



Estrategia Para El Monitoreo De La Condición De Los Interruptores De Potencia Del Grupo Energía Bogotá

Cristian Camilo Avellaneda Castiblanco – Juan Carlos Montoya Blanco
Carrera 9 No. 73 – 44. PBX. 3268000 Ext. 1689
Email: ingmttoeeb@fyringenieros.com - jmontoya@geb.com.co
Bogotá, D.C. – Colombia

Resumen

Este trabajo presenta la estrategia de mantenimiento utilizada para los interruptores de potencia propiedad del Grupo Energía Bogotá (GEB), a partir de la presentación de los parámetros utilizados para el monitoreo de la condición, sus funciones y modos de fallas, la introducción de las herramientas para el monitoreo y la descripción de diferentes fallas detectadas para finalmente evaluar la estrategia de mantenimiento usada en este tipo de activos.

Palabras Claves

Interruptor De Potencia, Monitoreo De Condición, Estrategia De Mantenimiento, Tasa De Fallas, Modos De Fallas, RCM.

Introducción

El Grupo Energía Bogotá (GEB), es propietaria de más de 20 subestaciones en alta tensión, de las cuales 9 de ellas fueron puestas en servicio hace más de 30 años. Adicionalmente, en los últimos años ha aumentado su participación en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) con la adjudicación de diferentes proyectos en 500 kV y 230 kV; para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión. Razón por la cual, la determinación de la condición de cada uno de estos activos toma una gran relevancia para asegurar la disponibilidad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico del sistema eléctrico de transmisión nacional.

El interruptor de potencia cumple una función clave para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico, al ser el encargado de conectar o desconectar elementos durante las diferentes condiciones de operación del sistema. Por esta razón, asegurar la disponibilidad y correcta operación del mismo es una tarea fundamental del área de mantenimiento.

Por otro lado, el mantenimiento y la confiabilidad de los interruptores de potencia ha sido tema de interés por parte de diferentes grupos de trabajo, institutos, congresos, y editoriales, Por ejemplo, grupos de trabajo como el CIGRE, en el 2012 presento un estudio de confiabilidad a partir de la recopilación de información técnica y de fallas de alrededor de 300.000 interruptores de potencia en SF6 en todo el mundo [1].

Dado lo anterior, el GEB ha adoptado el mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para la planificación del mantenimiento de cada uno de sus activos, el cual a partir de la definición de las funciones, modos de falla y determinación del riesgo prioriza las actividades de mantenimiento, las cuales pueden ser de tipo preventivas o de monitoreo de la condición.

A continuación se describe la estrategia de mantenimiento adoptada por el GEB para los interruptores de potencia a partir de la presentación de los diferentes aspectos fundamentales para su comprensión y evaluación.

Parámetros del Interruptor

El interruptor de potencia es un dispositivo mecánico capaz de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales y anormales (Cortocircuito) del sistema eléctrico. Por lo cual, una función básica de los mismos es la conexión o desconexión de elementos o partes del sistema, tales como líneas de transmisión, equipos inductivos, o barajes. Sin embargo, existen diferentes tipos de interruptores, los cuales pueden clasificarse según su nivel de tensión, sitio de instalación, diseño interno, medio de interrupción o por su mecanismo de operación [3].

Dado lo anterior, se deben definir los parámetros básicos asociados al interruptor de potencia, los cuales para el caso específico del GEB no presentan grandes diferencias debido a que cada uno de ellos mantiene las mismas características principales de fabricación, operación y mantenimiento, por ejemplo, para los niveles de tensión de 230 o 500 kV, diseñados para uso exterior o en SE tipo GIS, en su mayoría son de tanque vivo, el medio de interrupción es el SF6 y su mecanismo de operación es principalmente a través de resortes y de operación monopolar. No obstante, para las subestaciones tipo GIS predominan los mecanismos de operación hidráulicos y neumáticos. Así como, activos en 115 kV o con requerimientos especiales como los equipos asociados al SVC.



