

EVALUACIÓN DEL ACOPLAMIENTO CONDUCTIVO EN GASODUCTO ADYACENTE A SUBESTACIÓN DE ALTA TENSIÓN

Carlos Pericana, TGN (Transportadora de Gas del Norte), carlos.pericana@tgn.com.ar

SINOPSIS

Este trabajo presenta el análisis de un caso de interferencia electromagnética por acoplamiento conductivo entre una subestación de 110/220 kV y un gasoducto enterrado de 16" (406,4 mm), con un paralelismo de 200 m y separaciones variables, pero menores a 10 m. En este tipo de interacción, la subestación actúa como fuente de interferencia y el gasoducto como estructura afectada. Durante una falla a tierra, la corriente disipada por la malla de puesta a tierra eleva el potencial del terreno y puede transferir esfuerzos eléctricos al gasoducto, con riesgo de daño en el revestimiento, en el acero del ducto y de exposición del personal a tensiones peligrosas.

El caso se estudió a partir de dos líneas de análisis. Por un lado, se realizó una inspección mediante Gradiente de Tensión de Corriente Continua (DCVG) sobre el tramo en paralelo con la subestación, donde se detectaron múltiples indicaciones de falla de revestimiento. Por otro, se efectuó una modelación electromagnética integral del sistema, incluyendo la malla de puesta a tierra de la subestación, las líneas eléctricas asociadas y el comportamiento eléctrico del suelo. La caracterización del terreno se realizó con el método de Wenner, de acuerdo con IEEE 81, y la evaluación del aumento del potencial de tierra y de los esfuerzos eléctricos transferidos al ducto se interpretó con criterios alineados con IEEE 80, IEEE 367, CIGRE TB 95 y NACE SP0177.

Los resultados mostraron que, ante una falla a tierra en la subestación, el potencial del suelo sobre la traza del gasoducto podía alcanzar valores del orden de 1300 V, suficientes para producir ruptura dieléctrica del revestimiento y dar lugar a circulación de corriente hacia el acero. Las verificaciones en campo confirmaron perforaciones del recubrimiento, daños térmicos y pérdida de espesor compatibles con arco eléctrico y efecto Joule.

El estudio muestra que, en este tipo de casos, la interferencia electromagnética no depende solo de la distancia entre instalaciones, sino de la interacción entre variables eléctricas, geométricas y del suelo. El trabajo aporta una base técnica para avanzar posteriormente con estudios de mayor detalle del riesgo y, a partir de ellos, definir las medidas de mitigación técnicamente viables para resguardar la integridad del gasoducto y la seguridad del personal.

INTRODUCCIÓN

La presencia de gasoductos en las cercanías de subestaciones de media, alta y extra alta tensión puede generar un escenario complejo de interferencia electromagnética. En este contexto, la instalación eléctrica actúa como origen de la perturbación y el gasoducto como elemento expuesto a sus efectos. En otras palabras, la instalación eléctrica se comporta como circuito fuente y el ducto como circuito víctima. A partir de esa interacción, el ducto puede verse afectado por distintos mecanismos, cuya ocurrencia depende de su disposición física respecto de la instalación eléctrica y de su condición de montaje. Si el ducto se encuentra aéreo, puede verse afectado principalmente por acoplamiento inductivo y capacitivo. Si se encuentra enterrado, puede verse afectado principalmente por acoplamiento inductivo y conductivo.

Esta situación se presenta con frecuencia en zonas o instalaciones donde el espacio es limitado, por ejemplo, en servidumbres compartidas entre ductos de hidrocarburos y líneas eléctricas, o en plantas industriales y centrales termoeléctricas.

Dado que el acoplamiento conductivo, también denominado resistivo, suele representar el escenario más exigente cuando el ducto se ubica próximo a sistemas de puesta a tierra o puntos de descarga de corriente de falla, este análisis se concentra en ese mecanismo. El fenómeno ocurre

cuando la puesta a tierra de la instalación eléctrica disipa corrientes de falla y eleva el potencial del terreno respecto de una tierra remota. Si un ducto metálico se encuentra dentro de esa zona de influencia, el gradiente de potencial puede superar la soportabilidad del revestimiento. Cuando el aislamiento falla, se produce una descarga eléctrica directa hacia el acero, generando daño térmico por efecto Joule. Este mecanismo puede derivar en perforación del recubrimiento, daño del metal y transferencia de potencial hacia otras partes del sistema.

