

CONGRESO NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

Revisión de los tipos de corrosión en proyectos fotovoltaicos



REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Autor Principal: Iván Jares Salguero (Instituto STEM MinesTech)

Doctorando en Prospección e Investigación del Suelo/Subsuelo, específicamente en Ingeniería de Corrosión, por la Universidad de Oviedo. Máster en Ingeniería de Minas por la Universidad de Oviedo. Ingeniero de proyectos y socio de la empresa CIMBRA Ingeniería, S.L. y presidente del Instituto STEM MinesTech.

Otros autores: Guillermo Laine Cuervo (Universidad de Oviedo)

Doctor por la Universidad de Oviedo y profesor en el Departamento de Energía, área de Ingeniería Nuclear desde 2017.

Otros autores: Juan José del Campo Gorostidi (CORDES)

Doctor Ingeniero de Minas con Premio Extraordinario de la Universidad de Oviedo. Área de conocimiento de Ciencia e Ingeniería de Materiales. Socio-Director de Corporate Development Services, S.L. (CORDES). Experto independiente en evaluación de la corrosión atmosférica, marina, del terreno y galvánica en proyectos de energías renovables.

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

RESUMEN

La Comisión Europea estima que el desgaste, la rotura y corrosión de materiales cuestan entre el 3 y el 4% del PIB anual a los países desarrollados. Pérdidas de las que los proyectos de energía renovables no se encuentran exentos. La corrosión en parques fotovoltaicos es un problema que puede surgir como consecuencia de la presencia de atmósferas o ciertos compuestos químicos que favorecen la degradación de los materiales metálicos utilizados, problemática que puede comprometer la integridad estructural y reducir la vida útil de las instalaciones (entre otras cosas). Es preciso, por tanto, anticipar o prevenir su comportamiento, en la medida de lo posible, siguiendo criterios basados en el conocimiento científico e interpretados con criterios ingenieriles con el fin de minimizar las consecuencias que dicho deterioro puede producir.

En la presente comunicación se pretende analizar cuáles son los principales tipos de corrosión en proyectos de energías fotovoltaicas, así como, explicar las consecuencias que puede acarrear un diseño ineficiente de los distintos materiales y sus sistemas de protección.

INTRODUCCIÓN

Situación actual y perspectivas de futuro de la energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en la última década consolidándose como una de las fuentes de energía renovable más extendidas en el mundo. Este auge se debe, en gran medida, a la disminución de los costos de los paneles solares, a los avances en eficiencia y a la creciente preocupación por el cambio climático, que ha incentivado políticas de transición energética en numerosos países [1], [2]. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la capacidad instalada global de energía fotovoltaica superó los 1.000 gigavatios (GW) en 2023, lo que representa un incremento significativo frente a los 580 GW registrados en 2019. Este avance sitúa a la energía solar como la segunda fuente de energía renovable de mayor crecimiento, solo por detrás de la eólica [3]. En España, la potencia fotovoltaica conectada a red es de 29,4 GW, de los cuales 20,6 GW se han desarrollado en los últimos 5 años [3].

Además de este aumento en la capacidad instalada, el coste nivelado de la energía (LCOE) de la fotovoltaica ha disminuido notablemente. Según la IRENA, el LCOE de la energía solar fotovoltaica cayó a un promedio de 40 \$/MWh en 2022, una cifra que la coloca en competencia directa con las fuentes convencionales, como el gas natural (60 \$/MWh) en numerosos mercados [2]. Esta reducción de costos convierte a la energía fotovoltaica en una de las opciones de generación más asequibles, especialmente en regiones con altos niveles de irradiación solar. Esta ventaja competitiva fortalece aún más su rol en la transición energética y reduce la dependencia de los combustibles fósiles, especialmente ante su volatilidad de precios.

Las perspectivas de crecimiento para la energía fotovoltaica son igualmente prometedoras. La Agencia Internacional de Energía (IEA) proyecta que la capacidad solar fotovoltaica podría triplicarse para 2030, alcanzando entre 3,000 y 4,000 GW a nivel global [[4]. Este crecimiento se

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

verá impulsado por el compromiso de los gobiernos de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la necesidad de diversificar el suministro energético [4], [5]. Además, se espera que la innovación tecnológica, particularmente en materiales y sistemas de almacenamiento, optimice la eficiencia de las instalaciones y reduzca aún más los costos, aumentando así la competitividad de la energía fotovoltaica frente a fuentes convencionales [6], [7].

Elementos de una instalación fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica está formada por un conjunto de componentes esenciales que permiten la captación de la energía solar y su conversión en electricidad utilizable. Estos elementos funcionan en conjunto para maximizar la eficiencia y garantizar la estabilidad y durabilidad del sistema. A continuación, se presentan los componentes principales [8], [9]:

- Paneles solares. Los paneles solares son el corazón de cualquier instalación fotovoltaica. Están compuestos por células solares (generalmente de silicio) que convierten la luz solar en corriente continua (CC) a través del efecto fotovoltaico. Los avances en los materiales, como la incorporación de capas de perovskita en las células de silicio, han incrementado la eficiencia de estos dispositivos, logrando mayor generación de energía en un espacio menor.
- Inversores. Los inversores son responsables de transformar la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA), que es la forma de electricidad utilizada en la mayoría de las aplicaciones residenciales, comerciales e industriales. Existen varios tipos de inversores: los inversores de cadena, que conectan múltiples paneles en serie, y los microinversores, que se instalan en cada panel, permitiendo una mayor flexibilidad y eficiencia en la gestión del sistema.
- Sistema de almacenamiento. Aunque no siempre están presentes en todas las instalaciones fotovoltaicas, las baterías de almacenamiento son cada vez más comunes, especialmente en sistemas aislados de la red o en lugares con tarifas variables de electricidad. Las baterías permiten almacenar el excedente de energía generada durante las horas de mayor irradiación y utilizarlo cuando la demanda es alta o cuando no hay generación solar. Las tecnologías de almacenamiento, como las baterías de iones de litio, están en continuo desarrollo, mejorando la densidad energética y la vida útil.
- Reguladores de carga. Este elemento es imprescindible en los sistemas aislados. Su función es regular la carga de las baterías, evitando sobrecargas o descargas profundas que podrían dañar el sistema de almacenamiento. Optimizan el flujo de energía entre los paneles y las baterías, asegurando que se cargan de manera eficiente y alargando su vida útil.
- Estructuras de soporte y sistemas de seguimiento solar. Para maximizar la exposición al sol, los paneles suelen instalarse en estructuras de soporte que pueden ser fijas o de seguimiento solar. Las estructuras de soporte, diseñadas para resistir las condiciones climáticas del lugar, mantienen los paneles en un ángulo óptimo para capturar la luz. Los sistemas de seguimiento permiten el ajuste a la posición del sol a lo largo del día, lo que puede aumentar la producción de energía en un 20-30%.
- Cableado y sistemas de conexión. El cableado es fundamental para conectar los diferentes componentes de la instalación, desde los paneles hasta el inversor y, si

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

corresponde, el sistema de almacenamiento. Este debe ser diseñado con materiales duraderos y de alta resistencia para evitar pérdidas de energía y asegurar un flujo estable de electricidad.

 Dispositivos de protección y monitorización: Para garantizar la seguridad y el rendimiento de la instalación, se emplean dispositivos como interruptores automáticos, fusibles y sistemas de monitoreo. Estos dispositivos protegen la instalación contra sobrecargas, picos de voltaje y otros eventos que podrían dañar el sistema. Además, los sistemas de monitorización permiten realizar un seguimiento en tiempo real de la producción y el estado de cada componente, optimizando la gestión y mantenimiento del sistema.

