

## EJEMPLO EXITOSO DE LA MEJORA CONTINUA COMO MODO DE VIDA HACIA LA EXCELENCIA OPERATIVA APLICADO A LAS FALLAS DE INTERRUPTORES DE ALTA TENSIÓN EN ISA INTERCOLOMBIA

ISA INTERCOLOMBIA

Calle 12 sur No. 18 – 168

E.mail: [currea@intercolombia.com](mailto:currea@intercolombia.com) - [alcastro@isa.com.co](mailto:alcastro@isa.com.co)

Medellín. – Colombia

### Resumen

La incorporación del proceso de mejora continua en ISA ha sido una evolución permanente desde sus inicios operativos, en donde metodologías como la Gerencia del día a día (1997), Lean Six Sigma (2008) y el modelo de mejora continua (1998) han hecho una transformación cultural en el pensamiento, buscando proyectos de innovación incremental, donde se busca romper las "islas" de análisis de las diferentes etapas del ciclo de vida del activo (crear, operar, mantener y renovar) e invita a trabajar en equipo con consulta y participación para generar planes de acción a las distintas ideas de innovación (proactivo) o soluciones a las fallas de los activos.

Es así como para el caso de la etapa del ciclo de vida Mantener, se tiene incorporado el proceso de mejora continua como un modo de vida hacia la excelencia operativa, por lo que como ejemplo, se expone en este trabajo el análisis de mejora continua para controlar puntualmente la causa de falla recurrente que presentaban los interruptores marca SIEMENS tipo 3AP1 DT de la subestación San Carlos 230 kV.

El presente trabajo expone cómo es posible trabajar mancomunadamente entre las áreas de: Ingeniería Corporativa (ISA), Dirección Operación (INTERCOLOMBIA), Centro de Transmisión Noroccidente (INTERCOLOMBIA) y Dirección Mantenimiento (INTERCOLOMBIA) en la identificación de una posible causa de falla de los interruptores y en la definición de un plan de acción que apunta al cumplimiento de los

objetivos estratégicos de la compañía y a la sostenibilidad empresarial desde el punto de vista ambiental, social y financiero.

### Palabras Claves

Mejora continua, interruptores de potencia, fallas de equipos, ciclo de vida del activo, sostenibilidad.

### Introducción

Tal como indica la Ley 143 de 1994 emitida por el Congreso de Colombia: el Estado tendrá por meta el abastecimiento de electricidad a la comunidad bajo los principios de eficiencia, seguridad y confiabilidad. Si un agente desea ser partícipe del sector, está en obligación de dar garantía de esos principios [1].

Atendiendo a lo anterior, si bien la transmisión de energía eléctrica se encuentra inmersa en enormes retos técnicos, hay que destacar las relevantes responsabilidades sociales y económicas implícitas dentro de este servicio. Las fallas en equipos eléctricos en el sector de transmisión conllevan a repercusiones para grandes clientes, regiones, departamentos o incluso el país entero. Los principios expuestos como exigencias en la ley definitivamente deben ser cumplidos, con lo cual las empresas asociadas a la transmisión se ven en la obligación de implementar estrategias de gestión de activos para lograr con certeza dichos requerimientos.

Conociendo las consecuencias, se da por sentado que una adecuada estrategia del ciclo de vida de los activos debe estar enfocada a evitar las fallas

de los equipos; sin embargo, se debe destacar que no es posible siempre evadir que de forma infalible aparezcan anomalías que requieran prontas mediaciones. Por ende, para que dichas acciones correctivas puedan ser llevadas a cabo y las anomalías no tengan repercusiones graves sobre los activos, estas últimas deben pasar por un análisis a fin de determinar la causa raíz de la falla y con ello establecer un plan de acción que mejore la condición del activo y disminuya el riesgo de que la falla ocurra de nuevo en el equipo afectado o en otros similares.