Fig 1 - Interruptor de Potencia 230 kV

Los diferentes parámetros del interruptor suelen ser agrupados en diferentes sistemas para su contextualización, por ejemplo:

Sistema de gas SF6:

- Temperatura del gas [°C]
- Presión del gas [MPa]
- Tasa de Fuga [MPs/s]
- Humedad [ppmv]
- Calidad [%]
- Contenido de SO2 [ppm]

Sistema Mecánico:

- Recorrido total [mm]
- Tiempos de Operación [ms]
- Velocidad O/C [m/s]
- Sincronismo de Operación [ms]

Sistema de Contacto:

- Resistencia Estática de Contacto [$\mu\Omega$]
- Resistencia Dinámica de Contacto
- Carrera Total [mm]
- Tiempo de Amortiguación [ms]

Sistema de Circuitos Auxiliares y de Control

- Número de Operaciones
- Tiempo de operación del motor [s]
- Corriente pico del motor y bobinas [A]
- Tensión Mínima Operación Bobinas [V]

Funciones y Modos de Falla

Luego de reconocer los diferentes parámetros del interruptor, la definición de las funciones, el contexto operacional y los modos de fallas asociados al interruptor de potencia cumplen un papel clave en la definición de la estrategia de mantenimiento centrado en confiabilidad. Siendo estos los primeros pasos para la elaboración del programa de mantenimiento. Posteriormente, de deben reconocer cuales son los efectos de que se presenten estas fallas y que consecuencias tendrían y así establecer las actividades, recursos y frecuencias que permitirían predecir o prevenir cada modo de falla [4].



Dado lo anterior, se definen las funciones primarias del equipo las cuales son la razón de ser del mismo y las funciones secundarias que ayudan a cumplir la función principal pero que en caso de fallar pueden tener graves consecuencias. Del mismo modo, el contexto operacional de cada uno de los equipos debe ser contemplado para enfocar adecuadamente cada una de sus funciones. En términos generales los interruptores de potencia tienen las siguientes funciones:

- Interrumpir y/o restablecer el paso de corriente ante un comando por una falla o por un comando de operación, de manera local o remota.
- Mantener su estado de operación mientras no se reciba ningún comando.
- Generar señales de su estado operacional a través de indicación local o remota.
- Mantener el nivel mínimo de aislamiento entre parte la activa y tierra, así como entre sus componentes.
- Mantener la estanqueidad de gas SF₆, Aire o aceite, dentro cada uno de sus compartimientos.
- Permitir el paso de la corriente nominal de manera continua con una baja resistencia.
- Asegurar la protección de las personas a través de la conexión de puesta a tierra.

Luego de la definición de las funciones se evalúan los modos de falla los cuales básicamente son eventos que causan una falla funcional; las fallas que se presentan en los diferentes activos suelen ser clasificadas en fallas mayores y en fallas menores, entendiendo una falla como el fin de la capacidad de un elemento para realizar una función requerida [2]. Para el caso de los interruptores de potencia, el estudio realizado por el CIGRE agrupo las fallas mayores y menores de la siguiente manera:

Fallas mayores

- No cierra con un comando.
- No abre con un comando.
- Cierra sin comando.
- Abre sin comando.
- Incapaz de conducir corriente.
- Disrupción (Falla Aislamiento).
- Bloqueo en posición abierta o cerrada.
- Perdida de la integridad mecánica.

Fallas menores

- Fuga de aire o aceite hidráulico en el mecanismo de operación.
- Fuga pequeña de SF₆.
- Cambio en las características mecánicas de funcionamiento.
- Cambio en las características eléctricas de funcionamiento.
- Cambio en las características de los sistemas auxiliares o de control.

La evaluación de los efectos de la ocurrencia de una falla permite organizar los modos de falla por su criticidad, evaluar los riesgos y dimensionar las consecuencias; para esto se evalúan los efectos en la seguridad y el medio ambiente, la imagen corporativa, así como los efectos operacionales.

Posteriormente, para la selección de tareas, frecuencias y recursos se evalúan los herramientas disponibles para el mantenimiento, como el monitoreo en línea, el análisis de la condición, el cambio de partes, la búsqueda de fallas, o incluso el rediseño. Cada tarea debe estar asociada a un modo de falla y su frecuencia debe contemplar la curva PF del equipo, además, esta tarea debe ser costo efectivo y enfocado a la causa de la falla.

Finalmente, se elaborara el plan de mantenimiento, recopilando las tareas a ejecutar, los recursos y su periodicidad.