Muchos de los elementos antes enunciados interactúan con el suelo y la atmosfera siendo, por tanto, susceptibles a degradarse por la aparición de procesos corrosivos.

Costes de la corrosión

La corrosión es un problema significativo en las instalaciones fotovoltaicas, especialmente en las estructuras de soporte y partes enterradas de las mismas, debido a su exposición continua a condiciones ambientales que pueden acelerar su degradación. La vida útil y seguridad de las instalaciones dependen, en gran medida, de la resistencia de estos materiales a la corrosión, ya que cualquier debilitamiento estructural podría comprometer la estabilidad y funcionamiento de esta.

Las estructuras de soporte sufren particularmente en los entornos húmedos, salinos o con contaminantes industriales. Mientras que, los componentes enterrados, por su parte, como los postes y anclajes, se enfrentan a riesgos de corrosión únicos al estar en contacto directo con el suelo. La corrosión en estos elementos es un desafío complejo, ya que los factores que la desencadenan son altamente variables y dependen de la composición y propiedades químicas del suelo. Además de comprometer la estabilidad de la estructura, la corrosión en estas zonas es difícil de detectar sin medidas de monitoreo específicas, lo que aumenta la importancia de tomar medidas preventivas.

La corrosión en las estructuras fotovoltaicas representa un desafío importante no solo en términos de costos operativos, sino también de durabilidad y seguridad de la instalación. La adecuada selección de materiales y un control constante del estado general son claves, ya que, si no se realiza de manera adecuada, puede llevar aparejado una serie de costes que pueden ser significativos. Se estima que el coste directo de la corrosión a nivel mundial está entre 1,3 y 1,4 trillones de euros [10].

Es evidente que la corrosión degrada de manera progresiva los materiales, pudiendo afectar a la estabilidad y resistencia de las estructuras, haciéndolas más propensas al desgaste y rotura prematuros. Esto hace que sean necesarias inspecciones periódicas para evaluar el estado de los distintos componentes y aplicar medidas correctoras si fuese necesario. Estos costes adicionales pueden representar entre un 3% y un 5% del presupuesto total de O&M de una planta fotovoltaica, pudiendo llegar a un 10% si la selección de materiales no ha sido la adecuada [11], [12]. Si la corrosión es severa, puede ser necesario un reemplazo, que será particularmente costoso en elementos enterrados, ya que, requieren excavaciones o intervenciones más complejas.

Asimismo, la corrosión puede tener un impacto en la rentabilidad de la instalación, puesto que los gastos no previstos en las operaciones de reparación y mantenimiento, afectan a los flujos de caja del proyecto, reduciendo los márgenes de rentabilidad. En las situaciones más desfavorables, la corrosión de componentes clave puede llevar a periodos de inactividad para poder realizar las reparaciones, situación especialmente crítica en las instalaciones que funcionan de manera aislada. En la mayoría de los casos, se recurre a un sobredimensionamiento de materiales para compensar. Esto puede llegar a suponer un aumento del coste de las estructuras afectadas entre un 10% y un 20% [13].

CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Introducción a la corrosión

Los materiales metálicos, generalmente de forma espontánea, sufren procesos químicos y físicos de degradación los cuales, pueden verse acentuados como consecuencia de su exposición a un ambiente, más o menos agresivo [14]. Para que se produzca la corrosión, se requiere la formación de una celda electroquímica compuesta por dos electrodos con polarizaciones respectivas, anódica y catódica, un conductor iónico (la atmósfera potencialmente corrosiva o electrolito) en contacto con los electrodos y un conductor electrónico (metal) que permita el flujo de electrones. La fuerza impulsora de la corrosión es el potencial resultante de la diferencia en electronegatividad de la zona anódica y la zona catódica (Figura 1) [15]. La zona anódica es aquella en la que se produce la disolución del metal propiamente dicha, semirreacción de oxidación, mientras que, la zona catódica será aquella con menor tendencia termodinámica a oxidarse y, por ende, donde se producirá una reacción de reducción [16], [17]. En los procesos de corrosión, la semirreacción anódica responde a la (Eq.1) en tanto que la semirreacción catódica dependerá de las condiciones ambientales, caracterizadas por el pH [17]. Las reacciones electroquímicas más usuales son de la siguiente forma, siendo M el metal corroído [17].

- (Eq.1) Semirreacción anódica: $M \leftrightarrow M^{n+} + ne^{-}$
- (Eq.2) Semi reacción catódica:

 $O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-$ medio acuoso aireado neutro ó alcalino $O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$ medio acuoso aireado ácido $2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \uparrow$ medio ácido $M^{n+} + ne^- \rightarrow M$ deposición de un metal

La semirreacción de reducción que se produce en el cátodo depende de las condiciones atmosféricas. Se han expresado cuatro de las más habituales en los medios indicados. Cabe destacar que, el predominio de una con respecto a otra, depende del medio en contacto con la superficie metálica [16], [18].

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Figura 1. Esquema general del proceso de corrosión electroquímica [15]

Como se ha indicado, las reacciones de corrosión implican necesariamente la transferencia de electrones, por lo que se trata de reacciones electroquímicas que para comprenderlas hemos de acudir a la Termodinámica, la cual nos facilitará las bases para comprender los cambios de energía asociados a la corrosión.

La factibilidad de la corrosión, o lo que es lo mismo, el riesgo de corrosión, viene determinado por la Termodinámica y la velocidad a la cual se materialice por la Cinética.

La Energía libre de Gibbs nos predice si una reacción de corrosión es termodinámicamente posible, ver (Eq.3).

(Eq.3) $\Delta G^{\circ} = -n F E^{\circ}$

Siendo:

 ΔG° = variación de la energía libre estándar de Gibb's expresada en Julios (J)

n = número de moles de electrones transferidos en la reacción de oxidación (mol e⁻)

F = contante de Faraday (96.500 J/V-mol e⁻)

 E^0 = Potencial estándar de reacción = $E_{ox}^0 + E_{red}^0$ (V)

Si ΔG° tiene valor negativo la reacción de corrosión es posible.

Las condiciones ambientales afectan a los potenciales de electrodo, al igual que las concentraciones lo hacen a las semirreacciones anódica y catódica. La Ecuación de Nernst permite calcular la tensión de celda o Potencial de Corrosión (Eq.4).

(Eq.4)
$$E_{celda} = E0 + 2,3 \frac{RT}{nF} \log 10 \left[\frac{a_{oxid.}}{a_{red.}} \right]$$

La actividad de las especies que experimentan oxidación se expresa como $a_{oxidación}$ y de las que experimentan reducción como $a_{reducción}$.

La fuerza impulsora de la corrosión es la diferencia de electronegatividades existente entre dos metales en contacto o entre dos fases de una aleación. Para medir la electronegatividad de un metal o aleación se utiliza un electrodo de referencia, habitualmente el electrodo de hidrógeno. El metal que experimentará la corrosión será el más electronegativo.

Determinadas las condiciones termodinámicas que posibilitan la corrosión, debemos analizar la cinética del proceso, característica fundamental para evaluar la durabilidad de las estructuras metálicas expuestas a un medio corrosivo: atmósfera o suelo. La velocidad de corrosión será función de la diferencia de potencial ánodo/cátodo y de la resistencia eléctrica de la celda, según lo expresa la (Eq. 5)

(Eq. 5)
$$I_{corr} = \frac{V_{celda}}{R}$$

La resistencia R de una celda electroquímica de corrosión es la suma de la resistencia de la conexión eléctrica ánodo/cátodo, la del electrolito y la correspondiente a las polarizaciones de concentración y transferencia de carga en los electrodos.