## 1. Antecedentes

La subestación de generación de San Carlos 230 kV tipo AIS (por sus siglas en inglés Air isolated switchgear) o convencional de ISA INTERCOLOMBIA, tiene una configuración interruptor y medio, con 9 diámetros (2 de ellos incompletos) y donde todos los interruptores (25 equipos) son marca SIEMENS de accionamiento resorte tipo 3AP1 DT. Como se puede ver en la figura 1, estos interruptores son tipo tanque muerto, los únicos de este tipo de tecnología para subestaciones con tensiones iguales o mayores a 110kV en ISA INTERCOLOMBIA.



Fig 1. Interruptores de San Carlos 230kV SIEMENS 3AP1DT

Esta familia de interruptores fue fabricada en el 2007 y puestos en servicio en el año 2008 en el proyecto de repotenciación de la misma subestación. Tienen una corriente nominal de 2500 A y una corriente máxima de corto circuito de

corta duración de 63 kA.

El 11 de abril del 2018 a las 21:05 se presentó falla en la fase A del circuito La Esmeralda-San Carlos 2 a 230 kV localizada a 66 km desde La Esmeralda. La falla fue despejada correctamente en La Esmeralda 230 kV. Sin embargo, como se muestra en la figura 2, en la subestación de San Carlos 230 kV por la fase A del interruptor 2L190 continuó circulando una corriente de falla que pasó de 1,7 kA a 38 kA, operando la protección 50BF Etapa 1 y la protección diferencial de barras, disparándose la Barra 1 de la subestación de San Carlos 230 kV. El interruptor 2M090 despejó correctamente la falla.

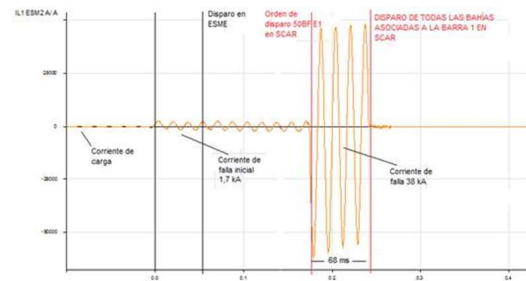


Fig 2. Falla en la fase A del interruptor 2L190 en San Carlos 230 kV.

En circunstancias similares, el 25 de septiembre del 2022 se presenta una falla en la línea de transmisión Ancón Sur – San Carlos 2 230 kV fase B a 95.3 km desde San Carlos. En Ancón la falla fue despejada a los 60 ms. En San Carlos las protecciones comandan disparo a los polos B de los interruptores 2M070 y 2L170. Solo abre el polo B del 2M070.

La oscilografía obtenida de la falla (figura 3) ocurrida en el interruptor 2L170 muestra una falla inicial en la línea Ancón sur – San Carlos 2 en fase B. Los interruptores en la subestación de Ancón sur liberaron la falla de forma correcta, en paralelo las protecciones asociadas en la subestación de San Carlos enviaron el comando de apertura para la fase B de los interruptores de potencia: 2M070

y 2L170. La fase B en el interruptor 2M070 despejo correctamente la falla, sin embargo y conforme a lo observado en la oscilografía de la figura 3 se observan fenómenos de alta frecuencia en el voltaje y la corriente en el momento en que el interruptor 2L170 fase B, intenta abrirse.

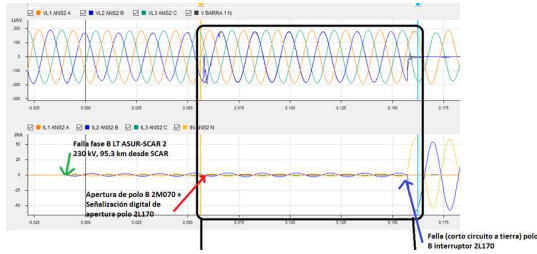


Fig 3. Falla en la fase B del interruptor 2L170 en San Carlos 230 kV.

En ambos eventos fue necesario el remplazo del polo afectado por un equipo de repuesto dado que la falla fue irreversible.

Debido a que el riesgo de falla era inminente en cualquier otro equipo de la subestación de San Carlos 230kV, fue necesario crear un equipo interdisciplinario entre la dirección de operación, Centro de transmisión de Noroccidente, ingeniería y dirección mantenimiento para realizar un análisis de mejora tipo ECR para construir, en función de la experiencia de las personas, un árbol lógico que indicará el motivo por el cual este tipo de interruptores fallaban, para luego validar cada una de la hipótesis y finalmente definir un plan de acción.