Adicionalmente, el ducto puede comportarse como un conductor que traslada ese potencial elevado hacia válvulas, puntos de medición y otras estructuras metálicas vinculadas al sistema que se encuentren en superficie. Esta condición puede generar tensiones de contacto y de paso peligrosas para el personal que opera y mantiene las instalaciones e incluso para terceros que se encuentren en contacto con estas instalaciones. En este trabajo se presenta el diagnóstico de un tramo afectado, vinculando las mediciones de campo con simulaciones electromagnéticas para explicar los daños físicos observados.

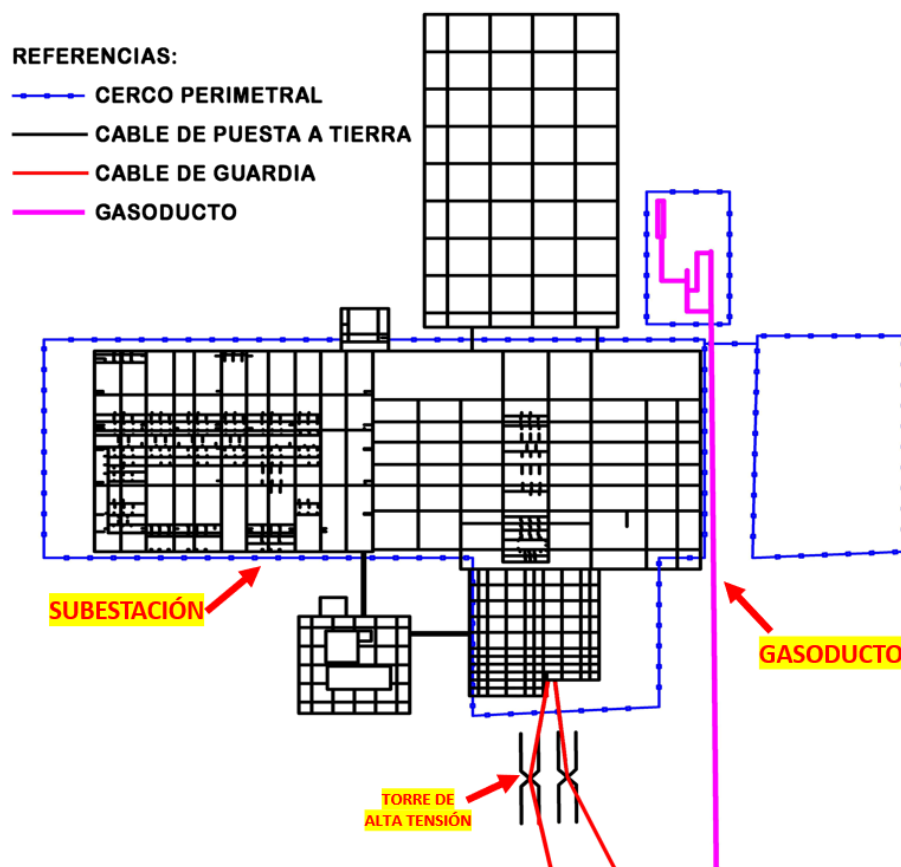


Figura 1. Disposición en planta. Se observa la cercanía entre la malla de puesta a tierra de la subestación y la traza del gasoducto.

DESARROLLO

Inspección y diagnóstico

Se analizó un tramo de 200 m del gasoducto que corre en paralelo a la subestación, con separaciones variables, pero inferiores a 10 m. La inspección mediante la técnica DCVG detectó más de 15 anomalías en este sector, lo que indicaba un posible deterioro del revestimiento. A partir de estos resultados, se recomendó efectuar verificaciones directas mediante pozos de verificación y desarrollar un modelo electromagnético del sistema para cuantificar el riesgo asociado.