En los proyectos solares fotovoltaicos, la variabilidad del ambiente al cual los materiales están expuestos depende de la situación geográfica del proyecto: temperatura, humedad relativa y tasa de deposición de cloruros, debiendo añadirse la tasa de deposición de SO₂, en su mayoría de origen antropogénico. Por tanto, no puede estandarizarse la selección de materiales y la determinación de espesores atendiendo únicamente a cálculos estructurales, sino que, debe tenerse muy en cuenta la corrosividad del medio con el cual el material se encuentra en contacto, sea éste la atmósfera o el suelo.

Corrosión atmosférica

La corrosión atmosférica puede definirse como la degradación de un metal expuesto al aire y a sus contaminantes [19], [20]. La agresividad de la atmósfera corrosiva varía de forma significativa en función de la ubicación geográfica en la cual se exponga el material debido a la variabilidad en la salinidad, contaminantes y grado de humedad del aire. Como se ha avanzado, es fundamental la presencia de humedad en la atmósfera para que se produzca el proceso de corrosión. Se requiere un grado de humedad relativa en el aire que exceda las condiciones de equilibrio presente sobre la superficie del metal expuesto para que la corrosión de naturaleza electroquímica tenga lugar [20].

La norma ISO 9223-2012 permite determinar la velocidad de corrosión en el primer año de exposición: R_{corr} , a partir de 4 parámetros: temperatura, humedad relativa, tasa de deposición de cloruros y tasa de deposición de SO₂.

Conocida la velocidad de corrosión en el primer año, la norma ISO 9224:2012 permite estimar el espesor del sistema de protección a emplear para alcanzar la vida en años requerida por el proyecto. Al ejercer los óxidos formados una barrera que dificulta el avance de la corrosión por bloqueo difusional, la velocidad de corrosión disminuye con el tiempo de exposición hasta un horizonte temporal de 20 años. A partir del año 20 se recomienda considerar una velocidad de corrosión constante empleando para ello la guía de cálculo indicada en la norma indicada.

Las políticas medio ambientales implantadas en la Unión Europea han conseguido una disminución continuada y muy significativa de las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, especialmente relevante es el caso del SO₂, véase Figura 2 publicada por la Agencia Europea de Medio Ambiente EEA [21].

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Figura 2. Disminución de las emisiones de SO₂ 1990 – 2021 [21].

Igualmente, los cloruros aceleran la corrosión, debido a que suelen formar productos de corrosión solubles, los cuales, son removidos de la superficie continuando el proceso de corrosión sobre el metal [22]. No obstante, a diferencia de los sulfuros, los cloruros son más abundantes, ya que, su presencia está vinculada a la distancia existente entre la costa y la ubicación del proyecto, éstos provienen de la cristalización de partículas de aerosoles marinos transportadas desde la costa hasta el continente [23]. Como se puede observar en la Figura 3, la ratio de corrosión se encuentra fuertemente influenciada por la salinidad atmosférica. Dicha ratio será tanto mayor cuanto mayor sea la concentración en sales y, por consiguiente, será tanto menor cuanto más lejano de la costa se encuentre el material expuesto a la atmosfera.

Figura 3. (a) Relación entre la salinidad y la distancia respecto a la costa. (b) Relación entre la salinidad atmosférica y la ratio de corrosión del acero. (c) Ratio de corrosión del acero dulce respecto a la distancia a la costa [22]

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Para estimar la tasa de deposición de cloruros se han desarrollado varios modelos que el experto en corrosión ha de considerar, los cuales, debidamente utilizados, facilitan la estimación de la tasa de deposición de cloruros a distancias del frente marino superiores a las indicadas en la Figura 3.

Por último, cabe considerar la influencia de los iones hidrógeno (H^+) en la corrosión atmosférica. La mayor fuente de H^+ natural son las fumarolas de los volcanes, sin embargo, en la atmósfera, como consecuencia de la emisión de gases de efecto invernadero como NO_x o SO₂, pueden producirse reacciones químicas que producen ácidos [24]. Dichos ácidos son la fuente principal de H^+ en la atmósfera. La lluvia ácida es un factor importante para determinar las ratios de corrosión atmosférica en zonas industriales donde existan centrales termoeléctricas, específicamente de carbón [24].

Habida cuenta de los factores que influencian la corrosión atmosférica y del interés en su estimación, control y prevención, se han elaborado mapas de corrosividad que permiten realizar estimaciones someras de la velocidad de corrosión anual para diferentes materiales (Figura 4).

Llamamos la atención acerca del uso de mapas de corrosividad que fueron obtenidos en las condiciones existentes hace más de 20/15 años ya que la disminución de las emisiones de SO_2 y NO_x han tenido una consecuencia positiva, apreciándose, hoy en día, en los resultados obtenidos sobre probetas expuestas al medio ambiente una significativa disminución de la velocidad de corrosión, achacable a la disminución de gases corrosivos a la atmosfera.

Por último, cabe destacar un aspecto importante relativo al tiempo de exposición. Cabría pensar que, a mayor tiempo de exposición a un ambiente corrosivo, se producirán mayores pérdidas por corrosión, sin embargo, la relación no es tan sencilla como podría resultar. A medida que el tiempo de exposición aumenta, la película de óxidos adherida a la superficie del metal se vuelve más densa, por tanto, ésta provee una protección a la superficie metálica provocando, a su vez, el aumento de la resistencia a corrosión de la pieza [26]. Si los productos de corrosión fueran solubles o sufrieran algún proceso que provocara su eliminación, el ataque del ambiente corrosivo volvería a producirse sobre el sustrato del metal, por ello, no existiría una reducción

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

de la velocidad de corrosión, ya que, no permanecería en su integridad la película protectora de óxidos.

Corrosión del suelo

El estudio de la corrosividad del suelo es esencial para asegurar la durabilidad de estructuras enterradas o hincadas, ya que, su degradación puede entrañar un riesgo tanto económico como ambiental para la planta solar fotovoltaica. Cabe destacar que, se estima que en aproximadamente el 67% de los casos en los que se ha producido corrosión en tuberías enterradas, han sido consecuencia de la corrosión del suelo (Figura 5) [27].

Figura 5. Causas de corrosión de tuberías enterradas [27].

En plantas solares, en muchas ocasiones, se incorpora una estructura hincada de acero con el fin de sujetar la estructura sobre la que se sitúan los paneles solares. Como consecuencia de dicha disposición, se producen tres tipos de corrosión: la corrosión del acero hincado debido a su contacto con el suelo, la corrosión de la estructura en vuelo debida a la agresividad de la atmósfera, y la corrosión galvánica como resultado de la conexión directa o indirecta entre metales con diferente potencial electroquímico.

Factores que influyen el proceso corrosivo de un suelo

El suelo es un ambiente corrosivo complejo en el que intervienen múltiples factores. Dichos factores han sido identificados mediante ensayos de campo y estudios de laboratorio en suelos reales y simulados [27]. Los factores más relevantes son: el tipo de suelo, grado de humedad, el grado de aireación, potencial de reducción, acidez, capacidad tampón, resistividad eléctrica, iones disueltos y la presencia de microorganismos y bacterias. A lo largo del presente apartado de definirán y describirán los diferentes factores.

• Tipo de suelo

El suelo comúnmente está compuesto por arcillas, gravas, limos, arenas y materia orgánica y vegetal en diferentes proporciones. Normalmente, se realiza una medida de la distribución granulométrica, ya que, es un indicador indirecto de diferentes parámetros que se dirimirán en los epígrafes subsiguientes.