## 2. Análisis de eliminación de causa de riesgo (ECR) para la falla de los interruptores.

Para realizar un análisis de mejora tipo ECR para los interruptores de san Carlos 230 kV fue necesario crear un equipo interdisciplinario para construir un árbol lógico que indicará las posibles hipótesis de la causa de falla de los equipos. De forma resumida se presentan las hipótesis

planteadas en la tabla 1.

Etapa De Ciclo De Vida	Hipótesis	Acción Para Validar Hipótesis
Creación (Especificación / Diseño / Montaje)	Perdida de aislamiento por degradación acelerada del SF6	Histórico de SAP / calidad de SF6
Mantenimiento	Distancia de contacto de arco reducida por elemento suelto	análisis post-falla
operación	Reencendidos generados por sobretensiones de alta frecuencia	Análisis especializado de transitorios eléctricos
Renovación	Degradación de contactos principales debido a la cantidad de corrientes despejadas vs número de maniobras	Estimar el número de operaciones admisibles del equipo de acuerdo con la formula indicada por el fabricante.

Tabla 1. Resumen del ECR realizado para los interruptores de San Carlos 230 kV.

A continuación, se presenta como se realizó la validación de cada una de las hipótesis y cuál fue la(s) causa(s) principal de las fallas y el plan de acción definido para mejorar la condición de los equipos:

## 2.1. Pérdida de aislamiento por degradación acelerada del SF6

Fundamentado en las características generales de la falla presentada en el interruptor de potencia, se analizó como potencial causa raíz, la posibilidad de falla derivado de una calidad de gas SF6 por debajo de lo estipulado en la IEC 60480 [2], lo cual conlleva a una falla de aislamiento en la unidad interruptora.

Acorde con la estrategia de mantenimiento que se tiene implementada para los equipos de la Subestación San Carlos 230 kV previo a las fallas, se presentan en la tabla 2 los resultados de las pruebas de calidad de SF6.

Para el interruptor de San Carlos 230 kV 2L190:

Fecha	Variable	Resultado
12/07/2015	Humedad de SF6 polo Fase A (ppmv)	20,00
12/07/2015	Humedad de SF6 polo Fase B (ppmv)	20,00
12/07/2015	Humedad de SF6 polo Fase C (ppmv)	20,00
12/07/2015	Partículas de SO2 en Gas SF6 Fase A (ppmv)	0,00
12/07/2015	Partículas de SO2 en Gas SF6 Fase B (ppmv)	0,00
12/07/2015	Partículas de SO2 en Gas SF6 Fase C (ppmv)	0,00
12/07/2015	Pureza de SF6 polo Fase A (%)	99,70
12/07/2015	Pureza de SF6 polo Fase B (%)	99,70
12/07/2015	Pureza de SF6 polo Fase C (%)	99,60

Para el interruptor de San Carlos 230 kV 2L170:

Fecha	Variable	Resultado
28/04/2021	Humedad de SF6 polo Fase A (ppmv)	71,00
28/04/2021	Humedad de SF6 polo Fase B (ppmv)	65,00
28/04/2021	Humedad de SF6 polo Fase C (ppmv)	39,00
28/04/2021	Partículas de SO2 en Gas SF6 Fase A (ppmv)	0,00
28/04/2021	Partículas de SO2 en Gas SF6 Fase B (ppmv)	0,00
28/04/2021	Partículas de SO2 en Gas SF6 Fase C (ppmv)	0,00
28/04/2021	Pureza de SF6 polo Fase A (%)	99,90
28/04/2021	Pureza de SF6 polo Fase B (%)	99,90
28/04/2021	Pureza de SF6 polo Fase C (%)	99,90

Fuente: Elaboración propia

Tabla 2. Resultados pruebas de calidad de SF6 para el interruptor 2L190 y 2L170.