Herramientas para el Monitoreo

Monitoreo Off-Line

El monitoreo off-line de la condición consiste en la medición periódica de diferentes parámetros del interruptor, a través de diferentes equipos de medida, los cuales registran uno o varios parámetros del equipo, por ejemplo, se tienen equipos para la medición de los parámetros del gas SF₆, equipos para la medida de los parámetros del sistema mecánico y de contacto Fig 2, equipos que permiten evaluar el aislamiento externo del interruptor como el cableado de los sistemas de control. Mientras que el registro de, variables como el número de operaciones, la corriente interrumpida, temperatura o verificación de alarmas suele ser una tarea asociada al área de operación [5].

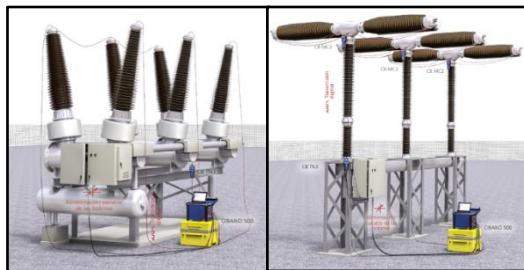


Fig 2 - Equipo de pruebas off-line - Cibano 500 [6]

Sin embargo, para la medición de estos parámetros los interruptores suelen ser sacados de servicio por un periodo de tiempo, o requieren el desplazamiento de personal de mantenimiento. Afectando la confiabilidad del sistema eléctrico al desconectar elementos del sistema. Por otro lado, la realización de estas pruebas ha sido descrita por diferentes normas como la IEEE Std C37.09 e IEC 62271-100. Mientras que la norma IEEE Std C37.06 presenta los valores nominales permisibles para su operación como tensión nominal y máxima, corriente nominal, presión nominal del gas, tiempo máximo para el cierre y la apertura, entre otros.

Monitoreo On-Line

La implementación de sistemas de monitoreo On-Line en interruptores de potencia busca optimizar el mantenimiento preventivo que se realiza en los mismos y la reducción de los costos del mantenimiento basado en tiempo, a partir del diagnóstico oportuno de alguna condición anormal de funcionamiento o el deterioro excesivo de sus componentes. De esta manera, aumentar la confiabilidad de los mismos, extender su vida útil y permitir una operación segura del sistema eléctrico.

Diferentes fabricantes han desarrollado equipos que permiten el monitoreo online de los diferentes parámetros del interruptor, estos equipos ofrecen diferentes características con el fin de detectar fallas incipientes en una etapa temprana, así como, el análisis y el registro de tendencias que permitan operar el activo de forma eficiente y brindar información oportuna al área de mantenimiento Fig 3.

Sin embargo, la implementación del mismo debe realizarse luego de un análisis costo beneficio, dado que según el activo el monitoreo off-line puede ser suficiente para asegurar la confiabilidad requerida. Finalmente, el monitoreo on-line debe estar enfocado a la búsqueda de alertas tempranas sobre el cambio en las condiciones del equipo, mucho antes de lo que se encontrarían con el monitoreo tradicional y con lo cual se puedan tomar o no medidas que prevengan la perdida de funcionalidad o una falla catastrófica.



Fig 3 - Equipo para monitoreo on-line - CBWatch3 [7]



Estrategia de monitoreo del GEB

Desde hace varios años el Grupo Energía Bogotá implementó la estrategia de mantenimiento basada en confiabilidad para los diferentes activos en operación en el sistema de transmisión nacional propiedad de la compañía, entre ellos y de principal interés los interruptores de potencia. Dentro de esta programación se definen las diferentes actividades de monitoreo de la condición, así como, las actividades para la búsqueda de fallas y de reacondicionamiento. Se define la periodicidad (Mensual, Anual, Trianual y Sexenal). A continuación se presentan algunas de las actividades:

Monitoreo:

- Pruebas al gas SF6 (°C, MPa, ppmv, ppm).
- Pruebas funcionales del interruptor (Apertura, Cierre, Tiempos, Sincronismo).
- Pruebas eléctricas (potencia disipada).
- Medición de la resistencia de contactos.
- Revisión del comportamiento eléctrico de las bobinas y del motor de carga.
- Inspección operativa (Número de operaciones, verificación visual).

