio para quantificar sua perda de massa. Além disso, foram analisadas visualmente a olho nu e a microscópio ótico para destacar áreas de corrosão. A Figura 12 mostra algumas imagens obtidas através da microscopia, comparando a corrosão na superfície do alumínio que foi submetido ao ensaio sozinho com o que foi imerso juntamente com o cobre.

Figura 12 - Microscopia das amostras de alumínio após o ensaio de corrosão



Fonte: Adaptado de Farrell *et al.* (2006).

Por natureza, o alumínio é um metal reativo. Quando recém produzido, o alumínio reage espontaneamente com água e/ou ar, formando uma fina camada de óxido de alumínio na superfície. O material possui performance em ambientes corrosivos devido a passividade produzida por esse filme de óxido. O processo de corrosão mais comum no alumínio é a corrosão atmosférica, causada como resultado de exposição a elementos naturais; porém, o alumínio também pode apresentar outros tipos de corrosão, como corrosão galvânica, quando em contato com um metal nobre, ou corrosão em pites, causada principalmente em regiões onde o sal é presente na atmosfera. A oxidação do alumínio tem como consequência a geração de hidróxido de alumínio ($\text{Al}(\text{OH})_3$), que causa precipitação branca na superfície do material (SERVIGNA, 2019; VELLING, 2020; CABEZA *et al.*, 2001).

Já no caso de corrosão em aço galvanizado, o processo pode ser descrito em três etapas. Na primeira, o zinco sólido é corroído, liberando íons Zn^{2+} , e o produto dessa corrosão - composto de óxido, hidróxido ou sais neutros - gera uma camada aderente e porosa de cor branca. Nessa etapa ocorre a proteção galvânica, quando apenas pequenas áreas do aço são expostas devido a imperfeições no revestimento. Na segunda etapa, essa camada de produtos de corrosão aumenta até ocorrer o empobrecimento do zinco, causando a formação de uma camada fina, porosa e não protetiva. Nessa etapa, a corrosão chega até a camada da liga Zn-Fe, fazendo com que o potencial corrosivo chegue a valores mais significativos. Na terceira etapa, começa a corrosão do aço. São liberados íons Fe^{2+} para o meio, e o resultado é visível através de ferrugem vermelha (GENTIL, 2011; SORIANO; ALFANTAZI, 2016).

2.4 REVISÃO DA NBR 8800

A NBR 8800 é a norma pertinente ao projeto de estruturas de aço para edifícios, e, entre outros tópicos, apresenta especificações referentes a corrosão nessas estruturas. A compreensão das especificações dessa norma se torna relevante para o estudo de preservação da vida útil de uma usina fotovoltaica de solo, que possui estrutura de sustentação composta por componentes metálicos. De acordo com ela, os componentes de aço para essas aplicações devem ser dimensionados com espessura superior para tolerar corrosão, ou devem ser protegidos contra ela (ABNT, 2008).

A norma explica que uma corrosão significativa apenas ocorre no aço caso a umidade relativa do ar for superior a 80% e em temperaturas superiores a 0° C; porém, há agentes poluentes ou sais higroscópicos que podem ocasionar a corrosão em umidades inferiores. Outro fator que influencia a corrosão é a localização do elemento constituinte da estrutura. No caso de uma usina fotovoltaica de solo, que se localiza em um ambiente externo, pode-se destacar alguns parâmetros climáticos como a quantidade de chuva, o nível de insolação e a quantidade de poluentes em forma de gases ou aerossóis. Os ambientes podem ser classificados em seis categorias de corrosividade, listadas na Tabela 2 (ABNT, 2008).

Tabela 2 - Categorias de corrosividade atmosférica e exemplos de ambientes

Categoria de corrosividade	Perda de massa por unidade de superfície/perda de espessura (após um ano de exposição)				Exemplos de ambientes típicos	
	Aço baixo-carbono		Zinco		Exterior	Interior
	Perda de massa g/m ²	Perda de espessura μm	Perda de massa g/m ²	Perda de espessura μm		
C1 Muito baixa	≤ 10	≤ 1,3	≤ 0,7	≤ 0,1	-	Edificações condicionadas para o conforto humano (residências, escritórios, lojas, escolas, hotéis)
C2 Baixa	> 10 a 200	> 1,3 a 25	> 0,7 a 5	> 0,1 a 0,7	Atmosferas com baixo nível de poluição. A maior parte das áreas rurais	Edificações onde a condensação é possível, como armazéns e ginásios cobertos
C3 Média	> 200 a 400	> 25 a 50	> 5 a 15	> 0,7 a 2,1	Atmosferas urbanas e industriais com poluição moderada por dióxido de enxofre. Áreas costeiras de baixa salinidade	Ambientes industriais com alta umidade e alguma poluição atmosférica, como lavanderias, cervejarias e laticínios
C4 Alta	> 400 a 650	> 50 a 80	> 15 a 30	> 2,1 a 4,2	Áreas industriais e costeiras com salinidade moderada	Ambientes como indústrias químicas e coberturas de piscinas
C5-I Muito alta (industrial)	> 650 a 1500	> 80 a 200	> 30 a 60	> 4,2 a 8,4	Áreas industriais com alta umidade e atmosfera agressiva	Edificações ou áreas com condensação quase que permanente e com alta poluição
C5-M Muito alta (marinha)	> 650 a 1500	> 80 a 200	> 30 a 60	> 4,2 a 8,4	Áreas costeiras e offshore com alta salinidade	Edificações ou áreas com condensação quase que permanente e com alta poluição

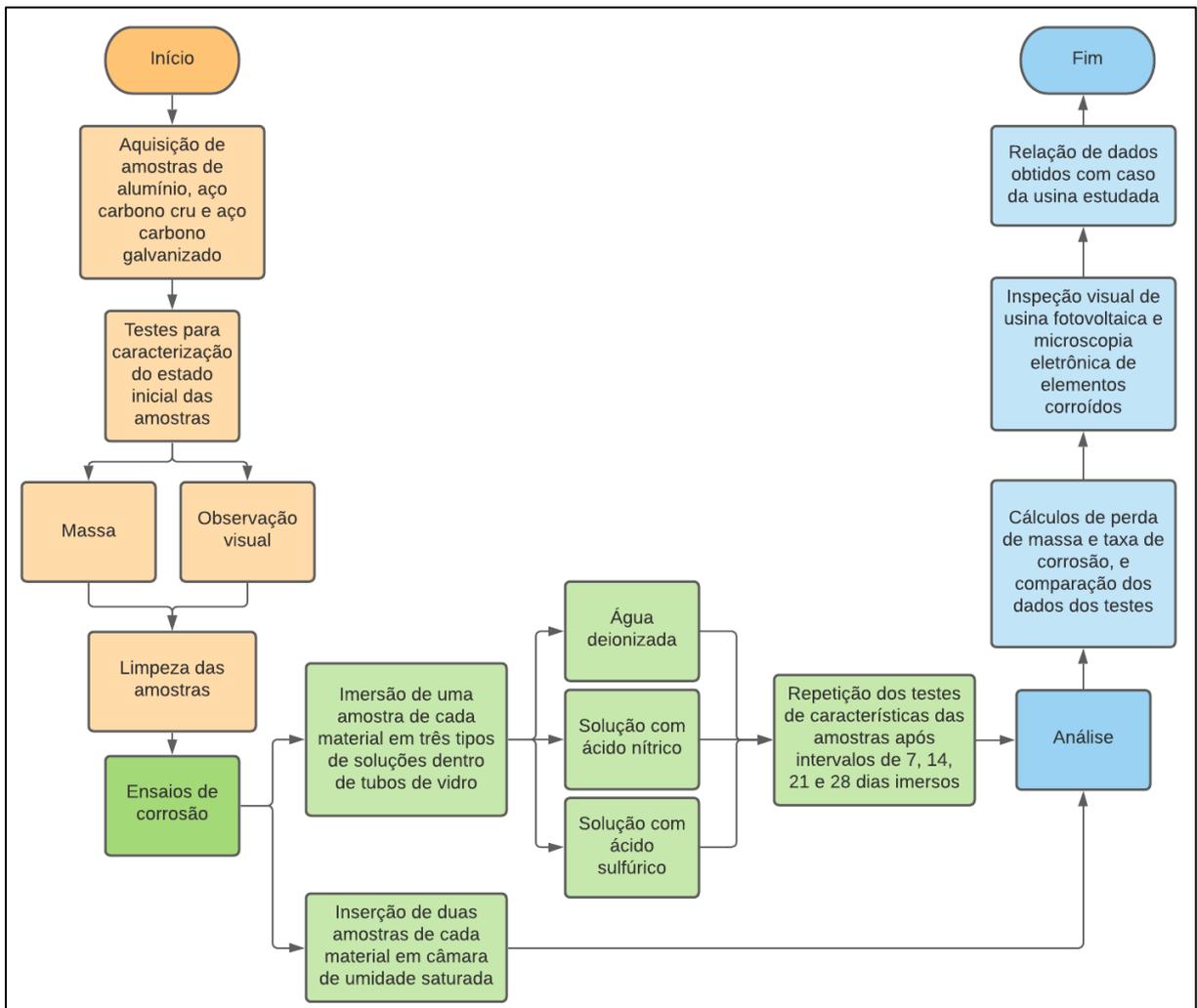
Fonte: ABNT (2008).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 METODOLOGIA DO TRABALHO

A Figura 13 apresenta o fluxograma desenvolvido para a metodologia do trabalho.