Dentro de los resultados obtenidos de la tabla 2 no se observa alguna evidencia que los valores obtenidos estén por fuera de los criterios de aceptación dados por la norma IEC. Las propiedades del gas SF6 no demuestran una baja calidad, sin embargo, aunque es muy poco probable, es posible que la condición del gas SF6 se deteriore súbitamente por algún fenómeno externo o posterior al despeje de algún tipo falla y que este pudiera influir negativamente en un intento de apertura en un evento posterior.

## 2.2. Distancia de contacto de arco reducida por elemento suelto

Para validar la hipótesis de que la distancia de desplazamiento de los contactos principales hubiese sido modificada de sus condiciones

iniciales (velocidad de desplazamiento, distancia, tobera suelta, etc) fue necesario solicita el acompañamiento de un especialista de la fábrica SIEMENS para realizar un análisis post-falla al polo de la fase B del interruptor 2L170 de la subestación de San Carlos 230 kV. El equipo objeto del análisis se muestra en la figura 4, el cual es un interruptor de potencia, modelo: 3AP1 DT 245 kV con año de fabricación: 2007 y número de serie: 35103487; el interruptor de potencia registró una falla a tierra en la fase B, posterior a una apertura por falla de línea corta en la subestación de San Carlos 230 kV el 25 de septiembre del 2022.

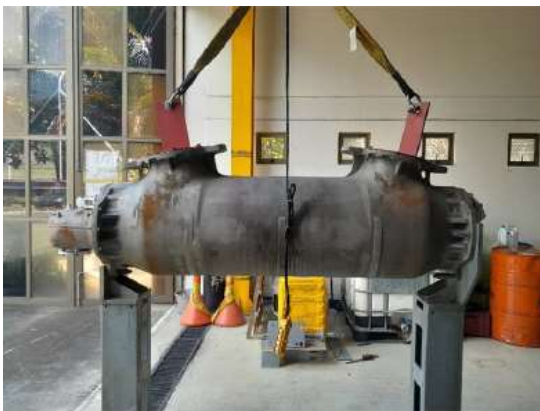


Fig 4. Análisis post-falla de la Fase B del interruptor 2L170 en San Carlos 230 kV.

Los días 20 y 21 de diciembre del 2022, personal técnico de la planta de SIEMENS Energy y con apoyo de la Dirección Mantenimiento, encargados de la investigación de la falla en el interruptor de potencia, realizan una inspección visual minuciosa a todos los componentes del interruptor de potencia previo al desensamble, así mismo, se realizó la apertura del compartimento en donde se realizó el reporte fotográfico de los subensambles y componentes internos de la unidad interruptora de 245 kV.

Dentro de la inspección realizada el 20 y 21 de diciembre, se tienen los siguientes hallazgos [3]:

- Se observa evidencia de productos de descomposición derivado de la falla ocurrida.
- Mecanismo cambio de dirección (Carter) y barra de maniobra sin daños y/o evidencia de falla dieléctrica.
- Bolsas de material filtrante dentro de ensamble de forma correcta, se encuentra 1 bolsa perforada producto de falla en la unidad interruptora.
- No se encuentran evidencias de daños y/o piezas sin torque adecuado.
- Durante la inspección, los ensambles correspondientes al sistema de extinción y ensamble de contacto móvil se encontraron con torque y tornillería en correcta posición.
- La inspección en el sistema de contactos muestra evidencia de daño en la parte inferior del porta-contacto, contacto difusor, electrodo y cilindro calentador producto de la falla a tierra ocurrida (Figura 5).



Fig 5. Evidencia de daños en el sistema de contactos del interruptor 2L170 en San Carlos 230 kV.

- Dentro de la verificación se realizó la inspección del contacto de sacrificio, tubo de contacto, leva de control, Inyector y boquilla aislante; el resultado obtenido durante el desmontaje fue satisfactorio y confirmo el adecuado estado de todos los componentes. El desgaste en el contacto de sacrificio y tubo de

contacto es acorde con el número de operaciones registradas por el contador de operaciones. (Figura 6)



Fig 6. Estado del contacto de sacrificio del interruptor 2L170 en San Carlos 230 kV.