Búsqueda de fallas incipientes:

- Revisión del estado operativo del presostato y pruebas de señalización.
- Prueba de verificación de alarmas de SF6.
- Verificar presencia de alarma supervisión circuito de disparo.
- Revisión de alarmas de estado del Interruptor.
- Revisión e inspección visual.

Reacondicionamiento:

- Limpieza y ajuste de borneras, conectores de potencia.
- Revisión del sistema de puesta a tierra y reacondicionamiento en caso de falla.
- Limpieza, engrase, calibración del mando del Interruptor.
- Limpieza e inspección de porcelanas

Cada una de estas actividades busca identificar de manera adecuada los diferentes modos de fallas que pueden presentar los equipos. Por ejemplo, pruebas de tiempo de operación, sincronismo, recorrido, permiten el diagnóstico del sistema mecánico del equipo. Fig. 4

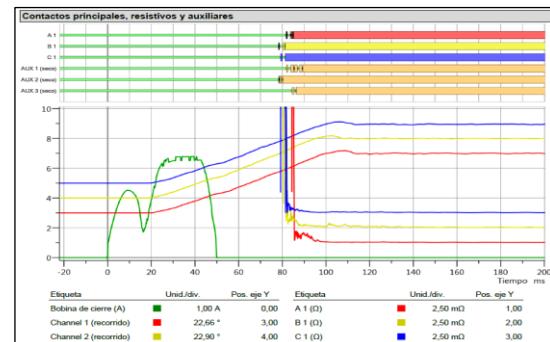


Fig 4 - Resultados Pruebas Interruptor de Potencia

Posterior a la ejecución de las diferentes actividades programadas de monitoreo o de evaluación de la condición, se debe hacer precisamente una evaluación del equipo, con lo cual se pueda diagnosticar oportunamente su condición y tomar las medidas necesarias para asegurar su correcto funcionamiento. De la misma manera, luego de una falla deben revisarse las características de la misma, como lo son, la identificación del elemento fallado, la historia, identificación del componente responsable de la falla, el origen, la causa y la consecuencia de la misma, entre otros.

Estas evaluaciones son de vital importancia dado que permiten hacer una evaluación preliminar de la estrategia de mantenimiento y la toma de decisiones sobre las actividades preventivas y correctivas que deben realizarse así como los planes de inversión sobre los activos ya sea para reposición, rediseño, o adquisición de nuevas tecnologías para el monitoreo y evaluación de su condición.



Fallas Encontradas

A partir del uso del ERP, la cual permite el registro y seguimiento de las diferentes actividades realizadas por el área de mantenimiento a cada uno de los activos mantenibles del Grupo Energía Bogotá, y luego de la ejecución de las actividades de mantenimiento programadas se han encontrados diferentes fallas, las cuales en su mayoría son fallas menores (94%), sin embargo a pesar de que el porcentaje de fallas mayores es bajo (6%), este tipo de fallas puede llegar a tener los siguientes efectos si no se atiende adecuadamente: indisponibilidad de la bahía, afectación de la confiabilidad del STN, largos tiempos de reparación, costos asociados a la intervención de emergencia, penalizaciones económicas y riesgos para el personal de la subestación.

A continuación se describen dos de las fallas encontradas en los interruptores de potencia del GEB:

Durante la ejecución del mantenimiento de 3 años a una bahía de línea y la realización de las pruebas de sincronismo al interruptor para el monitoreo de su condición, se encontró una discrepancia al cierre de alrededor de 10 ms (Síntoma), que requirió la búsqueda de la causa de esta falla funcional, la cual fue encontrada en el pistón de la bobina de cierre de una de las fases, esta falla fue catalogada como una falla menor.

Por otro lado, dos años después de la entrada en servicio de una SE de 230 kV tipo GIS, y antes de la realización del mantenimiento de 3 años de la misma, durante la operación de un interruptor asociado a una bahía de transformación se detectó un ruido anormal durante la operación del interruptor, para el cual se realizó el diagnóstico por parte del

fabricante, obligando a la salida del equipo y la programación del cambio del equipo ocasionando una indisponibilidad de 18 días; por lo cual fue catalogada como una falla mayor. Luego del cambio del mismo y de una revisión más detallada se encontró un daño en la parte activa del equipo. La causa de la falla fue definida como una falla de fabricación y el origen de la falla como mecánico en otras partes.