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Los suelos suelen clasificarse según el tamaño de grano de las partículas que lo componen. De esta forma, la clasificación de suelos más extendida y aceptada es la realizada por el U.S Department of Agriculture [28], en la cual, se caracterizan en función de la cantidad relativa de arcillas, limos y arenas presentes en el medio [29]. Sin embargo, en dicha clasificación, no se tienen en cuenta los suelos vegetales que contienen importantes cantidades de materia orgánica y vegetal que tan presentes están en los primeros metros de los suelos de las plantas solares fotovoltaicas.

Las partículas más finas (arcillas) son consideradas como el medio más corrosivo debido, entre otros factores, a su menor grado de aireación y su baja resistividad. Contenidos superiores al 80% en la fracción de suelo < 0,08 mm favorecen la corrosión. Por el contrario, las partículas más gruesas (gravas y arenas), por consideraciones análogas e inversas, son menos corrosivas. Sin embargo, tal y como se explicará más adelante, las disposiciones más dañinas para un suelo son aquellas en las que se encuentran simultáneamente en contacto con el material metálico diferentes tipos de suelos, al favorecerse la aireación diferencial.

Humedad

La principal función de la humedad del subsuelo en el proceso de corrosión es proveer al electrolito de la capacidad transportar la corriente y promocionar los procesos electroquímicos envueltos en la corrosión [29].

Como se ha avanzado, la corrosión del acero enterrado en el suelo se encuentra íntimamente relacionado con el contenido en humedad del ambiente con el que se encuentra en contacto. Un suelo seco necesita cierto grado de humedad y sales disueltas para que se comporte como un conductor iónico o electrolito [30]. Por ello, existe una relación directamente proporcional entre el grado de humedad del suelo y la ratio de corrosión hasta alcanzar un grado de humedad del suelo, a partir del cual, la ratio de corrosión desciende (Figura 6).

Figura 6. Relación entre el contenido de humedad y la tasa de corrosión del metal en el suelo [27].

El transporte de oxígeno se encuentra ligado a la porosidad del suelo, por tanto, si los poros se encuentran repletos de agua, la difusión del O_2 a través del suelo humectado encuentra un importante impedimento [31]. El grado de humedad a partir del cual se produce una inflexión

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

en el comportamiento corrosivo del suelo es el denominado punto crítico de humedad del suelo, que usualmente roda el 60-70% [32].

La imposibilidad por parte del oxígeno para alcanzar la superficie metálica a partir de cierto grado de humedad bloquea la reacción catódica y, por tanto, ralentiza la pérdida de peso ligada a la corrosión del metal.

Humedades superiores al 20% aumentan significativamente la velocidad de corrosión.

• Aireación

La aireación está íntimamente relacionada con el acceso del oxígeno a la superficie metálica y, por tanto, como se ha comentado en el epígrafe anterior, con el grado de humectación del suelo [29]. Las características de aireación de un suelo dependen de sus propiedades físicas, tales como, el tamaño de grano o la distribución granulométrica, las cuales, igualmente, se encuentran ligadas con la porosidad del medio [29].

La participación del oxígeno en la reacción catódica es esencial para el desarrollo del proceso corrosivo, aunque, debido a la posible existencia de bacterias sulfato-reductoras en el suelo, en ciertas ocasiones, podría producirse la corrosión del material sin un grado de aireación adecuado para el correcto desarrollo de la reacción de reducción de oxígeno [33]. Si bien esta circunstancia podría producirse, el oxígeno tambien es requerido por las bacterias para su respiración, por tanto, es más probable la corrosión por bacterias en un medio aireado que en un medio anaerobio [34], a pesar de que esta última tambien podría darse el desarrollo de microorganismos susceptibles de acelerar la corrosión producirse [33].

Dado que, el suelo dispone de diferentes litologías y discontinuidades, es importante tener en cuenta los diferentes grados de aireación presentes en las litologías, con las que, el metal hincado se encuentra en contacto. La formación de celdas de corrosión por aireación diferencial provocan un aumento de la ratio de corrosión [35]. La existencia de forma simultánea de arcillas (bajo grado de aireación) y gravas o arenas (alto grado de aireación), lo cual es una configuración común en proyectos solares fotovoltaicos, generan la concentración de la reacción anódica de oxidación en la unidad arcillosa, mientras que, la reacción catódica se desarrollará en la unidad litológica de gravas y arenas [35].

Por otro lado, la instalación de estructuras de acero hincadas en el suelo, así como, la construcción de viales, redes de evacuación de agua y cimentaciones permanentes en un parque solar, requiere cierto movimiento de tierras, por tanto, se produce la modificación de las concentraciones naturales de oxígeno en el suelo [17], [33]. Como consecuencia, podrían producirse bolsas de aire artificiales repartidas de forma heterogénea y en contacto con el acero hincado, lo cual, facilitaría la aparición de una zona del subsuelo con tendencia a desarrollar reacciones anódicas y otras catódicas [17].

Acidez

En lo que respecta al pH del suelo, existe cierta controversia debido a la disparidad de resultados obtenidos por diferentes investigadores. Mientras que, en soluciones acuosas sí se experimenta una variación al alza de la ratio de corrosión con el descenso del pH [36] o con pH muy alcalinos [37], en suelos se han obtenido resultados contradictorios. El consenso científico es total en el buen comportamiento del zinc en un rango de pH comprendido entre 6 y 9.

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

En los estudios de Melvin Romanoff [29] se puede observar una correlación directa entre el descenso del pH y la pérdida de peso de las probetas expuestas a suelos potencialmente corrosivos. Sin embargo, otras investigaciones no muestran correlación alguna entre pH y corrosividad [38], [39]. No obstante, la consideración más aceptada es que el riesgo de corrosión de un suelo aumenta en los suelos de mayor acidez (pH < 6) [33].

A pesar de que el pH de un suelo oscila entre 4,5 y 8, cabe destacar que, pueden existir zonas que, por razones naturales (drenajes ácidos) o artificiales (existencia de contaminantes) el pH puede variar, ya sea al alza o a la baja [32], [40]. Suelos con pH inferiores o superiores tienden a acelerar los procesos de corrosión, como consecuencia, de la pérdida de estabilidad de los productos de corrosión [35].

• Resistividad eléctrica del suelo

La resistividad es una propiedad física que describe la resistencia que ofrece un material ante el paso de corriente eléctrica a su través [41]. La resistividad debe medirse "in situ" en ubicaciones próximas a las calicatas de exploración y en dos direcciones ortogonales: Norte-Sur y Este-Oeste siguiendo para ello el Método de Wenner con distanciamientos crecientes de 0,5 m desde 0,5 a 3,0 m.

La resistividad, al igual que otras propiedades del suelo, no es una variable independiente, sino que, varía en función de otros parámetros, tales como: la naturaleza del suelo, el contenido en sales disueltas, el grado de compactación del suelo o la humedad relativa [32], [35], [42], [43], [44]. Existen ciertos estudios, como los desarrollados por Ozcep et al. (2009), Uvidia y Álvaro (2015) o Zhou et al. (2015), que tratan de correlacionar la medida de la resistividad con alguno de los parámetros antes citados (Figura 7), sin embargo, la influencia de la resistividad en la corrosividad del suelo sigue estudiándose como un parámetro aislado [32].

Figura 7. Relaciones entre la resistividad eléctrica del suelo y la humedad en suelos de Turquía [42].