La inspección completa a la unidad interruptora determina que el interruptor de potencia modelo 3API DT 245 kV instalado en la subestación de San Carlos 230 kV y con nomenclatura 2L170 operó mecánicamente sin problemas y realizó la función mecánica de apertura acorde con el comando enviado por el relevador para eliminar la falla presentada en la línea.

Las evidencias de flashover se encuentran concentradas en la parte inferior de la carcasa de la unidad interruptora lado PIN (figura 7) y correspondiente al sistema de extinción del interruptor.



Fuente: Informe TI CB 1201-23 SIEMENS [3]

Fig 7. Concentración de falla en unidad ruptora del interruptor 2L170 en San Carlos 230 kV.

### 2.3. Rencendidos generados por sobretensiones de alta frecuencia

Para realizar un análisis especializado de transitorios electromagnéticos, que permitiera determinar la posible causa del origen de los eventos ocurridos en la subestación San Carlos 230 kV y a su vez poder hacer una recomendación para controlar dicha causa, fue necesario que el equipo de Estudios Eléctricos perteneciente a la Dirección de Ingeniería de ISA realizara el Modelo en formato ATP de un corte de un diámetro de la subestación de San Carlos 230 kV, en el cual se incluyen dos interruptores de tanque muerto de la referencia 3API DT. Para la representación del interruptor se utilizó un modelo simplificado, que permite reproducir reigniciones múltiples en el interruptor. Lo anterior, debido a que SIEMNES no suministró el modelo de simulación detallado de su equipo.

A continuación, se presenta un breve resumen del análisis efectuado, en busca de reducir la probabilidad de los eventos que se han venido presentando en la S/E San Carlos [4]:

Desde el año 2018, se presentaron 5 eventos de rencendidos en los interruptores de la subestación San Carlos 230 kV: 11/04/2018, 15/09/2022, 25/09/2022, 18/01/2023 y 14/03/2023. Los eventos del 11/04/2018 y del 25/09/2022 fueron más críticos, ya que posterior al primer rencendido se presentaron una persistencia de la corriente de arco, generando una falla mayor aproximadamente 100 ms después (cortocircuito del polo donde se presentó la falla inicial). En los eventos restantes, si bien, se ha presentado el primer rencendio, los interruptores lograron extinguir la corriente medio ciclo después.

Todos los eventos registrados tienen algunas particularidades, las cuales se mencionan a continuación:

- Los eventos ocurridos en la subestación San Carlos están relacionados en su mayoría con fallas en las líneas hacia la subestación Ancón.
- Normalmente la ubicación de las fallas es el extremo remoto a San Carlos.
- Se ha evidenciado corte de corriente (current chopping), siendo en algunos casos de magnitudes significativas.
- Desfases entre la tensión y corriente, en los interruptores de la S/E San Carlos, mayor a 70° (ángulo inductivo).

Por lo tanto, se apreció una similitud con el fenómeno de interrupción de pequeñas corrientes inductivas, aunque no sea un interruptor asociado a un reactor.

En función de las particularidades mencionadas anteriormente y la recomendación de SIEMENS en las conclusiones del análisis post-falla [3], se plantearon unas hipótesis de análisis las cuales fueron validadas mediante la simulación del modelo en ATP, las cuales arrojaron que la posible causa de los eventos que se vienen presentando en los interruptores de la S/E San Carlos, es la presencia de cortes de corriente de magnitudes significativas (en algunos casos del orden de 200 A), las cuales generan exigencias transitorias en el TRV resultante de los interruptores, provocando reencendidos en los mismos [4].

Se ha observado que dichos cortes de corriente de magnitudes significativas están asociados a la conmutación paralela de interruptores (Paralell Switching). Esta situación se presenta debido a que la corriente que circula por el interruptor del corte lateral y del corte central están desfasadas, por lo que al enviar el comando de apertura al mismo tiempo a ambos interruptores, es muy probable que un interruptor logre extinguir la corriente un poco antes, generando en ese instante de tiempo un aumento en la magnitud de la corriente de arco del otro interruptor, lo cual se traduce en un corte de corriente o inestabilidad del arco en cercanías del

cruce por cero. Esta situación se explica con detalle en [4].

