

ALINEACIÓN DE MODOS DE FALLA COMO PASO IMPORTANTE PARA UNIFICACIÓN DE ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS GEB-ENLAZA

López O. - Peña J. – Vargas D. – Jerez R.

Enlaza S.A. ESP

Email: olopezr@enlaza.red - jpena@enlaza.red –

Bogotá, D.C. – Colombia

Resumen

En el negocio de Transmisión y Distribución, las empresas suelen desarrollar listas de fallas típicas y sus respectivas acciones correctivas para sus propios activos. Buscando las mejores prácticas, el GEB – Grupo Energía Bogotá, junto con Enlaza, ARGO Energía y CONECTA, crearon un Catálogo de Fallas común. Este catálogo revela diferentes estrategias y prioridades para tratar las fallas, lo cual es esencial para comprender las diversas formas de describir los problemas y las acciones correctivas.

La consolidación en un Catálogo de Fallas exhaustivo permite comparar y verificar las descripciones de fallas, estableciendo dimensiones y matices claros para cada defecto. Es vital que los técnicos seleccionen una opción coherente al inspeccionar subestaciones y líneas de transmisión, garantizando una comprensión precisa de cada defecto listado.

Este trabajo también destaca las principales diferencias entre las estrategias y conceptos de ENLAZA, ARGO y CONECTA, proponiendo soluciones a estas divergencias. Se espera identificar oportunidades de mejora y algunas diferencias difíciles de resolver, que se tratarán como consejos basados en la normalización observada en otras empresas y países.

Introducción

La diversidad en los catálogos de fallas en los equipos de transmisión de potencia del GEB

puede dificultar la gestión interna de estos fallos. Este trabajo destaca la importancia de estandarizar los criterios de clasificación de fallas para alcanzar un entendimiento uniforme y colaborativo de los desafíos en los activos productivos. Los criterios de diagnóstico, precisos y acordados entre las filiales, son clave para este proceso.

Se realizó una prueba piloto para comparar los catálogos de fallas de los equipos REACTOR de las filiales de GEB transmisoras de energía. Esta metodología colaborativa busca identificar puntos comunes que permitan homologar las fallas, optimizando la gestión de modos de falla.

La discusión aborda tanto aspectos técnicos como la diversidad social y cultural de cada país, asegurando la uniformidad en los conceptos y mejorando la gestión de activos y confiabilidad a través de prácticas unificadas y criterios de diagnóstico consistentes.

Contexto Técnico

La capacidad instalada de Reactores en las filiales del GEB es: 259 MVar en Enlaza, 7998 MVar en Argo y 120 MVar en Conecta. La gestión temprana de estos activos es crucial para garantizar su valor a lo largo de su ciclo de vida. En el transporte de energía, la disponibilidad y fiabilidad de los activos son las métricas principales acordadas interdisciplinariamente. La integración de catálogos de fallos comunes permite una gestión preventiva y predictiva eficaz, basada

en principios de Mantenimiento Centrado en la confiabilidad.

Mantener un "diálogo técnico estándar" dentro de una organización es fundamental para la gestión integral de activos, correlacionando necesidades y requisitos de los elementos. Esto garantiza la fiabilidad de los activos a lo largo de su ciclo de vida, asegurando que la información relevante y las acciones correctas se implementen de manera eficiente. Haciendo foco en los conceptos universales [3], la Figura 2 muestra cómo se correlacionan las necesidades de las partes interesadas y los requisitos de los elementos o activos.

diferentes, pero con bases conceptuales maduras dentro de los equipos de especialistas.