Algunas investigaciones, consideran que la resistividad del suelo es el factor determinante para calificar su corrosividad [45], [46]. No obstante, a pesar de ser uno de los parámetros de mayor relevancia, la evaluación de la corrosividad de un suelo no puede estribar únicamente en la consideración, de forma aislada y única, de la resistividad.

La resistividad, en esencia, define la aptitud de un medio para convertirse en un buen electrolito [17]. Por ello, está inversamente relacionada a la capacidad del medio iónico para transportar los iones. Cuanta mayor sea la resistividad del suelo, menor capacidad de transporte de iones y,

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

por ende, menor tendencia a desarrollar la reacción catódica [33]. El bloqueo, inhibición o retraso de la reacción catódica, como se ha visto con anterioridad, puede estar relacionado con un grado de humedad bajo o excesivamente alto, así como, un escaso contenido en sales en el electrolito [17]. Ambos parámetros inversamente relacionados con la resistividad del medio.

La interrelación entre las diferentes variables que intervienen en la previsión de la efectividad corrosiva de un medio, ha provocado que diversos investigadores trataran de parametrizar la relación entre la resistividad y la ratio de corrosión [47], [48]. Asimismo, normativas como la DIN 50929-3:2024-05 o la DVGW GW 9 ponderan negativamente bajas resistividades del suelo.

Por último, cabe subrayar, que en un acero hincado en contacto con dos litologías, cobra mayor importancia la variación relativa de la resistividad entre las diferentes litologías que la magnitud de la resistividad en un punto determinado [47]. Este hecho se produce como consecuencia de la formación de macroceldas de corrosión entre áreas con mayor y menor resistividad [27].

• Iones disueltos

Uno de los parámetros más importantes para determinar la corrosividad de un suelo es el contenido en iones disueltos. Éstos pueden provenir de procesos naturales o de fuentes externas [33]. Las concentraciones de cloruros y sulfatos son los más relevantes.

Tanto los cloruros como los sulfatos promocionan el descenso de la resistividad del electrolito, lo cual, como se ha avanzado, aumenta el potencial corrosivo. Es decir, existencia natural o inducida de sales disuelta en forma de iones aumenta la conductividad del medio iónico.

El contenido en sulfatos de un suelo debe determinarse tanto en medio acuoso (que será representativo del comportamiento natural del suelo humectado) y en medio ácido, ya que los sistemas basados en la ponderación de factores para determinar la Categoría Corrosiva de un suelo, tales como la citada DIN 50929-3:2024-05 así lo establecen.

Por su parte, cabe destacar la importante influencia de los cloruros. Los cloruros favorecen la aparición de la corrosión en forma de picadura, principalmente concentrada en defectos del galvanizado o en heterogeneidades del metal [35]. Así, los efectos de los cloruros se centran principalmente en los estadios iniciales del proceso corrosivo, impulsando la penetración en las capas de galvanizado o de óxido superficial, lo cual, facilita el ataque al sustrato metálico [35], [49]. Asimismo, el ataque por cloruros tiende a formar un producto corrosivo con potencial reductor denominado Akaganeita ($\beta - FeOOH$) que, a su vez, crea una película protectora más porosa que acelera la corrosión [50].

El efecto sinérgico de cloruros y sulfatos en suelos cohesivos con baja resistividad eléctrica (valores inferiores a 1.000 Ohm.cm), dan lugar a una corrosión localizada intensa.

• Presencia de microorganismos y bacterias (biocorrosión)

El suelo no solo se encuentra afectado por los parámetros antes descritos, sino que, además, se encuentra atacado por microorganismos y materia orgánica [35]. Fundamentalmente, tanto en ambientes naturales como en aquellos influidos por el hombre, se produce la corrosión de un metal tras el cambio químico del estado neutro al iónico [17]. La actividad de determinados microorganismos al encontrarse en contacto con el metal en la interfase metal-ambiente, puede provocar los cambios químicos superficiales que promocionan el proceso de corrosión

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

electroquímica [16]. El deterioro metálico resultado de la biocorrosión es conocido como Corrosión Inducida Microbiológicamente (CIM) [17].

La CIM está reconocida como un importante mecanismo de corrosión metálica [51]. Dicho mecanismo de corrosión puede provocar la degradación de los metales de cuatro formas diferentes [17]:

- 1. Producción de microorganismos que excretan ácidos orgánicos o inorgánicos (metabolitos). De esta forma se produce la modificación la acidez del suelo y de la interfase metal-electrolito, favoreciendo los procesos corrosivos y facilitando la eliminación de los óxidos depositados en la superficie metálica.
- 2. Producción de celdas de aireación diferencial. La absorción de oxígeno por parte de determinadas bacterias provoca la existencia de zonas con mayor concentración de oxígeno (catódicas) y otras con menor concentración (anódicas).
- 3. Eliminación de las capas superficiales como consecuencia de la metabolización del metal por parte de los microorganismos.
- 4. Consumo se sustancias inhibidoras de la reacción anódica o catódica.

La CIM suele provocar corrosiones localizadas o picaduras sobre la superficie metálica, por ello, su estudio no debe basarse únicamente en la pérdida de peso, ya que, puede ser poco representativa de la verdadera peligrosidad [52].

Corrosión generalizada

La corrosión generalizada o corrosión uniforme, es una forma de degradación de materiales que afecta a la totalidad de la superficie del metal expuesta al ambiente corrosivo [14]. Este tipo de corrosión es la menos maliciosa y la más común, a pesar de que, genera mucha mayor cantidad de productos de corrosión [14], [17]. Suele caracterizarse por la degradación uniforme y homogénea de la superficie del metal siendo (Figura 8), a su vez, la penetración promedio similar a lo largo de toda la superficie [17]. Asimismo, la penetración no suele ser profunda [20].

Figura 8. Representación esquemática de la corrosión uniforme [19].

Corrosión localizada o corrosión por picadura

La forma de corrosión más destructiva en comparación con las demás es la corrosión localizada o corrosión por picadura [53]. Este tipo de corrosión tiene lugar en zona específicas de la superficie metálica (Figura 9) como consecuencia de dos condiciones generales: heterogeneidades del material o la atmósfera y ataque localizado por presencia de especies químicas especialmente agresivas en el electrolito [14]. Es especialmente grave en depósitos y tuberías.

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Figura 9. (a) Representación esquemática de la corrosión localizada del acero [17]. (b) Imagen SEM de una picadura sobre acero dulce [Elaboración propia]

Cuando se produce este tipo de corrosión, debe realizarse una distinción entre la pérdida de peso del material y la penetración máxima [14]. Dado que, se produce el ataque en zonas puntuales del metal, no se manifiesta una importante pérdida de masa, comparada con la corrosión uniforme, sin embargo, puede producirse la penetración del ataque hasta provocar el fallo del material, especialmente en equipos sometidos a presión, a estados tensionales de tracción en superficie y a fatiga.

Cuando comienza la reacción anódica de disolución del metal en zonas específicas, la composición química local tiende a cambiar pudiendo producirse una picadura (Figura 10), debido a, la pérdida de la capa de pasivación superficial del metal [54]. Dicha capa de pasivación suele tratarse de una película de óxidos.

Figura 10. Formas típicas de la corrosión localizada [14].

La picadura iniciada puede tornarse activa o pasiva. Si se produce una repasivación superficial del metal, la picadura no tenderá a crecer, sin embargo, si la repasivación no se produjera se podría promocionar el crecimiento de la picadura, lo cual, podría producir un importante daño en el material atacado [54].