#### 2.4. Degradación de contactos principales debido a la cantidad de corrientes despejadas vs número de maniobras.

Esta vertiente pudo ser analizada de dos maneras. Una primera con el análisis post-falla del numeral 2.2, donde físicamente se constato que el contacto de sacrificio, tubo de contacto, leva de control, Inyector y boquilla aislante se encontraban en buen estado durante el tiempo que estuvo el equipo en operación. El desgaste en el contacto de sacrificio y tubo de contacto es acorde con el número de operaciones registradas por el contador de operaciones. (figura 6).

De igual manera, atendiendo la recomendación del fabricante en [5] donde las aperturas admisibles para una corriente dada se expresan como:

$$n_x = \frac{6000 - \sum_{i=1}^n (n_i * k_i)}{k_x}$$

Donde:

$n_x$  es el número de maniobras de aperturas aun admisibles para una corriente de interrupción  $i_x$ .

$k_i$  es el factor de ponderación para la corriente de interrupción  $i$ .

$k_x$  es el factor de ponderación para la corriente de interrupción  $i_x$ .

$n_i$  es el número de maniobras de apertura ya efectuadas con la corriente de interrupción  $i$ .

Los factores de ponderación  $k$  se obtienen de [5].

Con la información compartida por la dirección de operación, según el histórico de corrientes despejas por el interruptor en cuestión, desde su puesta en servicio hasta el momento de falla, la trazabilidad del contador de operación registrado en SAP y asumiendo una corriente de interrupción futura ( $i_x$ ) igual a la corriente nominal de 2.5 kA, se tiene que el número de de maniobras de



8º CONGRESO MUNDIAL  
DE MANTENIMIENTO Y  
GESTIÓN DE ACTIVOS



21 · 22 · 23  
MAYO · 2025  
Centro de Convenciones  
Cartagena de Indias · Colombia



22º Congreso Iberoamericano de Mantenimiento  
27º Congreso Internacional de Mantenimiento y Gestión de Activos - CIMGA

aperturas aún admisibles para el interruptor 2L170 al momento de la falla era de 5218 aperturas. Considerando que el equipo está definido como de clase mecánica M2 (10000 operaciones), se puede concluir que el posible desgaste de contactos principales dadas las corrientes de falla despejas no es una causa de falla del interruptor dado que el número admisibles de apertura es menor a las 10000 operación especificadas por el equipo.

### 3. Conclusiones y Recomendaciones

Considerar como causa raíz la degradación del gas SF6 no es viable derivado de los planes de mantenimiento y verificaciones periódicas que se implementaron desde la puesta en servicio de los equipos. Sin embargo, es importante considerar para incrementar la confiabilidad de los valores del gas SF6, es necesario realizar una medición posterior a la falla para corroborar las propiedades del SF6 antes y después de los eventos operativos. La degradación del gas SF6 podría conllevar a un daño en el interruptor de potencia derivado de una falla dieléctrica.

El posible daño en componentes de la unidad ruptora como causa raíz de la falla, esta no es probable derivado de los desensambles y verificaciones funcionales realizados al mecanismo de doble movimiento, en el cual el sistema de extinción se encontraba en óptimas condiciones de operación, la posibilidad que hubiera un componente dañado en las fallas presentadas es poco probable dado que mecánicamente se corroboró el correcto funcionamiento de los componentes, no encontrando componentes fracturados o ensambles incorrectos que produjeran un problema mecánico durante la apertura del interruptor de potencia.

Finalmente, como última causa raíz de la falla, la cual fue confirmada por análisis eléctrico hecho por la Dirección de ingeniería de ISA, es la presencia de cortes de corriente de magnitudes

significativas (en algunos casos del orden de 200 A), las cuales generan exigencias transitorias en el TRV resultante de los interruptores, provocando reencendidos en los mismos. Se ha observado que dichos cortes de corriente de magnitudes significativas están asociados a la conmutación paralela de interruptores (Paralell Switching).