Figura 13 - Fluxograma para a metodologia do trabalho



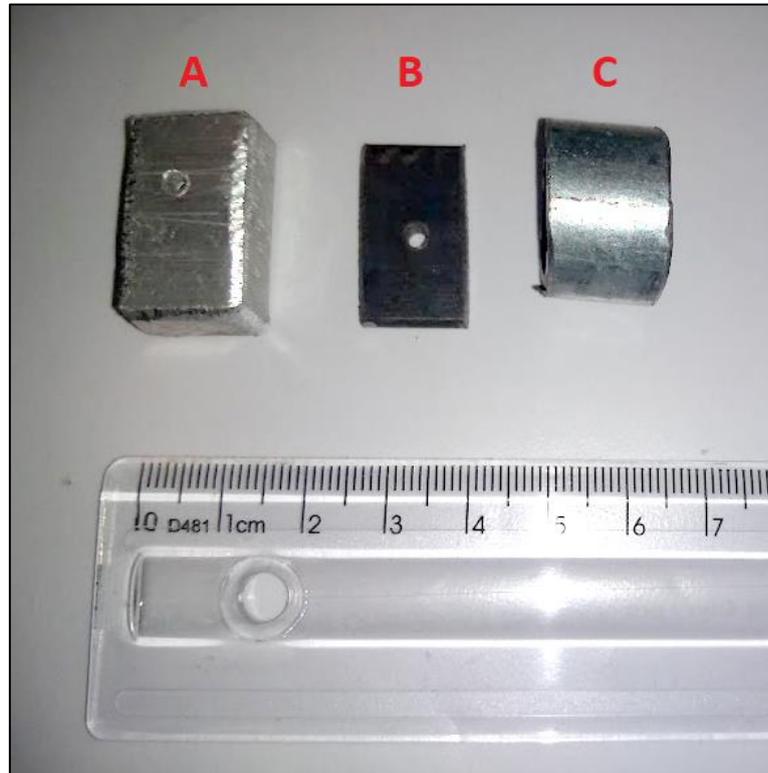
Fonte: Autor (2021).

3.2 ESTUDO DOS MATERIAIS

Para o estudo proposto, foram analisados os comportamentos de três tipos de materiais - alumínio, aço carbono cru e aço carbono galvanizado – quando submetidos a condições propícias para corrosão. A primeira etapa foi a aquisição de amostras desses três materiais, que foram utilizadas nos ensaios. Foram compradas chapas dos materiais e confeccionadas diversas

amostras de cada, com dimensões aproximadamente entre 1 e 1,5 cm de largura, e 2,5 cm de altura, conforme mostrado na Figura 14.

Figura 14 - Amostras de alumínio (A), aço carbono cru (B) e aço carbono galvanizado (C)



Fonte: Autor (2021).

3.2.1 Caracterização da amostra

Uma vez obtidas as amostras nas dimensões determinadas, elas foram submetidas a dois tipos de análises visando obter dados referentes às características iniciais dos materiais: observação visual e medição da massa. Os dados obtidos com essas análises foram registrados para que fosse feita a comparação deles com os dados obtidos após realização dos ensaios de corrosão.

A observação visual foi primeiramente feita a olho nu, e, após, foi feita uma observação por microscopia, utilizando um microscópio ótico do modelo XJP-6A. Em ambos casos, foi utilizada uma câmera digital para gerar registros fotográficos, de modo que pudessem ser comparados aos registros tirados após os ensaios. Nessa etapa, foram observadas as características superficiais dos materiais, de modo a analisar como os ensaios corrosivos afetaram as amostras, assim como identificar possíveis ataques corrosivos e a forma como eles

se desenvolveram nas peças.

A medição da massa foi feita através de uma balança digital da marca Marte, modelo AL 500, com menor divisão de 0,001 g e divisão de verificação de 0,01 g. Esse dado permitiu medir a alteração que a massa dos materiais sofreu após o ataque. O valor medido foi registrado, e, com ele, foi possível calcular a taxa de corrosão em etapas seguintes.

3.2.2 Ensaio de corrosão imerso em meio aquoso

Após realizados os testes da seção anterior e registrados os resultados, foi feita uma limpeza com acetona nas peças, de modo a prepará-las para o ensaio de corrosão. Uma vez limpas, cada uma delas foi inserida dentro de um tubo de vidro, onde ficaram imersas em determinadas soluções.

A primeira amostra de cada material foi imersa em água deionizada pura, de modo a simular os efeitos da corrosão nesses materiais quando expostos a chuva e umidade atmosférica. Além disso, de modo a simular dois tipos comuns de chuva ácida, mais uma amostra de cada material foi imersa em uma solução com ácido nítrico, enquanto outra foi imersa em uma solução com ácido sulfúrico - todos a temperatura ambiente. Essas soluções foram escolhidas devido ao fato de que, dependendo de sua localização, usinas fotovoltaicas de solo podem estar expostas a chuvas ácidas – logo, se faz relevante estudar o efeito que os materiais dessas estruturas podem sofrer quando expostos a esse fenômeno. Como a chuva é considerada ácida quando seu pH fica abaixo de 5,6, foi adotado um pH superior a esse valor para a água, de aproximadamente 6, e inferior para as soluções ácidas, entre 5 e 5,5 (SOUZA, 20--; FOGAÇA, 20--).

Ao final dos preparos, houveram três amostras de cada material imersos em tubos de vidro com as três soluções citadas – totalizando nove tubos de ensaio. Esse processo foi repetido quatro vezes, totalizando trinta e seis tubos – conforme detalhado na Tabela 4. O primeiro grupo de amostras foi removido dos tubos após o decorrer de 7 dias. Os outros três foram removidos após 14, 21 e 28 dias. A Figura 15 mostra dois grupos de amostras inseridas nos tubos de vidro para serem removidas após 7 e 14 dias, respectivamente. Após cada grupo de amostras ser retirado dos tubos de ensaio, elas foram lavadas com água deionizada e secadas com papel toalha, e então, foram avaliadas através de observação visual e medição da massa - sendo repetidos os testes da seção 3.2.1. Antes da medição, foi feita uma limpeza superficial nas amostras com esfregão de nylon, de modo a remover possíveis resíduos e obter valores mais precisos da massa das peças. Com esses dados, foi possível observar os efeitos do ensaio de

corrosão dos materiais no decorrer de variados períodos de tempo.

Tabela 4 - Detalhes do ensaio de corrosão em meio aquoso

Amostras	Material	Solução	Tempo de ensaio [dias]
A1 N1 S1	Alumínio	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	7
A2 N2 S2	Aço carbono cru	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	7
A3 N3 S3	Aço carbono galvanizado	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	7
A4 N4 S4	Alumínio	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	14
A5 N5 S5	Aço carbono cru	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	14
A6 N6 S6	Aço carbono galvanizado	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	14
A7 N7 S7	Alumínio	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	21
A8 N8 S8	Aço carbono cru	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	21
A9 N9 S9	Aço carbono galvanizado	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	21
A10 N10 S10	Alumínio	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	28
A11 N11 S11	Aço carbono cru	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	28
A12 N12 S12	Aço carbono galvanizado	Água deionizada Ácido nítrico Ácido sulfúrico	28

Fonte: Autor (2021).

Figura 15 - Amostras dos três materiais imersas em três tipos de soluções

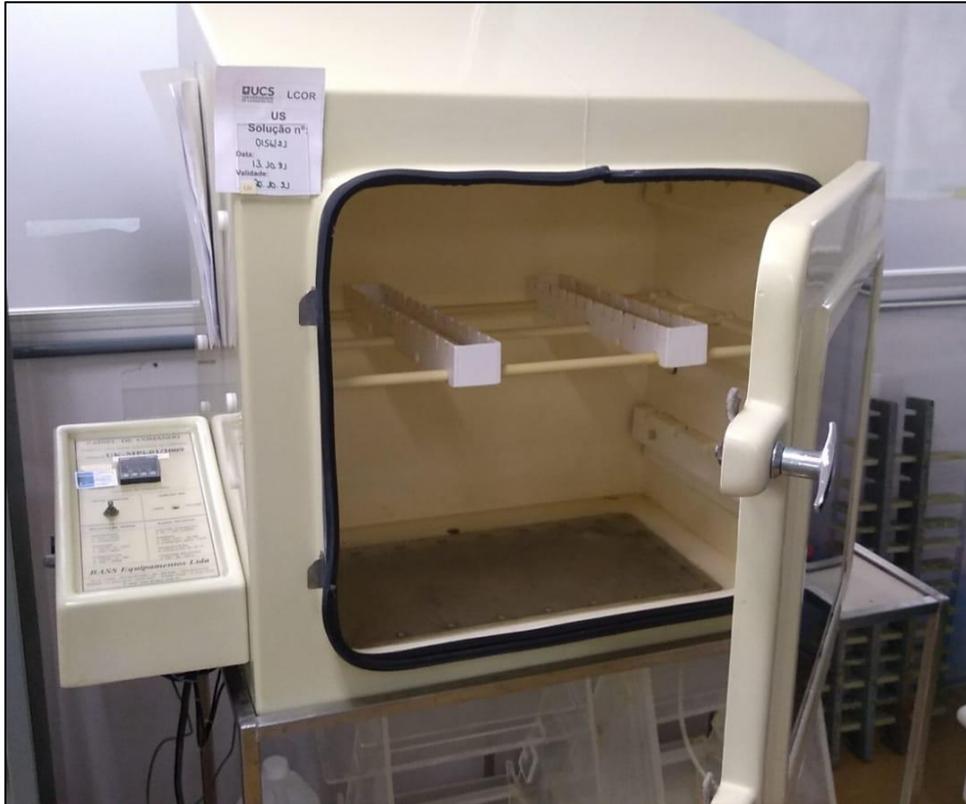


Fonte: Autor (2021).

3.2.3 Ensaio de corrosão de umidade saturada

Nesse ensaio, duas amostras de cada material foram inseridas dentro de uma câmara fechada da marca Bass, modelo UK-MPi-01/2009, mostrada na Figura 16. Dentro da câmara, foi mantida uma temperatura de 38 °C, condutividade da água igual ou inferior à 5 $\mu\text{S}/\text{cm}$, e umidade relativa de 100%. As amostras ficaram nessas condições por 7 dias. Após esse período, foram retiradas e avaliadas visualmente para verificar possíveis ataques de corrosão nas peças, através de observação a olho nu e microscopia ótica. Esse ensaio busca analisar o efeito da corrosão nas peças quando expostas a níveis elevados de umidade atmosférica.

Figura 16 - Câmara utilizada para o ensaio



Fonte: Autor (2021).