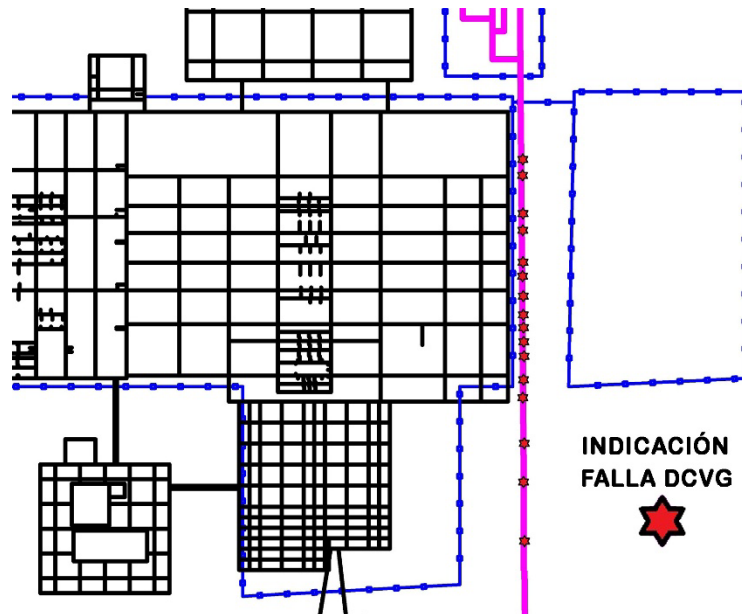


Figura 2. Localización de anomalías detectadas mediante DCVG en el tramo paralelo a la subestación.

Modelado y simulación

Para cuantificar la magnitud de la interferencia electromagnética y verificar si las anomalías detectadas tenían origen en la subestación, se modeló la respuesta de la instalación ante una falla a tierra. En primer lugar, se realizaron mediciones de resistividad del suelo en las cercanías de la subestación mediante el método de Wenner, de acuerdo con IEEE 81, utilizando un telurímetro con barrido automático de frecuencia para reducir la influencia del ruido eléctrico presente en el sitio. Luego, los valores obtenidos se ingresaron en el software de modelado de suelo y se obtuvo un modelo de suelo biestratificado. El ajuste entre los valores medidos y calculados presentó un error cuadrático medio (RMS) de 7,45 %, valor considerado adecuado para este tipo de análisis, por encontrarse por debajo del 10 %, tomado como criterio práctico de aceptación del ajuste del modelo de suelo.

MODELO DE SUELO		
Capas	Resistividad [$\Omega \cdot m$]	Espesor [m]
1	664	0,44
2	81	∞
Error RMS	7,45%	

Tabla 1. Modelo de suelo

Para este tipo de análisis se consideran las fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra, por ser las condiciones en las que el sistema de puesta a tierra interviene directamente en la disipación de corriente hacia el terreno. Como datos de entrada para la simulación, se emplearon los valores reportados en las memorias de cálculo de la subestación. Según dichas memorias, la condición más exigente correspondió a la falla bifásica a tierra, con una corriente de 39 kA. El factor de división de corriente (S_f) resultó de 37,5 %, valor que representa la fracción de la corriente de falla que se disipa a través de la malla de puesta a tierra de la subestación. El porcentaje restante retorna por caminos metálicos en paralelo, principalmente a través de los cables de guarda de las líneas de transmisión asociadas, los cuales también fueron incorporados al modelo electromagnético desarrollado en el software.

Con estos parámetros, junto con el modelo de suelo obtenido, la reconstrucción de la malla de puesta a tierra de la subestación y la geometría general de la instalación, se desarrolló el modelo

electromagnético del sistema. El cálculo se resolvió en el dominio de la frecuencia mediante un software que emplea el Método de los Momentos (MoM), obteniéndose la distribución del potencial del suelo en el área de influencia de la subestación y sobre la traza del gasoducto. Esto permitió evaluar el esfuerzo eléctrico al que quedaba sometido el ducto en el tramo de paralelismo analizado. La distribución resultante del potencial del suelo se presenta en la Figura 3.