Posterior a conocer la causa raíz de la falla se procede a definir el siguiente plan de acción:

- Generar una temporización a uno de los interruptores de San Carlos 230 kV. Esta temporización debe ser de tal manera que los comandos de apertura que se envían a los interruptores del corte de barra y el corte central estén retrasados en 16 ms. Esta acción se debe realizar en las BL: ASUR1, ASU2, ESME1, ESME2, PURN1, PURN2.
- Implementar un sistema de seguimiento de corriente de fallas Vs Numero de operaciones para los interruptores de San Carlos 230 kV.
- Retroalimentación a ingeniería para actualizar ETN y realizar un seguimiento a los registros de corriente en otros proyectos donde se tenga una configuración de interruptor y medio (AIS y GIS) para poder comparar posibles riesgos.
- Implementar un sistema de monitoreo de humedad SF6 online para un interruptor de San Carlos como piloto.

Se puede observar en el anterior plan que la principal acción es generar un retraso entre los comandos de apertura que se envían a los interruptores del corte lateral y el corte central. Cabe resaltar, que todo el análisis de tiempos de retardo se ha realizado a partir del máximo desfase, encontrado en los registros de los eventos reales, entre las corrientes que circulan por el interruptor del corte lateral y del corte central, el cual es de aproximadamente 90°.





8° CONGRESO MUNDIAL  
DE MANTENIMIENTO Y  
GESTIÓN DE ACTIVOS



22° Congreso Iberoamericano de Mantenimiento  
27° Congreso Internacional de Mantenimiento y Gestión de Activos - CIMGA

21 · 22 · 23  
MAYO · 2025  
Centro de Convenciones  
Cartagena de Indias · Colombia



Si bien el rango analizado para los tiempos de retardo fue entre 8 ms y 20 ms, a partir del análisis realizado por la Dirección de operación, se optó por considerar un retardo de 16 ms, teniendo en cuenta que entre mayor sea el tiempo de retardo menor es el riesgo de que se presenten cortes de corriente atípicos.

Con el análisis realizado no es posible descartar la responsabilidad de los fabricantes de los interruptores, ya que ISA cuenta con varias subestaciones, en configuración de interruptor y medio, en las cuales no se ha evidenciado un impacto crítico por la conmutación paralela. Por lo tanto, la solución de generar un retraso entre el interruptor del corte lateral y del corte central, debe considerarse temporal.

Finalmente, se debe seguir profundizando en este caso para establecer la causa raíz base, que permita implementar soluciones definitivas e inclusive retroalimentar las especificaciones técnicas del interruptor, con el fin de evitar que esta situación se presente en otras subestaciones.

## REFERENCIAS

- [1] Congreso de Colombia, (1994, Jul 11). “Ley 143 de 1994”. [Online]. Disponible en [www.minenergia.gov.co/documents/10180/667537/Ley\\_143\\_1994.pdf](http://www.minenergia.gov.co/documents/10180/667537/Ley_143_1994.pdf) Referencia 2
- [2] Standard international IEC 60480 edition 2019, Guidelines for the checking and

treatment of sulfur hexafluoride (SF<sub>6</sub>) taken from electrical equipment and specification for its re-use.

- [3] Informe: TI CB 1201-23, Inspección técnica en interruptor con falla ISA COLOMBIA\_3AP1 DT 245 kV, realizado por: Eloy Banda, SIEMENS ENERGY Fábrica Querétaro El Marqués.
- [4] Análisis De Eventos Ocurridos En La S/E San Carlos, Realizado por la DIC de ISA, 2023.
- [5] Instrucciones de servicio del interruptor de potencia 3AP1 DT para tensión nominal de 245 kV, numero de fabricación: 35103486...492, SIEMENS 2007.

## AUTORES

1. Nombre del autor: Cristian Yesid Urrea Aguirre  
Cargo: Líder de Mantenimiento  
Empresa: ISA INTERCOLOMBIA  
País: Colombia  
Correo: [currea@intercolombia.com](mailto:currea@intercolombia.com)  
Celular: +57 3146868088
2. Nombre del co-autor: Alejandro Castro López  
Cargo: Analista estudios eléctricos  
Empresa: ISA  
País: Colombia  
Correo: [alcastro@isa.com.co](mailto:alcastro@isa.com.co)  
Celular: +57 3005440260