3.2.4 Análise de resultados

Os valores de massa das amostras obtidos nas seções anteriores foram utilizados para calcular variação da massa e taxa de penetração da corrosão após os ensaios, através das Equações 1 e 2, respetivamente (KRISHNA; SHINDE, 2017; CALLISTER; RETHWISCH, 2020). Realizados os cálculos, foi feita uma tabela quantificando a variação da massa de cada amostra, além de gráficos apresentando os valores de TPC de cada material em função do tempo de imersão nas soluções.

$$\Delta m = \frac{m(t) - m(t_0)}{m(t)} \times 100 \quad (1)$$

Onde:

Δm é a variação da massa [%],

$m(t)$ é a massa final da amostra após o ensaio de corrosão [g],

$m(t_0)$ é a massa inicial da amostra antes do ensaio de corrosão [g].

$$TPC = \frac{KW}{\rho AT} \quad (2)$$

Onde:

TPC é a Taxa de Penetração da Corrosão [mm/ano],

K é uma constante com valor igual a 87,6,

W é a perda de massa da amostra, obtida com a diferença da massa final e inicial [mg],

ρ é a massa específica do material [g/cm³],

A é a área exposta da amostra [cm²],

T é o tempo de exposição da amostra [h].

Os testes visuais a olho nu e em microscópio ótico permitiram observação de variações nas características superficiais das amostras, e foram relacionados com os apresentados na fundamentação teórica para identificação de possíveis processos de corrosão. Os resultados obtidos para cada tipo de material foram comparados entre si, a fim de analisar os diferentes comportamentos deles quando submetidos às mesmas condições.

3.3 ANÁLISE DOS ELEMENTOS DE FIXAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA DE SOLO

Nessa etapa, os resultados da seção 3.2, juntamente com os dados apresentados na fundamentação teórica, foram utilizados para analisar possíveis ataques de corrosão na usina fotovoltaica de solo da UCS CARVI. Foi feita uma inspeção visual na instalação, com o objetivo de identificar possíveis casos de corrosão. Em caso de corrosão na usina, foram feitos registros fotográficos dos materiais corroídos, e amostras deles foram lavadas com acetona e levadas para laboratório para que fosse realizado um ensaio de microscopia eletrônica em um Microscópio Eletrônico de Varredura por Emissão de Campo – MEV-FEG Mira3LMU Tescan Orsay, mostrado na Figura 17. Foi feita uma Microanálise de Raios X por Dispersão em Energia EDS pontual de algumas regiões nas amostras, com o objetivo de analisar os componentes presentes na superfície delas, contribuindo para apontar a causa do ataque corrosivo.

Figura 17 - Microscópio eletrônico utilizado no ensaio



Fonte: Autor (2021).

As informações apresentadas nas seções 2.3 e 2.4, juntamente com os resultados obtidos na seção 3.2, foram analisados e relacionados ao caso da usina fotovoltaica estudada nessa seção, de modo a identificar o tipo e a causa da corrosão nessa aplicação, além de possíveis medidas corretivas que possam ser aplicadas.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Essa seção apresenta os resultados obtidos através dos métodos apresentados no Capítulo 3, além da análise deles com base na fundamentação teórica do trabalho.

4.1 RESULTADOS DO ENSAIO DE CORROSÃO EM MEIO AQUOSO

Os ensaios em tubos de vidro foram preparados no Laboratório de Química do UCS CARVI, com as soluções descritas na seção 3.2.2. A Tabela 3 mostra as propriedades das soluções utilizadas. O pH das soluções foi medido com uso de pHmetro da marca MARCONI, modelo PA 200.

Tabela 3 - Soluções utilizadas para o ensaio de corrosão em tubos de vidro

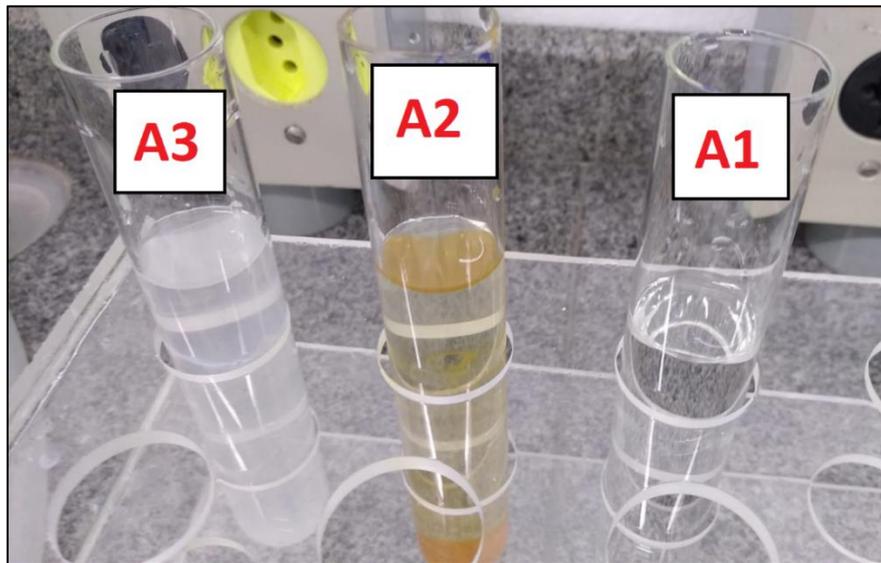
Solução	pH
Água deionizada	6,00
Solução com ácido nítrico	5,11
Solução com ácido sulfúrico	5,50

Fonte: Autor (2021).

4.1.1 Análise visual

Após a imersão das amostras nos tubos de vidro por um período de tempo, os efeitos do ataque já foram bastante perceptíveis visivelmente, tanto nas amostras quanto nas soluções. A Figura 18 mostra os tubos de ensaio após a remoção das amostras que ficaram imersas em água deionizada por 7 dias. É possível observar que a água onde se encontrava a peça de alumínio (A1) continua translúcida após o ensaio. Já a água que continha a peça de aço carbono cru (A2) encontra-se alaranjada, com impurezas depositadas no fundo, e a água que continha o aço carbono galvanizado (A3) encontra-se com aspecto esbranquiçado.

Figura 18 - Tubos de ensaio com água deionizada após imersão por 7 dias dos seguintes materiais: alumínio (A1), aço carbono cru (A2) e aço carbono galvanizado (A3)

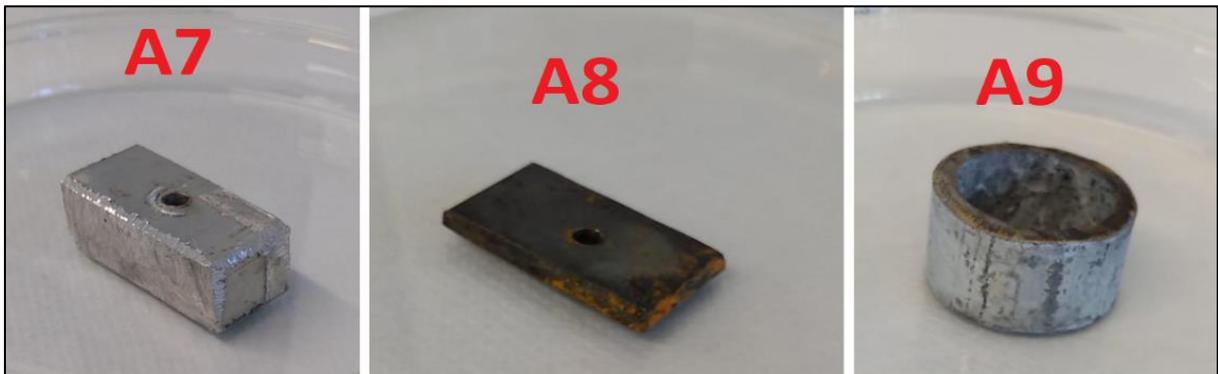


Fonte: Autor (2021).

Nas amostras, também puderam ser observados alguns aspectos apenas a olho nu. As amostras de alumínio não apresentaram alterações significativas para nenhuma solução, mesmo as que ficaram imersas por 28 dias. Isso condiz com a fundamentação apresentada no capítulo 2.3.2, mostrando que o alumínio possui elevada resistência a ambientes corrosivos.

Já as peças de aço carbono apresentaram alterações desde o período de 7 dias para todas soluções. Também no capítulo 2.3.2, vê-se que a produção de um material branco e poroso caracteriza a primeira etapa do processo de corrosão do aço carbono galvanizado, onde apenas a camada de zinco é afetada. Logo, pode-se observar que as amostras desse material também apresentaram resistência ao processo corrosivo, não apresentando corrosão do aço nas áreas protegidas – apenas presença do material branco na superfície da peça. Essas amostras apresentaram leve corrosão alaranjada somente na aresta que foi usinada para confecção da peça, onde não havia mais presença da camada de proteção. As amostras de aço carbono cru apresentaram formação de ferrugem alaranjada em diversos pontos, notavelmente nas arestas de menores dimensões. Logo, observa-se que o aço carbono cru foi o mais suscetível ao ataque corrosivo. A Figura 19 mostra uma peça de cada material após 21 dias de imersão em água deionizada.

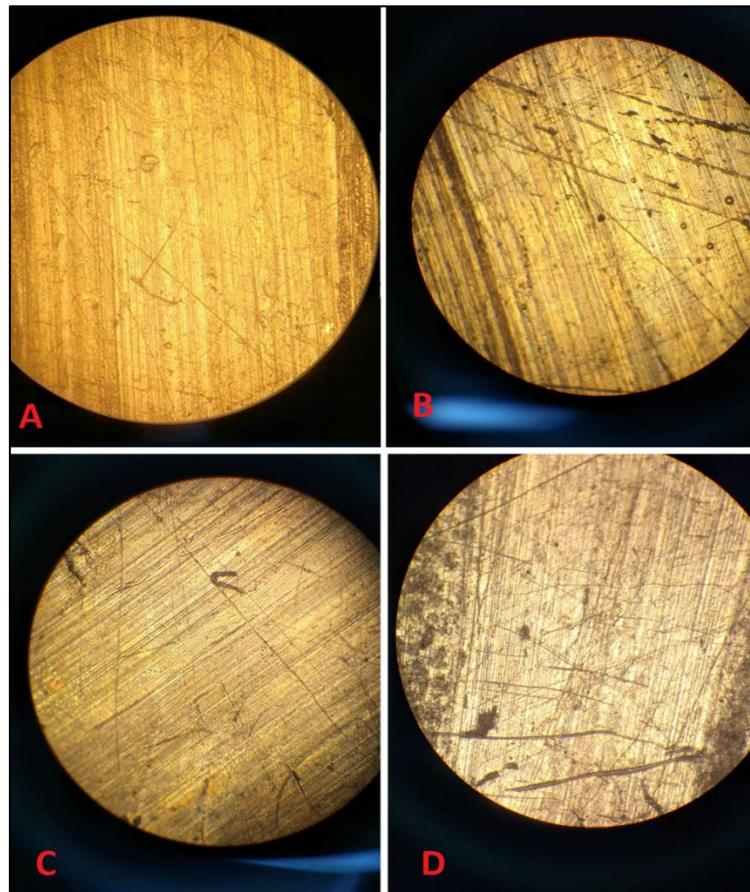
Figura 19 - Amostras de alumínio (A7), aço carbono cru (A8) e aço carbono galvanizado (A9) após 21 dias de imersão em água deionizada



Fonte: Autor (2021).