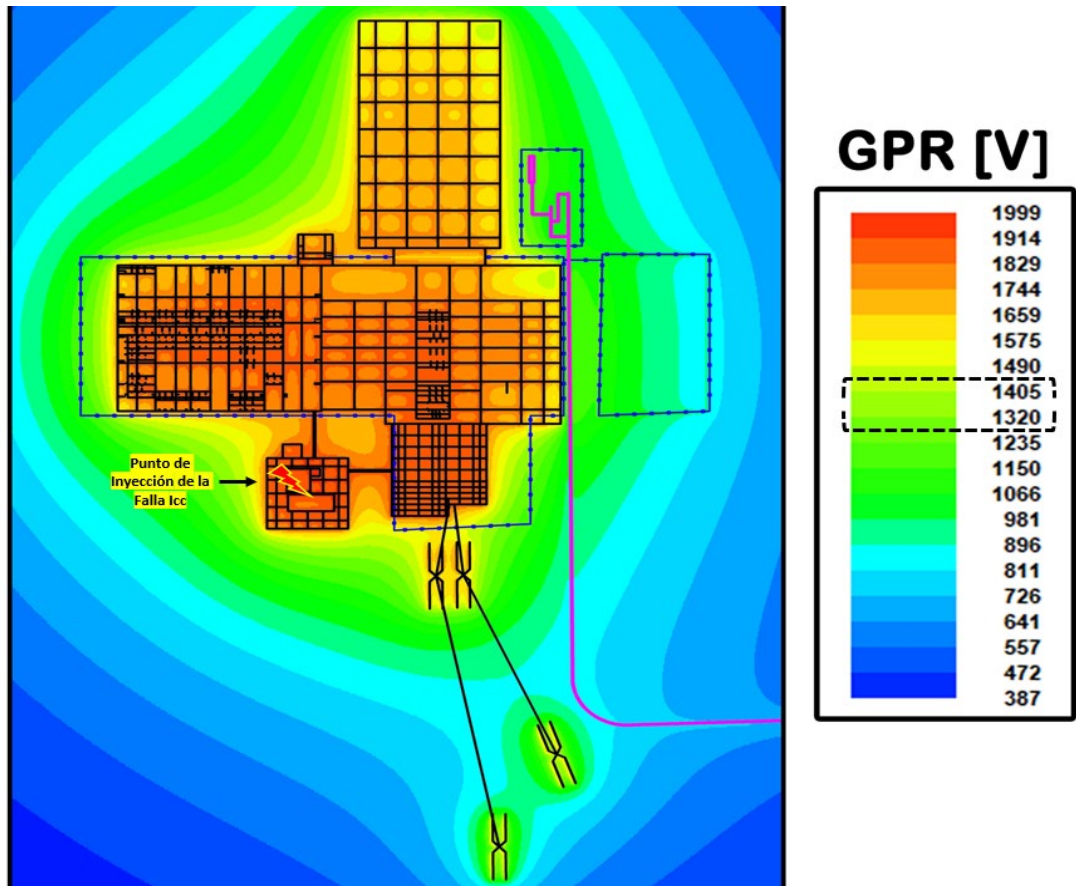


Figura 3. Mapa de calor de la elevación del potencial de tierra (GPR). Se observa cómo la distribución de potencial alcanza la traza del gasoducto durante la falla.

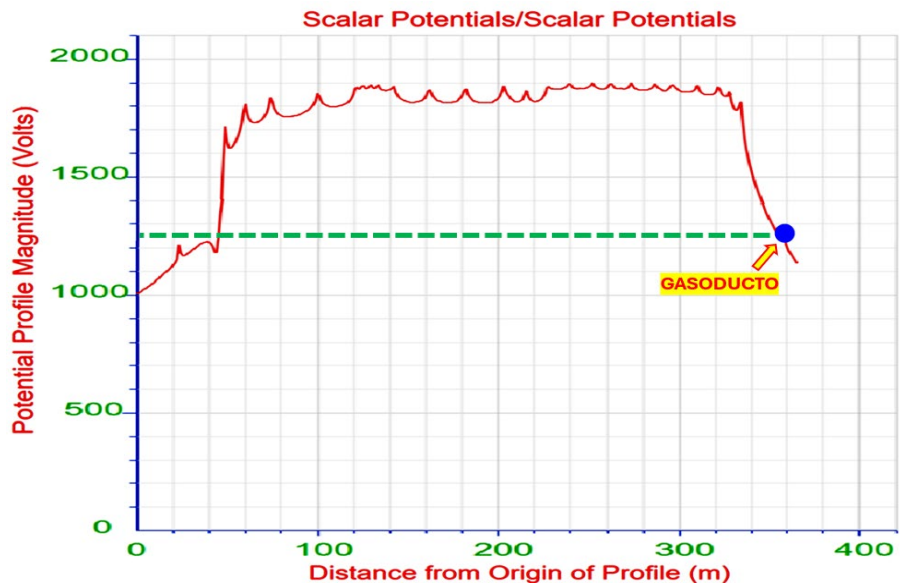


Figura 4. Perfil longitudinal del potencial del suelo sobre la traza del gasoducto.