A continuación, se presentan los modos de fallas encontrados en los interruptores de potencia del GEB Fig 5, Fig 6.

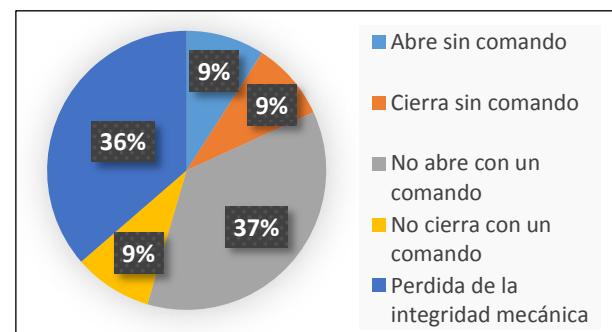


Fig 5 - Fallas Mayores en interruptores GEB

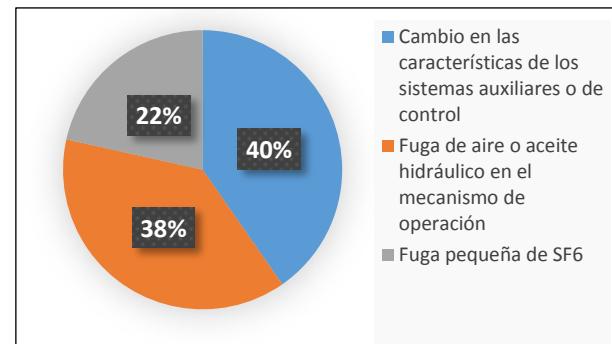


Fig 6 - Fallas Menores en interruptores GEB

Para realizar un análisis de cada una de las fallas, así como para evaluar el desempeño y el enfoque de la estrategia de mantenimiento es recomendable utilizar herramientas como la guía para el reporte de fallas que se encuentra en la IEC 60694 – 2000.

Evaluación de la estrategia de mantenimiento

Una comparación de la frecuencia de fallas mayores por cada cien interruptores por año, Fig 7, para el GEB con respecto al estudio realizado por el CIGRE [1], permite visualizar cuales son los equipos que requieren de una atención detallada dentro de la estrategia de mantenimiento. En el caso de los interruptores asociados a las subestaciones GIS la tasa de fallas es significativamente mayor con respecto a los resultados obtenidos por el CIGRE. Mientras que, para los interruptores de tanque vivo la tasa de fallas es muy similar con respecto al estudio de referencia.

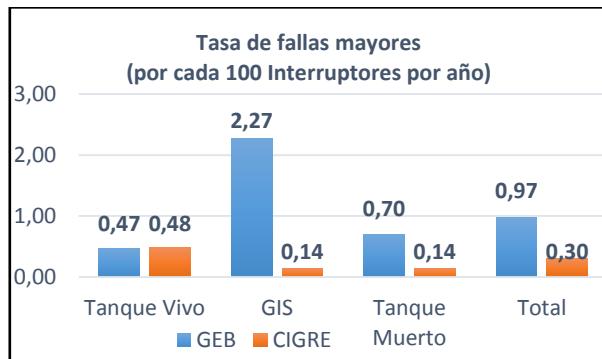


Fig 7 - Tasa de fallas mayores GEB

Sin embargo, para la interpretación de los resultados se deben tener en consideración los siguientes aspectos: La información utilizada para la evaluación fue recolectada a través del software ERP, por lo cual, esta depende de la correcta utilización de la herramienta, es decir, que el registro de información de cada uno de los hallazgos encontrados se realice de forma adecuada y sin falta. Adicionalmente, la mayoría de los activos fueron puestos en servicio mucho antes de la implementación del software ERP como de la implementación del RCM como estrategia de mantenimiento. Un análisis de las fallas mayores presentadas en los últimos años permite evaluar la

estrategia de mantenimiento, a partir de la retroalimentación de las diferentes características de la falla. Por ejemplo, para las fallas mayores los modos de falla corresponden en su mayoría a la perdida de integridad mecánica y a la no apertura luego de un mando Fig 5. Mientras que para las fallas menores los modos de falla están asociados a fugas en los mecanismos de operación o a cambios en las características de los sistemas auxiliares o de control Fig 6.