Os resultados obtidos através da microscopia são, em sua maior parte, condizentes com os observados a olho nu. Em todas amostras de alumínio, é possível visualizar marcas de riscos de manuseio, provenientes do processo de confecção das amostras. Quando comparadas, as imagens das amostras de alumínio antes e depois do ensaio de corrosão não apresentaram alteração nítida em sua coloração ou demais características superficiais que pudessem indicar ataque corrosivo. Porém, em alguns pontos da amostra imersa em ácido sulfúrico, há presença de manchas escuras que podem indicar início do processo na peça. A Figura 20 mostra amostras de alumínio antes do teste de corrosão (A), e após imersão em água deionizada (B), ácido nítrico (C) e ácido sulfúrico (D) por 28 dias, com aumento de 250 vezes.

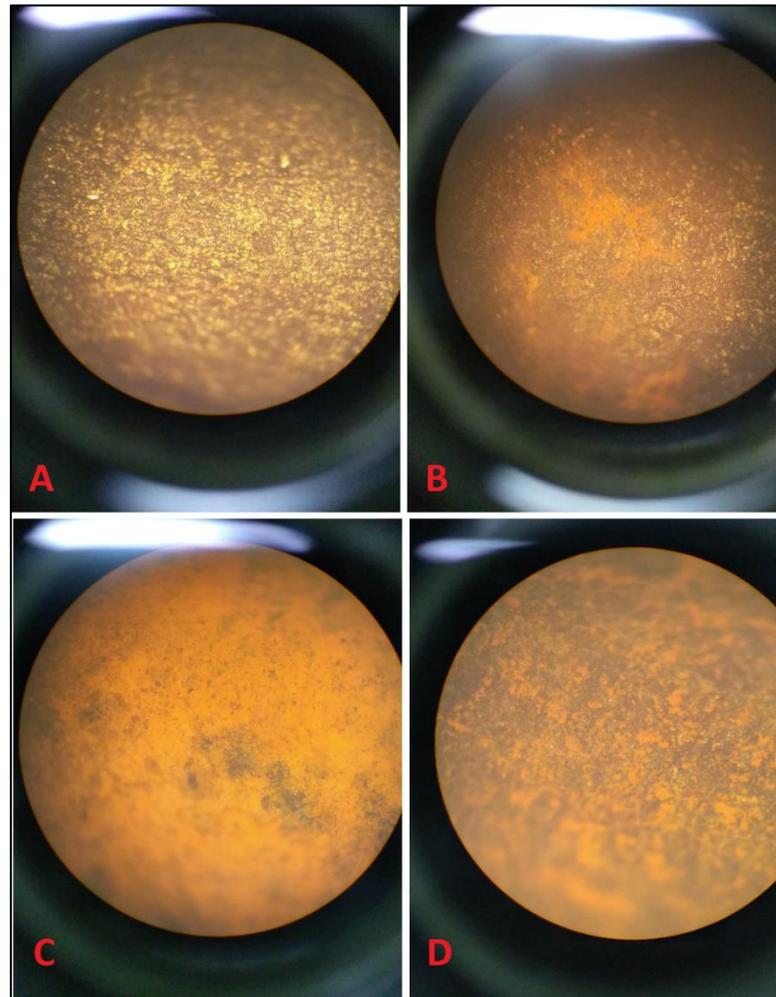
Figura 20 - Amostras de alumínio antes do teste de corrosão (A) e após imersão em água deionizada (B), ácido nítrico (C) e ácido sulfúrico (D) por 28 dias com aumento de 250 vezes



Fonte: Autor (2021).

A corrosão presente nas amostras de aço carbono cru pôde ser observada mais nitidamente pela microscopia ótica, caracterizando o que aparenta ser um caso de corrosão uniforme, baseado nos dados apresentados na seção 2.3. É possível perceber nitidamente diversos pontos de ferrugem alaranjada, mas não parece haver concentração dela em pites. Essa alteração é visível para as peças que foram imersas em todas soluções, mas foi mais significativa na amostra imersa em ácido nítrico. A Figura 21 mostra peças de aço carbono cru antes do teste de corrosão (A), e após imersão em água deionizada (B), ácido nítrico (C) e ácido sulfúrico (D) por 28 dias, com aumento de 250 vezes.

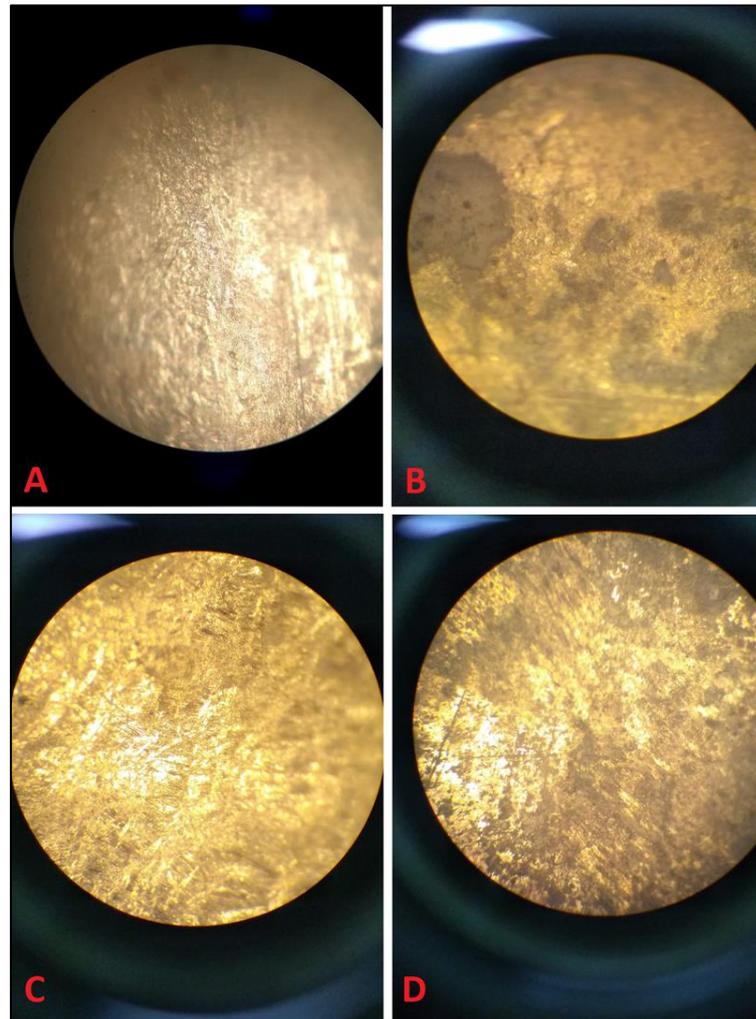
Figura 21 - Amostras de aço carbono cru antes do teste de corrosão (A) e após imersão em água deionizada (B), ácido nítrico (C) e ácido sulfúrico (D) por 28 dias com aumento de 250 vezes



Fonte: Autor (2021).

Por fim, nas amostras de aço carbono galvanizado, uma leve alteração pode ser observada nas imagens, notavelmente nas peças que ficaram imersas em água deionizada. Apesar de não haver presença de ferrugem alaranjada, é possível identificar formação de algumas manchas escuras, que podem ser indicativas do início de processo de corrosão do zinco. A Figura 22 mostra peças de aço carbono galvanizado antes do teste de corrosão (A), e após imersão em água deionizada (B), ácido nítrico (C) e ácido sulfúrico (D) por 28 dias, com aumento de 250 vezes.

Figura 22 - Amostras de aço carbono galvanizado antes do teste de corrosão (A) e após imersão em água deionizada (B), ácido nítrico (C) e ácido sulfúrico (D) por 28 dias com aumento de 250 vezes



Fonte: Autor (2021).

4.1.2 Massa e taxa de corrosão

A medição da massa das amostras antes e depois dos ensaios apresentou resultados distintos para cada material. Pode-se observar que o alumínio não apresentou variação significativa em sua massa após os ensaios para nenhuma das soluções utilizadas, mesmo nos ensaios com soluções ácidas. O aço carbono cru, por sua vez, apresentou uma perda crescente de massa em todas as soluções, que pode ser explicada pela perda de material causada pelo ataque corrosivo. A perda mais significativa ocorreu nos ensaios com ácido nítrico, com redução de até 0,37% em uma amostra. O maior efeito corrosivo no aço carbono cru pode ser explicado pela ausência de uma camada protetiva contra corrosão no material, fazendo com que

sua superfície fique diretamente exposta a elementos corrosivos na atmosfera.

Em sua pesagem inicial, o aço carbono galvanizado apresentou um ganho médio de 0,1% em sua massa para todas as soluções. Considerando que esse ganho pode ser proveniente da camada porosa criada pelo processo de corrosão do zinco, que pode ter retido líquido do ensaio após secagem das peças com papel toalha, as peças foram pesadas novamente após secarem por mais 7 dias e limpeza adicional com esfregão de nylon para obter resultados mais precisos da massa do material. As massas dos demais materiais também foram medidos novamente após esse período para conferência dos valores, mas não apresentaram mudanças significativas com os valores obtidos na primeira medição.