Además de la perdida de espesor puntual del metal, las picaduras tambien actúan como puntos de concentración de tensiones, los cuales, pueden provocar la rotura del material debido a la actuación de mecanismos de fatiga o corrosión bajo tensiones en la base de la cavidad [19].

Corrosión galvánica

La corrosión galvánica, tambien denominada corrosión bimetálica, tiene lugar cuando dos metales distintos se encuentran en contacto directo o indirecto entre sí y con un medio potencialmente corrosivo (Figura 11.a) [16].

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Figura 11. (a) Representación esquemática de la Corrosión galvánica del metal M (menos noble) por acoplamiento con el metal más noble N [14]. (b) Corrosión galvánica en ambiente C4 a los 90 días de exposición de aluminio sobre acero al carbono en ensayo Wire on Bolt [Elaboración propia].

Cuando dos metales con diferente nobleza (Figura 12) se encuentran conectados eléctricamente y en contacto con el mismo ambiente corrosivo, se provoca la corrosión del menos noble - más electronegativo- más rápidamente [14].

Figura 12. Serie galvánica para algunos metales y aleaciones en agua de mar [18], [55].

La unión de dos metales en contacto con la misma solución electrolítica genera una corriente eléctrica, como consecuencia, de una diferencia de potenciales electroquímicos entre dichos metales que, a su vez, provoca el flujo de aniones y cationes entre las zona anódica y catódica de la superficie del metal [17]. Como resultado de lo antes expuesto, el metal más noble se convierte en el cátodo, mientras que, el menos noble se consume como consecuencia de la reacción anódica [19]. En resumen, el acoplamiento de dos metales con diferente electronegatividad provoca un par galvánico que da lugar al incremento de la ratio de corrosión del menos noble (ánodo) y el descenso del más noble (cátodo) (Figura 11.b y Figura 13) [14].

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Figura 13. Efecto de la corrosión galvánica sobre el zinc y el acero [56].

Cabe destacar que, la serie galvánica expuesta en la Figura 12 solamente muestra la nobleza de cada metal respecto a un ambiente determinado (agua de mar), no obstante, no ofrece información relativa a la ratio de corrosión, ya que, la posición relativa de cada metal puede cambiar si se varía la atmósfera circundante [19].

En corrosión galvánica es muy importante la relación de superficies ánodo/cátodo. La superficie del ánodo ha de ser superior a la del cátodo en varios órdenes de magnitud para disminuir la densidad de corriente anódica y conseguir la disminución de la velocidad de reacción.

CONSECUENCIAS DE LA CORROSIÓN

En muchos casos, los materiales metálicos empleados en parques solares son materiales que no se corroen con facilidad, tales como, el aluminio, siendo la mayoría de la estructura metálica acero galvanizado Fe-Zn o aceros con recubrimientos de autoprotección ZnAlMg. Los puntos críticos de la estructura son: las hincas, las uniones hinca-red de tierra, las uniones con metales disimilares: acero-aluminio y la tornillería. Un diseño inadecuado desde el punto de vista de la corrosión daría lugar al aumento de los costes asociados al mantenimiento, tanto correctivo como preventivo, pudiendo llegar a comprometer la vida de la estructura. deben tenerse en cuenta [58].

Como se ha denotado con anterioridad, los metales más resistentes a la corrosión pueden verse igualmente afectados como consecuencia de un contacto directo o indirecto con otro metal de diferente nobleza o por el ataque de cloruros en ambientes cercanos al mar o con nieblas salinas [58]. Por ello, cabe considerar ciertas consecuencias notables de los procesos de corrosión en parques solares fotovoltaicos.

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Degradación de los módulos

El rendimiento de un módulo fotovoltaico puede verse degradado como consecuencia de varios factores: humedad relativa, radiación, temperatura o impactos [59], [60]. Estos factores, aislados o de forma sinérgica, pueden corroer, decolorar, delaminar o romper los módulos fotovoltaicos [60], [61], [62].

Uno de los procesos de degradación más importantes es la corrosión de los módulos, la cual, genera su decoloración [60]. Dicha decoloración se manifiesta como el cambio de color de la unidad de encapsulado de los módulos (etilvinilacetato, EVA) o de las separaciones entre las células fotovoltaicas y el cristal [60]. Los factores de mayor relevancia que aceleran la corrosión en los módulos son: la humedad relativa ambiente y la temperatura [63], [64], así como, el correcto encapsulado de los módulos [65] y el material empleado [66].

Cabe destacar que, el inicio del proceso corrosivo suele ser consecuencia del contacto entre dos metales, formando una pila galvánica, en los bordes de las uniones soldadas [60]. Dado que, el material de aporte en el tipo de soldadura realizada (soldadura Ag) es la plata, en contacto con aluminio, el segundo comienza a corroerse con anterioridad [60]. Este proceso genera zonas de debilidad aptas para el desarrollo ulterior de procesos corrosivos que acentuarán la degradación del módulo fotovoltaico [67].

Degradación estructural

El deterioro estructural del acero o el aluminio, tanto expuesto a la atmosfera como enterrados, ha sido extensamente estudiado por diversos autores [22], [27], [32], [33], [35]. Por ello, cabe destacar que es un fenómeno conocido en ambos casos, aunque se dispone de herramientas para la evaluación de la velocidad de corrosión solamente en la corrosión atmosférica. Se pueden citar normativas como la UNE-EN ISO 9223:2012, UNE-EN ISO 9224:2012, UNE-EN ISO 9225:2012 o UNE-EN ISO 9226:2012; que permiten clasificar, medir y determinar desde valores de referencia de la corrosividad hasta velocidades de corrosión.

Sin embargo, en el caso de estructuras enterradas total o parcialmente, como los postes de la cimentación de una estructura solar fotovoltaica, se dispone de muy poca normativa y documentos fidedignos, debido a, la gran variedad de parámetros involucrados en los procesos de corrosión y la dificultad para su observación. En este caso, cabe nombrar normativas como la DIN 50929-3:2024-05, DVGW GW 9:2011, AWWA C105/A21.5-18 o la UNE-EN 12501-1:2003. En esencia, todas ellas, realizan la clasificación de la corrosividad del suelo en función de diferentes factores responsables de la corrosión. Sin embargo, todas ellas están referidas a aceros sin galvanizar y no aportan velocidades de corrosión o valores que permitan valorar la vida útil de las estructuras protegidas por galvanizado o, los más recientes, recubrimientos ZnAlMg.

Como consecuencia, se puede producir la degradación de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos hasta su eventual colapso. Los costes económicos de problemáticas como esta pueden ser muy elevados teniendo en cuenta los márgenes cada vez más ajustados de instalaciones de este tipo y la, cada vez mayor, vida útil que se le asigna a los parques fotovoltaicos.

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Deterioro de elementos eléctricos

A pesar de que el material eléctrico y electrónico suele encontrarse recubierto o encapsulado en materiales sobre los que los procesos corrosivos no actúan, existen terminales y contactos eléctricos que se encuentran expuestos a atmósferas oxidantes [68].

Aunque los procesos corrosivos son los mismos en elementos eléctricos que en aceros estructurales, los primeros suelen ser componentes de pequeño tamaño, sobre los cuales, pequeñas ratios de corrosión, específicamente si es localizada, puede causar graves problemas [69]. La conductividad eléctrica de los materiales afectados por la corrosión puede verse muy afectada [68].

Disminución de la vida útil de la planta

Cualquiera de las consecuencias antes descritas puede disminuir la vida útil de la planta, ya que, todas ellas reflejan el deterioro de diferentes componentes necesarios para el funcionamiento de un parque fotovoltaico.