Análisis de resultados

El modelo mostró que la elevación del potencial de tierra (Ground Potential Rise, GPR) sobre la traza del gasoducto podía alcanzar valores del orden de 1300 V. Considerando que el gasoducto cuenta con revestimiento epóxico y que el caso analizado corresponde a una falla de corta duración, se tomó como referencia el criterio de la norma NACE SP0177, que en su apartado 4.13 (coating stress voltage) indica para revestimientos tipo FBE valores del orden de 3 a 5 kV. Sin embargo, en condiciones reales de servicio, la capacidad del revestimiento para soportar ese esfuerzo puede verse reducida en sectores con defectos, discontinuidades o degradación por envejecimiento. En esos puntos más débiles, niveles de tensión incluso inferiores a los indicados pueden resultar suficientes para provocar la perforación del recubrimiento durante la falla.

Esta interpretación, junto con los resultados obtenidos en la simulación integral del sistema, dio sustento a la hipótesis de que las lecturas detectadas mediante DCVG estuvieran vinculadas con perforaciones originadas por ruptura dieléctrica.

Una vez perforado el revestimiento, el ducto queda eléctricamente acoplado a tierra en esos puntos, por lo que pasa a drenar corriente y a transportar parte del potencial asociado a la falla hacia instalaciones superficiales conectadas rígidamente a él. En ese escenario, válvulas u otras estructuras metálicas vinculadas al gasoducto pueden quedar sometidas a tensiones que representen un riesgo para el personal. De esta manera, el problema deja de estar limitado al daño localizado sobre la pared del ducto y pasa a involucrar también condiciones de seguridad eléctrica, evaluables con los criterios de la norma IEEE 80 y contempladas en las guías NACE SP0177 y CIGRE TB 95.

Validación de campo

Con el fin de verificar los resultados del modelo, se realizaron excavaciones en las zonas con mayor concentración de indicaciones detectadas mediante el DCVG. Los pozos de verificación confirmaron que las anomalías correspondían a daños por acoplamiento conductivo, ya que se encontraron perforaciones en el revestimiento, pérdida de espesor en el acero y coloración térmica. Estos rasgos son consistentes con daño por descarga eléctrica y efecto Joule bajo este tipo de mecanismo.

Debido a la gravedad de los hallazgos iniciales, se decidió abrir el tramo completo de 200 m. Durante esa intervención se identificaron más de 500 puntos de falla con características similares a las observadas en los pozos de verificación, lo que confirmó que no se trataba de daños aislados, sino de un problema extendido dentro de la zona de influencia eléctrica de la subestación.