Com os valores da nova medição, pôde-se observar que o aço carbono galvanizado também não sofreu variação significativa em sua massa. A maior perda foi de 0,19%, apresentada na primeira semana de imersão em água deionizada – enquanto que os demais valores foram, em sua maioria, nulos. A Tabela 5 mostra a variação da massa das amostras de cada material em função do tempo de exposição às soluções - água deionizada (A), ácido nítrico (N) e ácido sulfúrico (S), obtidas através da Equação 1.

Tabela 5 - Variação de massa dos materiais em função do tempo de exposição às soluções: água deionizada (A), ácido nítrico (N) e ácido sulfúrico (S)

(continua)

Material	Tempo de imersão [dias]	Δm [g]	Δm [%]
Alumínio	7	0,000 (A)	0,00 (A)
		0,000 (N)	0,00 (N)
		0,000 (S)	0,00 (S)
Alumínio	14	0,000 (A)	0,00 (A)
		0,000 (N)	0,00 (N)
		0,000 (S)	0,00 (S)
Alumínio	21	0,000 (A)	0,00 (A)
		0,000 (N)	0,00 (N)
		0,000 (S)	0,00 (S)
Alumínio	28	0,000 (A)	0,00 (A)
		0,000 (N)	0,00 (N)
		0,000 (S)	0,00 (S)
Aço carbono cru	7	-0,007 (A)	-0,09 (A)
		-0,025 (N)	-0,37 (N)
		-0,013 (S)	-0,18 (S)
Aço carbono cru	14	-0,010 (A)	-0,12 (A)
		-0,018 (N)	-0,20 (N)
		-0,013 (S)	-0,16 (S)

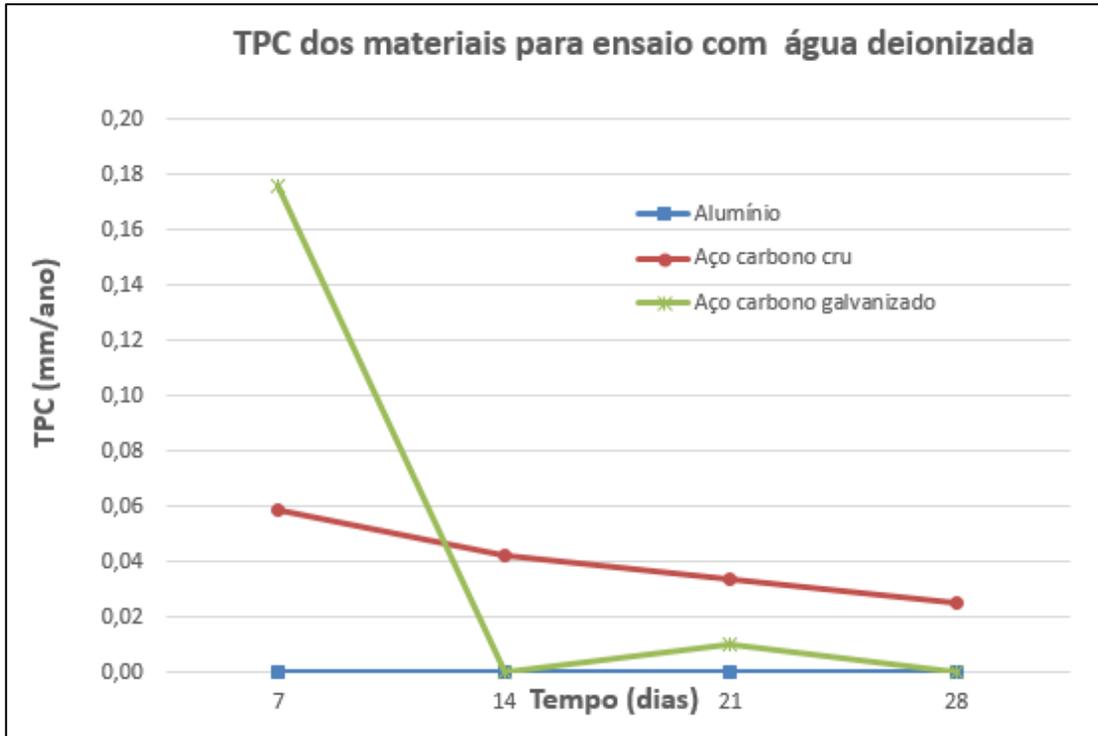
(conclusão)

Aço carbono cru	21	-0,012 (A) -0,022 (N) -0,013 (S)	-0,16 (A) -0,33 (N) -0,15 (S)
Aço carbono cru	28	-0,012 (A) 0,000 (N) 0,000 (S)	-0,16 (A) 0,00 (N) 0,00 (S)
Aço carbono galvanizado	7	-0,029 (A) 0,000 (N) 0,000 (S)	-0,19 (A) 0,00 (N) 0,00 (S)
Aço carbono galvanizado	14	0,000 (A) 0,000 (N) 0,000 (S)	0,00 (A) 0,00 (N) 0,00 (S)
Aço carbono galvanizado	21	-0,005 (A) 0,000 (N) 0,000 (S)	-0,04 (A) 0,00 (N) 0,00 (S)
Aço carbono galvanizado	28	0,000 (A) 0,000 (N) -0,007 (S)	0,00 (A) 0,00 (N) -0,04 (S)

Fonte: Autor (2021).

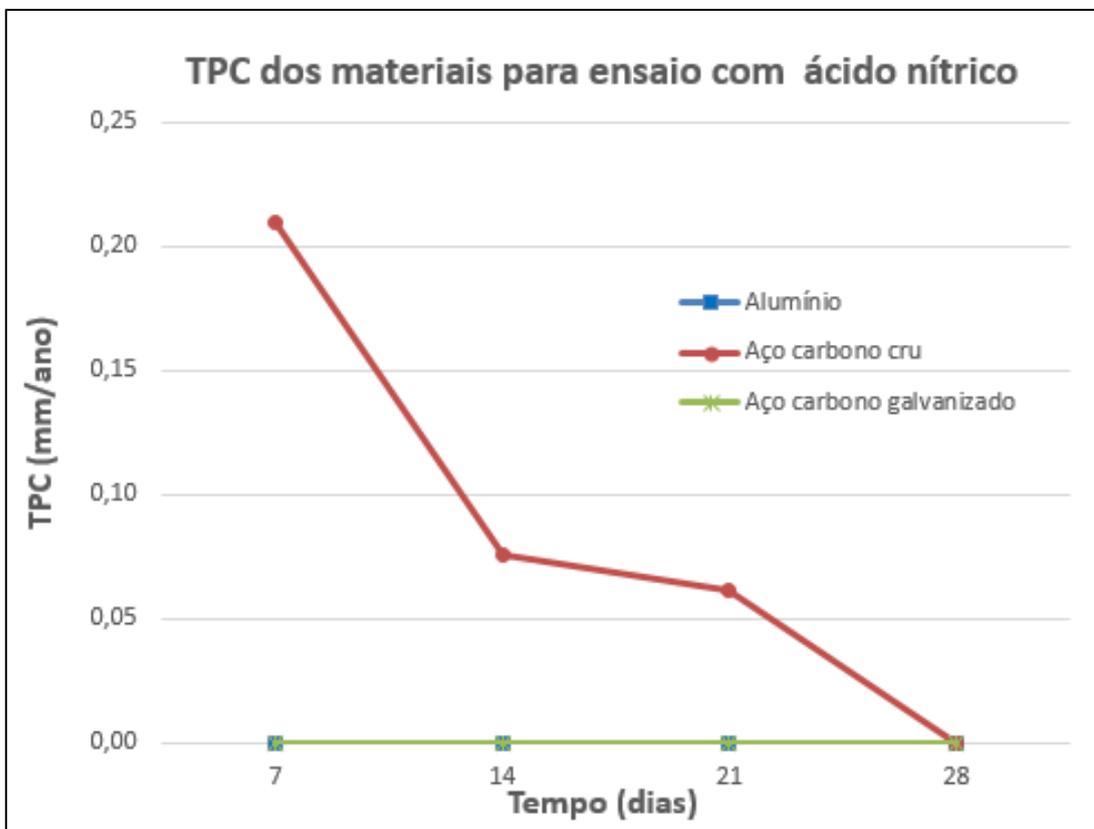
Através dos dados de variação de massa, e utilizando a Equação 2, foi possível calcular a taxa de penetração da corrosão que cada material sofreu após os ensaios realizados nas três diferentes soluções, apresentada nas Figuras 23, 24 e 25. Com esses dados, foi possível observar, novamente, que o alumínio foi o material menos afetado, apresentando TPC nula para todos ensaios. O aço carbono galvanizado apresentou valores nulos ou muito reduzidos nos ensaios com soluções ácidas, apenas apresentando valor mais significativo para os ensaios com água deionizada – houve um pico de 0,17 mm/ano na primeira semana, reduzindo para valores iguais a 0 e 0,10 mm/ano nas semanas seguintes. O aço carbono cru apresentou valores de TPC maiores que 0 para os ensaios em todas soluções, com um valor máximo de 0,21 mm/ano apresentado para ensaios com ácido nítrico. Os valores máximos para água deionizada e ácido sulfúrico foram de 0,05 e 0,11 mm/ano, respectivamente. Segundo Callister e Rethwisch, estipula-se uma TPC inferior a 0,50 mm/ano como aceitável para um número de aplicações, a qual todos materiais utilizados nos ensaios se enquadram.