Igualmente, sobre todo en la corrosión del suelo, el conocimiento de los procesos corrosivos se produce a posteriori de daños en la instalación, por tanto, es importante el estudio de fenómenos de este tipo para evitar la disminución abrupta de la vida útil de la planta que, a su vez, puede repercutir sustancialmente de la viabilidad económica del proyecto.

CONCLUSIONES

La corrosión en proyectos solares fotovoltaicos es un factor de gran relevancia en la vida útil de la planta. Dada la complejidad de dicho fenómeno, así como, su evaluación, control y prevención, el aseguramiento de una vida útil cada vez más larga resulta de gran dificultad.

A lo largo de la presente comunicación se ofrece una visión general de los diferentes factores involucrados en los procesos de corrosión, así como, las eventuales consecuencias sobre los elementos de la instalación.

Para futuras investigaciones queda el estudio pormenorizado de las diferentes variables y de los diversos tipos de acero empleados en los parques solares. Para asegurar el despliegue de instalaciones fotovoltaicas, es necesario conocer los procesos de degradación que sufre con respecto al tiempo, con el fin de, evaluar correctamente los gastos en operación y mantenimiento, juntamente con la vida útil de la planta.

BIBLIOGRAFÍA

[1] IEA, «Tracking Clean Energy Progress 2023», International Energy Agency, París, 2023.[En línea]. Disponible en: https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

[2] IRENA, «Renewable power generation costs in 2023», International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2024.

[3] IRENA, «Renewable capacity highlights 2023», International Renewable Energy Agency,2023.

[4] IEA, «World Energy Outlook 2023», International Energy Agency, París, 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023?language=es

[5] UNEP, «Emissions gap report 2023: broken record—temperatures hit new highs, yet world fails to cut emissions (again)», United Nations Environment Programme, Nairobi, 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2023

[6] IEA, «Renewable Energy Market Update», International Energy Agency, París, 2023. [En
línea]. Disponible en: https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june 2023

[7] IRENA, «Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)», International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019. [En línea]. Disponible en: /-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf

[8] Alusín Solar, «Principales componentes de una instalación fotovoltaica». [En línea]. Disponible en: https://alusinsolar.com/principales-componentes-de-una-instalacionfotovoltaica/

[9] IDAE, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red». Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2009. [En línea]. Disponible en: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_5654_f v_pliego_aisladas_de_red_09_bec59187.pdf

[10] M. Terrados-Cristos, F. Ortega-Fernández, G. Alonso-Iglesias, M. Díaz-Piloneta, y A. Fernández-Iglesias, «Corrosion Prediction of Weathered Galvanised Structures Using Machine Learning Techniques», *Materials*, vol. 14, n.º 14, 2021, doi: 10.3390/ma14143906.

[11] B. DuBose, «Researchers Launch New Corrosion Studies on Solar Cells», 2020. [En línea]. Disponible en: https://www.sciencedaily.com/releases/2017/02/170202142013.htm

[12] Sandia National Laboratories, «Battling corrosion to keep solar panels humming», 2017. [En línea]. Disponible en: https://www.sciencedaily.com/releases/2017/02/170202142013.htm

[13] R. Stevenson, «The cost of corrosión», Kern Solar Structures, California. [En línea]. Disponible en: https://solar.kernsteel.com/the-cost-of-corrosion/

[14] P. Pedeferri y M. Ormellese, *Corrosion science and engineering*, vol. 720. Springer, 2018.

[15] J. O. Bockris y A. K. Reddy, *Electroquímica moderna*. *II*. Reverté, 1979.

[16] E. Otero Huerta, *Corrosión y degradación de materiales*. Síntesis, 1997.

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

[17] F. J. Pancorbo, *Corrosión, degradación y envejecimiento de los materiales empleados en la edificación*. Marcombo, 2010.

[18] ECCA, «The Basics of Corrosion», Technical Paper, 2011.

[19] P. R. Roberge y P. Eng, «Corrosion engineering», *Princ. Pract.*, vol. 1, 2005.

[20] Z. Ahmad, *Principles of corrosion engineering and corrosion control*. Elsevier, 2006.

[21] EEA, «European Union emission inventory report 1990-2021», European Environment Agency, Copenhagen, 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.eea.europa.eu/publications/european-union-emissions-inventory-report-1990-2021

[22] J. Alcántara, D. de la Fuente, B. Chico, J. Simancas, I. Díaz, y M. Morcillo, «Marine atmospheric corrosion of carbon steel: A review», *Materials*, vol. 10, n.º 4, p. 406, 2017.

[23] I. L. Rozenfeld, «Atmospheric corrosion of metals», 1972. [En línea]. Disponible en: https://api.semanticscholar.org/CorpusID:131396240

[24] A. Askey *et al.*, «The corrosion of iron and zinc by atmospheric hydrogen chloride», *Corros. Sci.*, vol. 34, n.º 2, pp. 233-247, feb. 1993, doi: 10.1016/0010-938X(93)90004-Z.

[25] B. Chico, J. Vega, y M. Morcillo, «Mapas de España de corrosividad del zinc en atmósferas rurales», 2010.

[26] Y. Liu, H. Gao, H. Wang, X. Tao, y W. Zhou, «Study on the corrosion behavior of hot-dip galvanized steel in simulated industrial atmospheric environments», *Int. J. Electrochem. Sci.*, vol. 19, n.º 1, p. 100445, ene. 2024, doi: 10.1016/j.ijoes.2023.100445.

[27] M. Wasim, S. Shoaib, N. Mubarak, Inamuddin, y A. M. Asiri, «Factors influencing corrosion of metal pipes in soils», *Environ. Chem. Lett.*, vol. 16, pp. 861-879, 2018.

[28] USDA, Soil Survey Manual U.S Department of Agriculture Handbook No.18. 1951.

[29] M. Romanoff, *Underground corrosion*, vol. 579. US Government Printing Office, 1957.

[30] H. M. Ezuber, A. Alshater, S. Z. Hossain, y A. El-Basir, «Impact of soil characteristics and moisture content on the corrosion of underground steel pipelines», *Arab. J. Sci. Eng.*, vol. 46, pp. 6177-6188, 2021.

[31] R. Akkouche, C. Rémazeilles, M. Jeannin, M. Barbalat, R. Sabot, y Ph. Refait, «Influence of soil moisture on the corrosion processes of carbon steel in artificial soil: Active area and differential aeration cells», *Electrochimica Acta*, vol. 213, pp. 698-708, sep. 2016, doi: 10.1016/j.electacta.2016.07.163.

[32] J. Giarola *et al.*, «Proposal of a novel criteria for soil corrosivity evaluation and the development of new soil synthetic solutions for laboratory investigations», *Mater. Res.*, vol. 25, p. e20210521, 2022.

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

[33] L. Arriba-Rodriguez, J. Villanueva-Balsera, F. Ortega-Fernandez, y F. Rodriguez-Perez, «Methods to evaluate corrosion in buried steel structures: a review», *Metals*, vol. 8, n.º 5, p. 334, 2018.

[34] J. C. Fortes *et al.*, «Corrosion of metallic and structural elements exposed to acid mine drainage (AMD)», *Mine Water Environ.*, vol. 39, n.° 2, pp. 195-203, 2020.

[35] S. Rossi, M. Pinamonti, y M. Calovi, «Influence of soil chemical characteristics on corrosion behaviour of galvanized steel», *Case Stud. Constr. Mater.*, vol. 17, p. e01257, 2022.