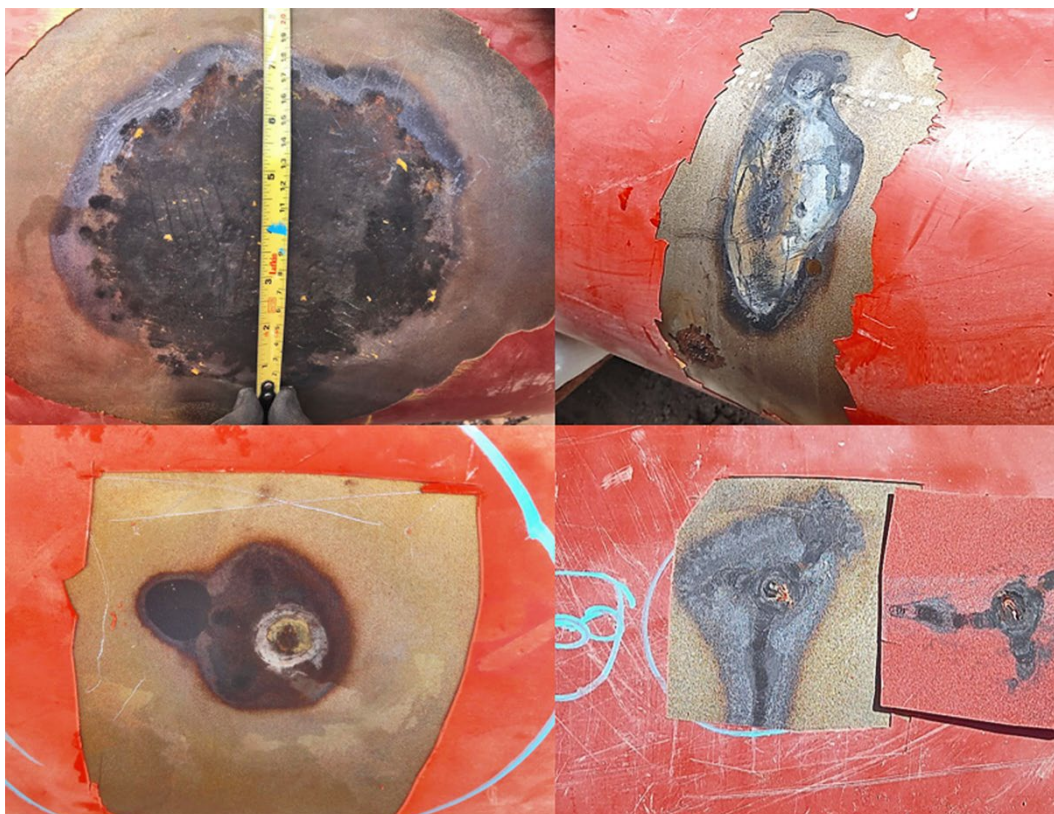


Figura 5. Evidencias de daño térmico en la pared del ducto. Se observan coloración térmica, pérdida localizada de material y perforaciones asociadas al acoplamiento conductivo.

CONCLUSIONES

La combinación de mediciones de campo y modelación electromagnética permitió identificar la causa del daño observado en el gasoducto. Los resultados mostraron que la cercanía a la subestación expuso al ducto a potenciales del suelo del orden de 1300 V durante fallas eléctricas. Si bien ese valor es menor que los 3 a 5 kV indicados como referencia en la norma NACE SP0177 para un revestimiento FBE en estado ideal, en las zonas débiles o degradadas resultó suficiente para provocar la ruptura del revestimiento y generar daño térmico directo sobre el acero.

La validación en campo confirmó que las anomalías detectadas mediante DCVG correspondían a perforaciones del recubrimiento y pérdida de espesor en el acero, con rasgos compatibles con daño por descarga eléctrica y efecto Joule. De esta forma, el estudio permitió vincular de manera consistente las indicaciones de campo, el comportamiento eléctrico obtenido en el modelado electromagnético y los daños físicos observados sobre el gasoducto.

El análisis también mostró que este fenómeno no debe limitarse al deterioro localizado del ducto, sino que puede transferir tensiones peligrosas hacia válvulas y otras instalaciones metálicas de superficie vinculadas al sistema, introduciendo una condición de riesgo adicional para el personal. En este tipo de situaciones, no se puede definir de forma arbitraria una distancia fija de seguridad entre una subestación, las instalaciones eléctricas asociadas y un gasoducto. La magnitud de la interferencia no depende solo de la separación entre instalaciones, sino también del nivel de corriente de falla, de la configuración de la malla de puesta a tierra, de la forma de retorno de la corriente, de la geometría del paralelismo, de la ubicación relativa entre las instalaciones, del estado del revestimiento y de la resistividad del suelo. Por eso, cada caso requiere una evaluación específica mediante estudios de interferencia electromagnética, complementados con verificaciones de campo cuando corresponda.

En este contexto, la convivencia entre instalaciones eléctricas de media, alta y extra alta tensión y ductos de transporte de hidrocarburos, ya sea que se encuentren enterrados o aéreos, requiere estudios específicos de interferencia electromagnética. Estos deben desarrollarse con participación conjunta de especialistas eléctricos con conocimientos en interferencias electromagnéticas y especialistas en protección catódica e integridad de ductos, de modo de evaluar el riesgo integral del caso y definir las medidas de mitigación técnicamente viables para resguardar la integridad del ducto y la seguridad del personal.

BIBLIOGRAFÍA

- **CIGRE TB 95 (1995).** Guide on the influence of high voltage AC power systems on metallic pipelines.
- **IEEE Std 80-2013.** Guide for Safety in AC Substation Grounding.
IEEE Std 81-2012. Guide for Measuring Earth Resistivity and Surface Potentials.
IEEE Std 367-2012. Recommended Practice for Determining the Electric Power Station Ground Potential Rise and Induced Voltage From a Power Fault.
- **NACE SP0177-2014.** Mitigation of Alternating Current and Lightning Effects on Metallic Structures.

BREVE CV

- **Título y lugar de estudio:** Ingeniero Electricista, Universidad de Oriente (Venezuela).
- **Trayectoria:** 8 años de experiencia en Oil & Gas, desarrollando principalmente estudios e ingenierías de sistemas de puesta a tierra en baja y alta frecuencia, protección contra descargas atmosféricas y diagnóstico de interferencias electromagnéticas.
- **Cargo actual en la empresa:** Analista de Electricidad, TGN (Transportadora de Gas del Norte).