Figura 23 - Taxa de Penetração da Corrosão dos materiais após os ensaios em água deionizada



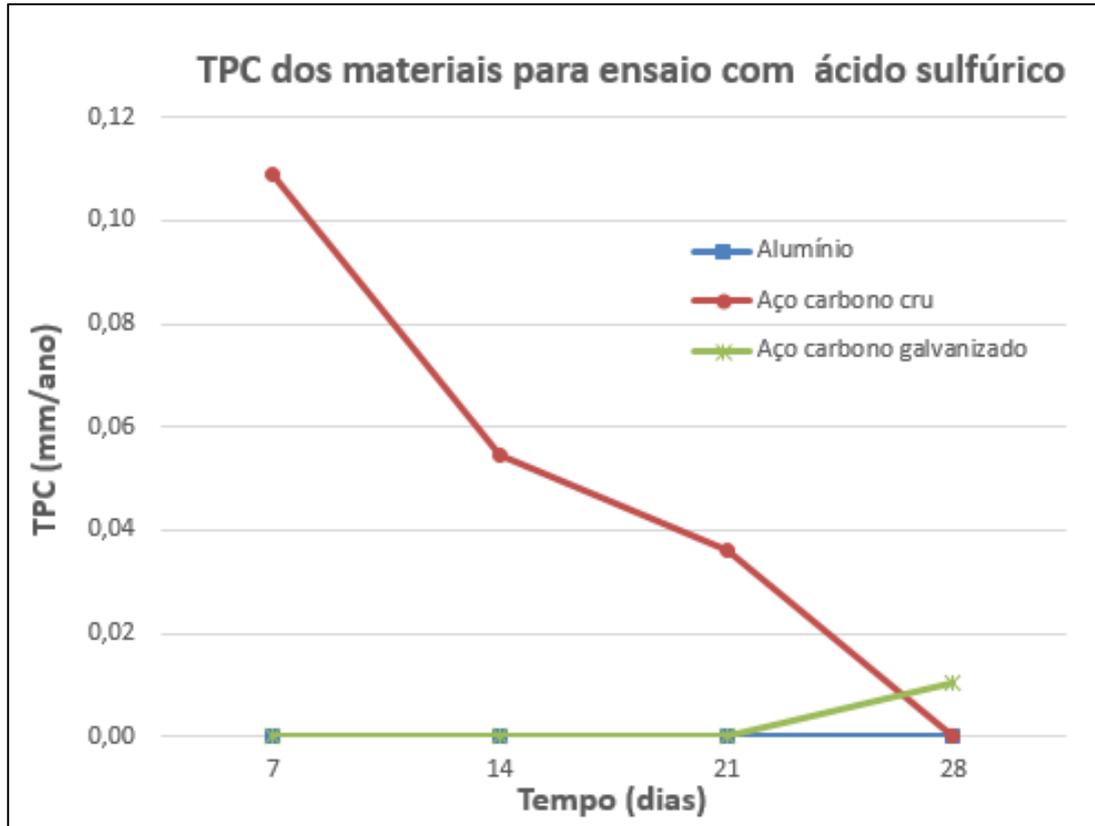
Fonte: Autor (2021).

Figura 24 - Taxa de Penetração da Corrosão dos materiais após os ensaios em ácido nítrico



Fonte: Autor (2021).

Figura 25 - Taxa de Penetração da Corrosão dos materiais após os ensaios em ácido sulfúrico



Fonte: Autor (2021).

4.2 RESULTADOS DO ENSAIO DE CORROSÃO DE UMIDADE SATURADA

O ensaio de umidade saturada foi realizado no Laboratório de Corrosão e Proteção Superficial do campus sede da UCS. Foram utilizadas duas amostras de cada material, totalizando seis peças - todas inseridas juntas na câmara. Para esse ensaio, foi utilizada cera de abelha nas arestas que foram usinadas das amostras de aço carbono galvanizado, conforme mostrado na Figura 26, de modo que elas não influenciassem o resultado do ensaio devido á perda da camada protetiva.

Figura 26 - Amostras de aço carbono galvanizado com revestimento de cera nas arestas usinadas



Fonte: Autor (2021)

Nesse teste, os resultados observados foram consistentes com os resultados da seção anterior. As amostras de alumínio novamente apresentaram maior resistência em ambientes corrosivos. Porém, após 72 horas de ensaio, algumas regiões da superfície de uma peça apresentaram manchas escuras, especialmente em pontos onde haviam riscos causados por manuseio. Isso pode indicar início de corrosão em pontos onde o filme de óxido foi danificado.

As amostras de aço carbono cru apresentaram ataques corrosivos nítidos, com acúmulo de ferrugem alaranjada em várias regiões da superfície, enquanto as amostras de aço carbono galvanizado apresentaram corrosão branca sutil em praticamente toda superfície, novamente proveniente da camada de zinco. Como, neste ensaio, as arestas sem camada protetiva dessas peças foram revestidas de cera, não houve presença de ferrugem alaranjada, confirmando que, nos ensaios em meio aquoso, essa corrosão apenas ocorreu nas amostras de aço carbono galvanizado devido à perda da camada protetiva em algumas arestas, e apenas nelas. A Figura 27 mostra as amostras dos três materiais após 72 horas de ensaio.

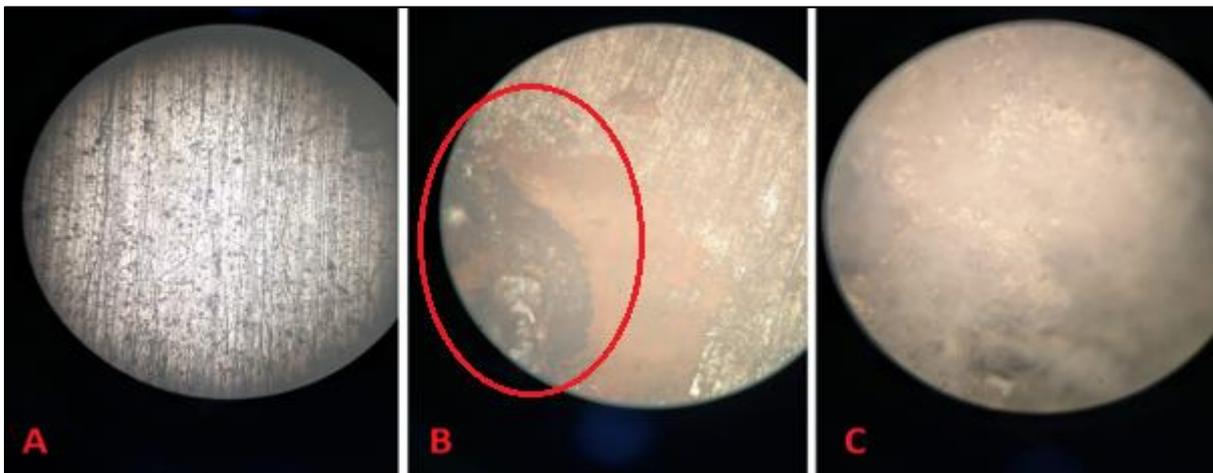
Figura 27 - Amostras após 72 horas de ensaio de umidade saturada: alumínio (A), aço carbono cru (B) e aço carbono galvanizado (C)



Fonte: Autor (2021).

A microscopia ótica das peças mostra imagens semelhantes às obtidas nos ensaios em meio aquoso, com exceção da amostra de aço carbono cru, que apresentou um ataque corrosivo ainda mais significativo com formação de pite, circulado de vermelho na Figura. A Figura 28 mostra as peças de alumínio (A), aço carbono cru (B) e aço carbono galvanizado (C) após 7 dias de ensaio de umidade saturada, com aumento de 250 vezes.

Figura 28 - Amostras de alumínio (A), aço carbono cru (B) e aço carbono galvanizado (C) após 7 dias de ensaio de umidade saturada com aumento de 250 vezes



Fonte: Autor (2021).

4.3 ANÁLISE DE CASO DE CORROSÃO EM USINA FOTOVOLTAICA

O campus da UCS CARVI possui uma usina fotovoltaica de solo com potência de

geração de 18,5 kW, instalada em 2018. No primeiro semestre de 2021, após inspeção visual realizada na estrutura, foram identificados diversos casos de corrosão pontual em elementos da estrutura de sustentação - notavelmente em parafusos e arruelas – conforme Figura 29.

Figura 29 - Ataques de corrosão visíveis na estrutura de fixação da usina fotovoltaica da UCS
CARVI



Fonte: Autor (2021)

Primeiramente, foi feita uma análise da estrutura de acordo com as normas apresentadas na seção 2.4. O material utilizado na estrutura dessa usina foi o aço carbono galvanizado – um material com proteção contra corrosão, condizendo com a recomendação da norma. Em relação ao ambiente de instalação da usina, baseado na Tabela 2, estima-se que a categoria de corrosividade seria C3 – um ambiente externo de atmosfera urbana - considerado um ambiente de média corrosividade atmosférica. A tabela indica que a perda de espessura do aço baixo-carbono em um ano nesse tipo de ambiente é na faixa de 0,025 a 0,050 mm. Ao comparar esses dados com os valores obtidos de TPC do aço carbono cru, observa-se que, enquanto alguns valores dos ensaios com soluções ácidas foram superiores a 0,050 mm/ano, todas as taxas apresentadas no ensaio com água deionizada se encaixam na faixa apresentada. Isso sugere que, apesar desse material ter sofrido maior ataque de corrosão nos testes realizados, ele ainda se encontraria em níveis aceitáveis para a aplicação da usina nessas condições, onde não há ocorrência de chuvas ácidas.

A seguir, foi analisada a forma e a causa do ataque corrosivo na usina. Baseado no aspecto visual da corrosão, sugere-se que se trata de um caso de corrosão uniforme ou galvânica.

Porém, considerando que todos componentes da estrutura deveriam ser, em teoria, de aço carbono galvanizado, os componentes não deveriam estar sujeitos a corrosão galvânica. Além disso, a proteção da camada de zinco desses componentes deveria ser eficaz contra a corrosão em ambientes sem taxas de corrosividade elevadas. Levando esses dados em consideração, são sugeridas algumas possibilidades para justificar o ataque corrosivo nesses elementos:

- a) Os componentes corroídos podem ser de material diferente e sofreram corrosão galvânica em contato com o aço carbono;
- b) Os componentes corroídos podem não possuir camada protetiva de zinco, estando sujeitos a corrosão uniforme causada pela umidade atmosférica;
- c) Os componentes corroídos podem possuir camada de revestimento com menor espessura que os demais;
- d) Os componentes corroídos podem possuir risco severo, acelerando o processo de corrosão através desse risco;
- e) O ambiente da instalação pode possuir corrosividade mais elevada do que a estipulada devido a algum fator poluente.