[36] Y. Hou, D. Lei, S. Li, W. Yang, y C.-Q. Li, «Experimental Investigation on Corrosion Effect on Mechanical Properties of Buried Metal Pipes», *Int. J. Corros.*, vol. 2016, n.° 1, p. 5808372, ene. 2016, doi: 10.1155/2016/5808372.

[37] S. Permeh y K. Lau, «Corrosion of galvanized steel in alkaline solution associated with sulfate and chloride ions», *Constr. Build. Mater.*, vol. 392, p. 131889, ago. 2023, doi: 10.1016/j.conbuildmat.2023.131889.

[38] G. Doyle, M. V. Seica, y M. W. Grabinsky, «The role of soil in the external corrosion of cast iron water mains in Toronto, Canada», *Can. Geotech. J.*, vol. 40, n.° 2, pp. 225-236, abr. 2003, doi: 10.1139/t02-106.

[39] H. Penhale, «Corrosion of mild steel in some New Zealand soils.», 1958.

[40] L. Veleva, «Veleva L., "Soils and Corrosion" (Chapter 32), in Corrosion Tests and Standards: Application and Interpretation , 2nd Edition, R. Baboian Ed., ISBN: 0-8031-2058-3, ASTM International, OH, pp.387-404, 2005.» 19 de noviembre de 2005.

[41] C. Uvidia y J. Álvaro, «Comportamiento de la resistividad eléctrica de los suelos ante variaciones de humedad y grado de compactación», 2015. [En línea]. Disponible en: https://api.semanticscholar.org/CorpusID:170727793

[42] F. Ozcep, O. Tezel, y M. Asci, «Correlation between electrical resistivity and soil-water content: Istanbul and Golcuk», *Int. J. Phys. Sci.*, vol. 4, n.º 6, pp. 362-365, 2009.

[43] V. Chaker y J. Palmer, *Effects of Soil Characteristics on Corrosion*. ASTM International, 1989. doi: 10.1520/STP1013-EB.

[44] M. Zhou, J. Wang, L. Cai, Y. Fan, y Z. Zheng, «Laboratory investigations on factors affecting soil electrical resistivity and the measurement», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 51, n.° 6, pp. 5358-5365, 2015.

[45] S. A. Bradford, «The practical handbook of corrosion control in soils», 2000.

[46] E. Escalante, «Concepts of Underground Corrosion», en *Effects of Soil Characteristics on Corrosion*, vol. STP1013-EB, V. Chaker y J. Palmer, Eds., ASTM International, 1989, p. 0. doi: 10.1520/STP19710S.

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

[47] D. J. Kelly y M. J. Robinson, «Influence of Heat Treatment and Grain Shape on Exfoliation Corrosion of Al-Li Alloy 8090», *Corrosion*, vol. 49, n.° 10, pp. 787-795, oct. 1993, doi: 10.5006/1.3316001.

[48] B. Rajani y J. Makar, «A methodology to estimate remaining service life of grey cast iron water mains», *Can. J. Civ. Eng.*, vol. 27, n.° 6, pp. 1259-1272, dic. 2000, doi: 10.1139/l00-073.

[49] Y. Song, G. Jiang, Y. Chen, P. Zhao, y Y. Tian, «Effects of chloride ions on corrosion of ductile iron and carbon steel in soil environments», *Sci. Rep.*, vol. 7, dic. 2017, doi: 10.1038/s41598-017-07245-1.

[50] K. Asami y M. Kikuchi, «In-depth distribution of rusts on a plain carbon steel and weathering steels exposed to coastal–industrial atmosphere for 17 years», *Corros. Sci.*, vol. 45, n.° 11, pp. 2671-2688, nov. 2003, doi: 10.1016/S0010-938X(03)00070-2.

[51] J. Starosvetsky, D. Starosvetsky, y R. Armon, «Identification of microbiologically influenced corrosion (MIC) in industrial equipment failures», *Eng. Fail. Anal.*, vol. 14, n.º 8, pp. 1500-1511, 2007.

[52] S. Y. Li, Y. G. Kim, K. S. Jeon, Y. T. Kho, y T. Kang, «Microbiologically Influenced Corrosion of Carbon Steel Exposed to Anaerobic Soil», *Corrosion*, vol. 57, n.° 9, pp. 815-828, sep. 2001, doi: 10.5006/1.3280616.

[53] K. Akpanyung y R. Loto, «Pitting corrosion evaluation: a review», presentado en Journal of Physics: Conference Series, IOP Publishing, 2019, p. 022088.

[54] N. U. Obeyesekere, «Pitting corrosion», *Trends Oil Gas Corros. Res. Technol.*, pp. 215-248, 2017.

[55] J. A. Salazar-Jiménez, «Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales», *Rev. Tecnol. En Marcha*, vol. 28, n.º 3, pp. 127-136, 2015.

[56] E. G. Haney, «The zinc-steel potential reversal in cathodic protection», 1982.

[57] American Galvanizers Association, «Galvanizado en caliente para protección contra la corrosión», *Guía Especificador*, pp. 1-20, 2015.

[58] C. Zapfe, «Expert statement: Risk of corrosion of mounting racks for photovoltaic plants», Alemania, 2011.

[59] C. R. Osterwald y T. J. McMahon, «History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review», *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 17, n.º 1, pp. 11-33, ene. 2009, doi: 10.1002/pip.861.

[60] J. Kim, M. Rabelo, S. P. Padi, H. Yousuf, E.-C. Cho, y J. Yi, «A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy», *Energies*, vol. 14, n.° 14, 2021, doi: 10.3390/en14144278.

REVISIÓN DE LOS TIPOS DE CORROSIÓN EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

[61] M. Vázquez y I. Rey-Stolle, «Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies», *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 16, n.º 5, pp. 419-433, ago. 2008, doi: 10.1002/pip.825.

[62] M. A. Munoz, M. C. Alonso-García, N. Vela, y F. Chenlo, «Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions», *Sol. Energy*, vol. 85, n.° 9, pp. 2264-2274, sep. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.06.011.

[63] N. Park, W. Oh, y D. Kim, «Effect of temperature and humidity on the degradation rate of multicrystalline silicon photovoltaic module», *Int. J. Photoenergy*, vol. 2013, n.º 1, p. 925280, 2013.

[64] N. Park, C. Han, y D. Kim, «Effect of moisture condensation on long-term reliability of crystalline silicon photovoltaic modules», *Microelectron. Reliab.*, vol. 53, n.° 12, pp. 1922-1926, dic. 2013, doi: 10.1016/j.microrel.2013.05.004.

[65] Y. Zhang *et al.*, «Long-term reliability of silicon wafer-based traditional backsheet modules and double glass modules», *RSC Adv.*, vol. 5, n.º 81, pp. 65768-65774, 2015, doi: 10.1039/c5ra11224a.

[66] N. Kim y C. Han, «Experimental characterization and simulation of water vapor diffusion through various encapsulants used in PV modules», *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 116, pp. 68-75, sep. 2013, doi: 10.1016/j.solmat.2013.04.007.

[67] H. Xiong *et al.*, «Corrosion behavior of crystalline silicon solar cells», *Microelectron. Reliab.*, vol. 70, pp. 49-58, mar. 2017, doi: 10.1016/j.microrel.2017.01.006.

[68] J. Song, L. Wang, A. Zibart, y C. Koch, «Corrosion protection of electrically conductive surfaces», *Metals*, vol. 2, n.° 4, pp. 450-477, 2012.

[69] R. Comizzoli, R. Frankenthal, P. Milner, y J. Sinclair, «Corrosion of electronic materials and devices», *Science*, vol. 234, n.° 4774, pp. 340-345, 1986.