Dado lo anterior, se identificaron las siguientes causas para las fallas presentadas en los interruptores: falla en la fabricación, mantenimiento incorrecto, monitoreo incorrecto, envejecimiento, y fallas de diseño, entre otros.

Razón por la cual, se tomaron las siguientes medidas con el fin de disminuir el número de salidas indeseadas: primero, revisión de la especificación técnica dada al fabricante con respecto a los requerimientos mínimos para la realización de las pruebas FAT y SAT de los interruptores, las cuales deben buscar una identificación temprana y más completa de cualquier defecto de fabricación; segundo, revisión de la especificación para la contratación del servicio de mantenimiento con el fabricante, con el fin de asegurar la correcta ejecución del mismo; tercero, rediseño de algunos componentes para minimizar el deterioro de los mismos los cuales aumentan la frecuencia de fallas; finalmente, las actividades de monitoreo de la condición planteadas inicialmente en el plan de mantenimiento deben ajustarse a los diferentes modos de falla encontrados a través de la estandarización de pruebas como de la periodicidad de su ejecución, buscando así la detección oportuna de estas anomalías y defectos.



Conclusiones

El uso de herramientas para la gestión del mantenimiento requiere una alta correlación con respecto a la estrategia de mantenimiento, debido a que si la información no es recolectada y tratada correctamente, esta no permitirá realizar una evaluación adecuada de los diferentes equipos afectando la percepción de la estrategia de mantenimiento.

Las estrategias adoptadas para el mantenimiento de los activos deben estar enmarcadas en una política de gestión de activos que soporte la implementación de las mismas. Así como, dentro de las políticas de mejora continua, de tal forma, que sea posible su seguimiento, control y evaluación periódica.

La implementación de una estrategia de mantenimiento como el RCM requiere la retroalimentación de la misma, a partir de la experiencia en la ejecución de las actividades de mantenimiento, así como de las diferentes fallas que se presentan y evidencian la confiabilidad de la estrategia, de esta manera, enfocar y optimizar los recursos y actividades.

Una definición precisa de las funciones principales y secundarias del interruptor permite identificar correctamente los diferentes modos de falla que se pueden presentar y de esta manera enfocar adecuadamente las actividades de mantenimiento.

Cristian Camilo Avellaneda Castiblanco
Ingeniero eléctrico de la Universidad Distrital FJDC. Asesor de la gerencia de mantenimiento del Grupo Energía Bogotá en el área de equipos de potencia. Con experiencia en el realización de pruebas de equipos de alta tensión. Cel.: 316 225 08 21
Ingmttoeeb@fyringenieros.com

Bibliografía

- [1] Cigré Working Group A3.06, "Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment - Part 5 - Gas Insulated Switchgear (GIS)," *Cigré Broch.*, vol. 513, no. October 2012, 2012.
- [2] IEC, "IEC 60694 - Common specifications for high -voltage switchgear and controlgear standards," vol. 1, no. May, p. 240, 2001.
- [3] I. C. HMV Ingenieros, Mejía Villegas, *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. 2003.
- [4] L. A. Martinez Giraldo, "Metodología para la definición de tareas de mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo aplicada a equipos del sistema de transmisión nacional," Universidad Nacional de Colombia Facultad, 2014.
- [5] I. Gondres Torné, S. Lajes Choy, A. del Castillo Serpa, I. Gondres Torné, S. Lajes Choy, and A. del Castillo Serpa, "Gestión del mantenimiento a interruptores de potencia. Estado del arte," *Ingeniare. Rev. Chil. Ing.*, vol. 26, no. 2, pp. 192–202, 2018.
- [6] Omicrom, "Cibano 500," *Omi. L2907*, p. 28, 2048.
- [7] G. Solutions, "CBWatch3," *GE Grid Solut.*, p. 4, 2016.

Juan Carlos Montoya Blanco

Ingeniero eléctrico de la Universidad de Valle Master en Gestión de Activos Físicos de la Universidad de Católica de Murcia Actualmente se desempeña como asesor de la Gerencia de Mantenimiento en el área de confiabilidad. Cel.: 310 226 70 46
jmontoya@geb.com.co