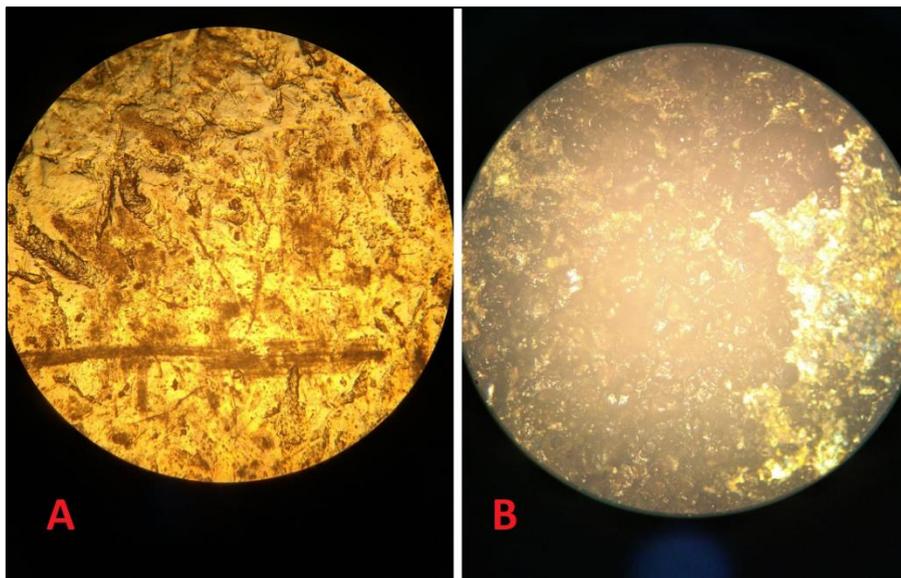
Para verificar qual dessas hipóteses é a mais provável de ter causado a corrosão, foram coletadas duas arruelas da estrutura de fixação dessa usina – uma corroída e uma não - para que fossem feitos ensaios de microscopia ótica e microscopia eletrônica de varredura nas duas peças. A Figura 30 mostra as amostras prontas para o ensaio. Nas imagens obtidas através de microscópio ótico, mostradas na Figura 31, foi possível observar os efeitos da corrosão distribuídos pela superfície, sem concentração de pites. As imagens obtidas através de microscopia eletrônica de varredura, mostradas na Figura 32, permitem observar que há uma diferença significativa na superfície das duas amostras. A imagem da amostra corroída apresenta características similares a Figura 33, retirada do artigo de Ren *et al.*, onde é possível observar diversas fissuras na superfície do aço carbono corroído. De acordo com o autor, água, oxigênio, Cl^- e HSO_3^- facilmente penetram na superfície do material através das fissuras, promovendo a corrosão do aço carbono.

Figura 30 - Arruelas da usina fotovoltaica da UCS CARVI preparadas para ensaio de microscopia eletrônica de varredura



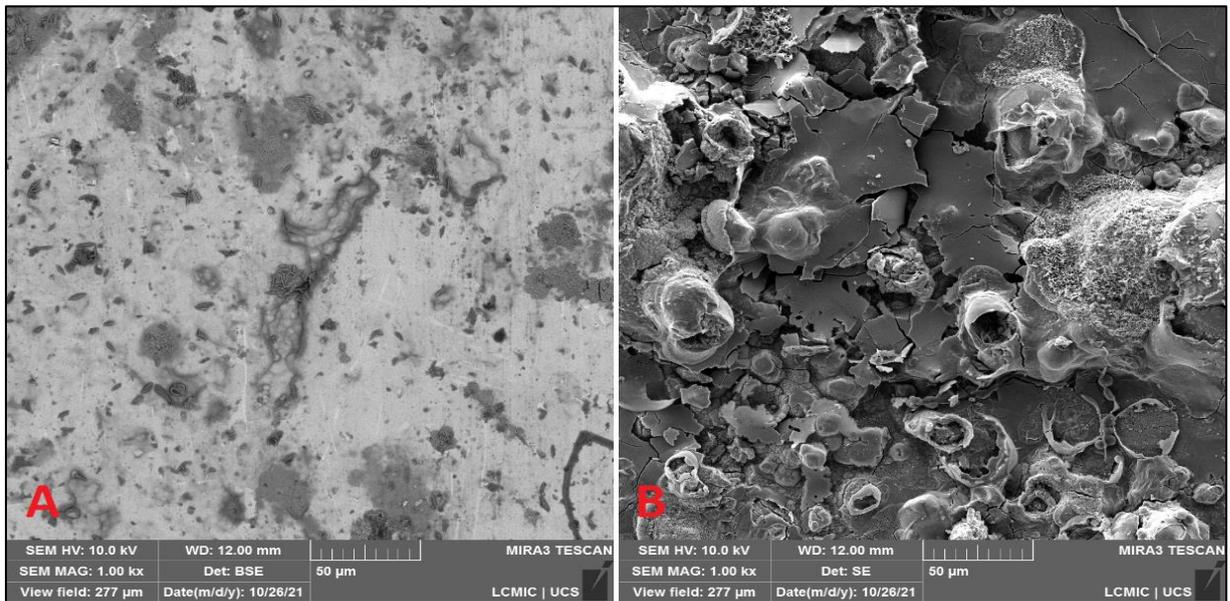
Fonte: Autor (2021).

Figura 31 - Imagens das arruelas não corroída (A) e corroída (B) com aumento de 250 vezes em microscópio ótico



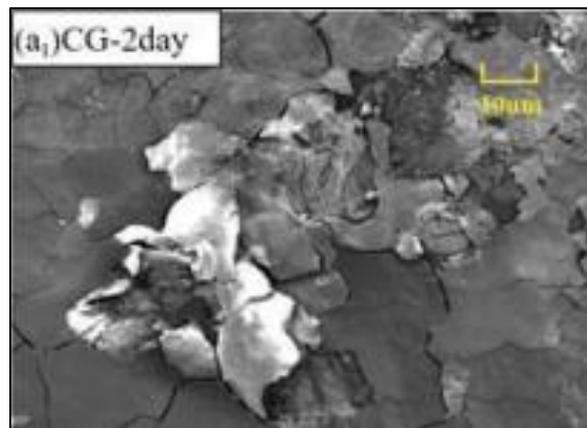
Fonte: Autor (2021).

Figura 32 - Imagens das arruelas não corroída (A) e corroída (B) com aumento de 1000 vezes em microscópio eletrônico



Fonte: Autor (2021).

Figura 33 - Imagem de microscopia eletrônica de amostra de aço carbono corroído

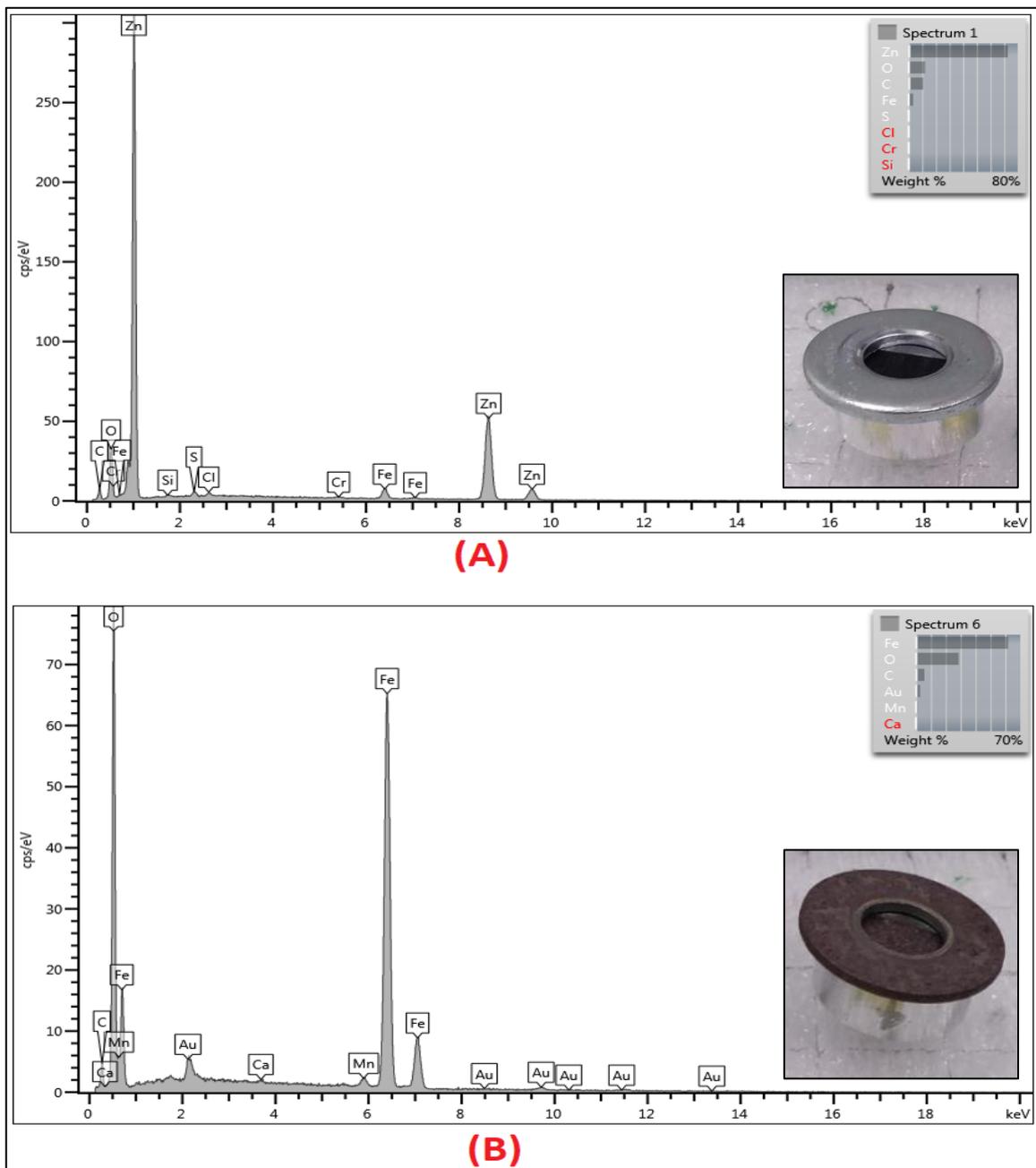


Fonte: Ren *et al.* (2019).

A Figura 34 mostra os resultados da Microanálise de Raios X por Dispersão em Energia EDS da arruela não corroída (A) e corroída (B). Na Figura da arruela corroída, pode-se observar um pico de oxigênio, que junto com o ferro do material forma a característica ferrugem. Além disso, é possível observar que a arruela não corroída apresenta uma quantidade significativa de zinco em sua superfície, enquanto a arruela corroída não apresenta nenhum traço deste elemento. Considerando esses dados, pode-se supor que o ataque corrosivo ocorreu na segunda arruela devido à ausência da camada protetiva de zinco nela, condizendo com a hipótese de que alguns elementos da estrutura de fixação da usina fotovoltaica poderiam não possuir tratamento

galvanizado. Porém, também é possível que os elementos corroídos possuíam camada de proteção com menor espessura que os demais, que pode ter sido completamente corroída mais rapidamente que a camada dos demais elementos. Outro ponto que pode ser observado é a presença dos elementos cloro e enxofre na arruela não corroída. Esses elementos são corrosivos, e a presença deles pode indicar uma contaminação no ambiente da instalação, podendo esse ambiente ser mais corrosivo do que anteriormente estipulado.

Figura 34 - Resultados da Microanálise de Raios X por Dispersão em Energia EDS da arruela não corroída (A) e corroída (B)



Fonte: O autor (2021).

Após essa análise, a principal medida corretiva que pode ser considerada é a troca dos componentes corroídos da estrutura por componentes que possuem o tratamento galvanizado. Além disso, deve ser considerada análise da real corrosividade do ambiente de instalação, para certificar-se de que esse material possui proteção suficiente contra corrosão para este tipo de aplicação.

5 CONCLUSÕES

Conclui-se com esse trabalho que a escolha dos materiais tem um impacto significativo na mitigação do processo de corrosão em uma estrutura metálica. Pôde ser observado que o aço carbono cru foi mais suscetível a corrosão em todos ensaios realizados, apresentando uma Taxa de Penetração de Corrosão de até 0,21 mm/ano em alguns ensaios e formação de ferrugem alaranjada. O alumínio e o aço carbono galvanizado apresentaram resistência elevada contra a corrosão em todos ensaios, não apresentando formação de ferrugem ou variação significativa em sua massa. Já no aço carbono cru, ataques corrosivos puderam ser observados desde os primeiros dias de ensaio mesmo em água deionizada e câmara de umidade saturada, e foi apresentada uma perda de massa de até 0,37%.

Esses resultados refletem no caso da usina fotovoltaica estudada, localizada no campus do UCS CARVI, que apresentou casos de corrosão em um período de tempo inferior a três anos após sua instalação. Após Microanálise de Raios X por Dispersão em Energia EDS em duas arruelas da estrutura – uma corroída e uma não - foi possível observar que a arruela corroída não apresentava traços do elemento zinco, que constitui a camada de proteção do aço carbono galvanizado. Assim, foi possível concluir que os elementos corroídos da estrutura não possuíam camada de proteção como os demais, levando ao ataque corrosivo precoce, uma vez que o aço carbono cru é significativamente mais suscetível a corrosão mesmo quando somente exposto a umidade atmosférica. Mesmo assim, segundo Callister e Rethwisch (2020), e dados apresentados na Tabela 2, retirada da NBR 8800, as taxas de corrosão apresentadas pelo aço carbono cru nos ensaios realizados em condições que simulam o ambiente de instalação da usina se encontram em uma faixa considerada aceitável. Os valores de TPC do material apenas excederam os valores aceitáveis em ensaios que simularam chuva ácida, mostrando que, em ambientes onde esse fenômeno é presente, se faz necessário o uso de um material mais apropriado.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros, sugere-se realização de ensaios de névoa salina para análise ampla do comportamento dos materiais frente a corrosão - relevante, por exemplo, em casos de usinas fotovoltaicas de solo instaladas em locais com presença de maresia. Além disso, pode ser estudado o efeito da corrosão na resistência mecânica da estrutura metálica, uma vez que

instalações fotovoltaicas de solo estão sujeitas a intempéries que podem ocasionar falhas.

Por fim, sugere-se uma análise da corrosividade no ambiente de instalação da usina fotovoltaica de solo. Na análise por EDS das arruelas da usina da UCS CARVI, foi possível observar traços dos elementos cloro e enxofre na arruela não corroída. Esses elementos são corrosivos, e podem ser provenientes do fluxo de automóveis presente no estacionamento do campus próximo ao local da instalação. Poluição causada por esses elementos podem tornar o ambiente da instalação mais corrosivo, podendo requerer proteções mais adequadas para prevenir a corrosão nos elementos da estrutura metálica.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Brasil entra no grupo de 20 países líderes em energia solar**. 2020. Disponível em: [https://www.absolar.org.br/noticia/brasil-entra-no-grupo-de-20-paises-lideres-em-energia-solar/#:~:text=Ap%C3%B3s%20somar%20120%20megawatts%20\(MW,Absolar\)%20nesta%20quarta%20feira](https://www.absolar.org.br/noticia/brasil-entra-no-grupo-de-20-paises-lideres-em-energia-solar/#:~:text=Ap%C3%B3s%20somar%20120%20megawatts%20(MW,Absolar)%20nesta%20quarta%20feira). Acesso em: 31 mar. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília, 2008. p. 82-85.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Geração distribuída**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTl1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 24 mar. 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 8800**: Projeto de estruturas de aço e de estruturas mistas de aço e concreto de edifícios. Rio de Janeiro, 2008.
- AURORA ENERGIA. **Sol do Cerrado**. Disponível em: <https://www.auroraenergia.com.br/projetos/sol-do-cerrado>. Acesso em: 27 mar. 2021.
- BISQUOLO, Paulo Augusto. **Semicondutores**: Tipos mais comuns de semicondutores. Disponível em: <https://educacao.uol.com.br/disciplinas/fisica/semicondutores-tipos-mais-comuns-de-semicondutores.htm#:~:text=O%20ars%C3%AAnio%20tende%20a%20estabelecer,chamado%20de%20semicondutor%20tipo%20n>. Acesso em: 28 mar. 2021.
- CABEZA, L. F. *et al.* **Immersion corrosion tests on metal-salt hydrate pairs used for latent heat storage in the 32 to 36 °C temperature range**. Universitat de Lleida. Llérida, Espanha, 2001.
- CANAL SOLAR. **Mineradora Vale adquire projeto fotovoltaico de 1,3 GW em MG**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/mineradora-vale-adquire-projeto-fotovoltaico-de-13-gw-em-mg/>. Acesso em: 27 mar. 2021.
- CALLISTER, William; RETHWISCH, David. **Ciência e Engenharia de Materiais**: uma Introdução. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2020.
- FARRELL, Anthony J. *et al.* **Corrosive effects of salt hydrate phase change materials used with aluminium and copper**. Dublin Institute of Technology. Dublin, Irlanda, 2006.
- FOGAÇA, Jennifer Rocha Vargas. **Chuva ácida**. Disponível em: <https://www.manualdaquimica.com/quimica-ambiental/chuva-acida.htm>. Acesso em: 02 nov. 2021.
- FONTES, Ruy. **Geração Distribuída da ANEEL Avança com Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/geracao-distribuida-da-aneel/>. Acesso em: 31 mar. 2021.

QUANTUM ENGENHARIA. **Energia limpa e geração distribuída são tendências para 2021**. Disponível em: <https://www.quantumengenharia.net.br/energia-limpa-e-geracao-distribuida-sao-tendencias-para-2021/>. Acesso em: 27 mar. 2021.

REIS, Maurício Rodrigues. **Guia prático de aterramento**. Sindinova, 2014. Disponível em: <http://www.sindinova.com.br/novo/wp-content/uploads/2014/02/GUIA-PR%C3%81TICO-DE-ATERRAMENTO.pdf>. Acesso em: 12 out. 2021.

REN, Xiao *et al.* **Polarization Current and AC Impedance Characteristics of Electric Power Equipment Metal Materials with Different Corrosion Condition Under High Temperature and High Humidity Industrial Pollution Environment**. IEEE 3rd International Electrical and Energy Conference, China, 2019.

SARAIVA, Marina. **A hora e a vez da energia solar**. Site do G1, 2011. Disponível em: <http://g1.globo.com/globo-news/cidades-e-solucoes/platb/2011/08/25/a-hora-e-a-vez-da-energia-solar>. Acesso em: 24 mar. 2021.

SERVIGNA, Francisco. **Understanding Aluminum Corrosion**. Corrosionpedia, 2019. Disponível em: <https://www.corrosionpedia.com/understanding-aluminum-corrosion/2/6954>. Acesso em: 20 out. 2021.

SORIANO, C; ALFANTAZI, A. **Corrosion behavior of galvanized steel due to typical soil organics**. Construction and building materials, v. 102, 2015.

SOUZA, João Paulo. **Sistema de Aterramento vs Sistema Fotovoltaico e o que ainda não te contaram**. Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/sistema-de-aterramento-vs-sistema-fotovoltaico-e-o-que-ainda-nao-te-contaram>. Acesso em: 07 mai. 2021.

SOUZA, Lília Alves. **Química da chuva ácida**. Disponível em: <https://mundoeducacao.uol.com.br/quimica/chuva-acida.htm>. Acesso em: 02 nov. 2021.

UMPIERRE, Rafael Fatturi Pires. **Estudo sobre emprego de fundações superficiais para miniusina solar em terreno sedimentar localizado em Santa Cruz do Sul**. Universidade de Santa Cruz do Sul, 2019.

VELLING, Andreas. **Aluminium Corrosion & Its Different Types**. Fractory, 2020. Disponível em: <https://fractory.com/aluminium-corrosion/>. Acesso em: 20 out. 2021.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 1. ed. São Paulo: Editora Érica LTDA., 2012.

VINTURINI, Mateus. **Corrosão galvânica em estruturas metálicas de sistemas fotovoltaicos**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/corrosao-galvanica-em-estruturas-metalicas/>. Acesso em: 23 abr. 2021.

WEB WIRE. **Enel Starts Operation of South America`s Two Largest Solar Parks in Brazil**. Disponível em: <https://www.webwire.com/ViewPressRel.asp?aId=213780>. Acesso em: 25 mar. 2021.