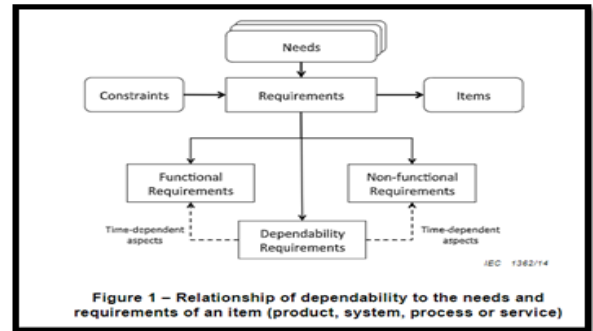


Fig. 2. IEC 60300 - 1 Gestión de la confiabilidad

Al aplicar este estándar [4] en las empresas, los puntos de mayor generación de valor para el diagnóstico y toma de decisiones en los diferentes niveles técnicos son los MODOS DE FALLAS de los diferentes tipos de activos, y por lo tanto se logra un nivel de entendimiento rápido y preciso, que a su vez genera valor de manera orgánica dentro de todos los grupos técnicos de las empresas del GEB, debido a que los modos de fallas son puntos comunes en una etapa temprana (Figura 3) que pueden generar banderas para anticipar comportamientos de riesgos en el desempeño de los activos y costos en la etapa de Opex. Todo esto puede asegurar una mayor probabilidad en la operación eficiente y longevidad en los activos.

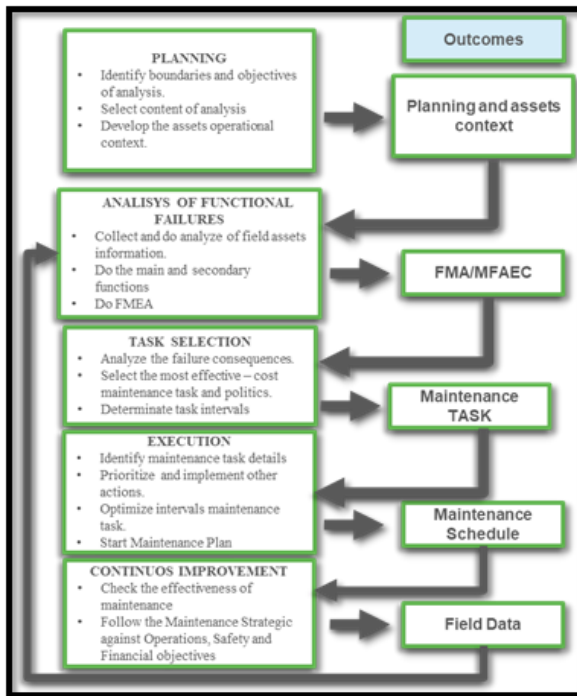


Fig. 1. Actividades de la estrategia de mantenimiento de la norma IEC 60300 -3-11 para conseguir disponibilidad y fiabilidad

En este punto, la pregunta principal se centra en: ¿Cuál ha sido la estrategia central para los activos dentro de la organización? Para ello, el Mantenimiento Centrado en la confiabilidad [4] (Figura 1), se identificó como una constante para los tres países, con procesos de madurez

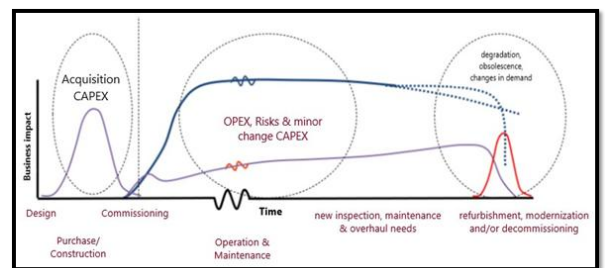


Fig. 3. Ciclo de vida del activo

Debido a los múltiples tipos de activos, la evaluación de criticidad de los activos [10] fue tomada transversalmente para priorizar la homologación de modos de falla; cabe destacar que los activos son evaluados en cinco

dimensiones de impactos financieros, operacionales, de mantenimiento, ambientales y humanos, frente a la materialización de un modo de falla razonablemente probable. Dentro de la evaluación de criticidad de subestaciones, se toma el resultado con mayor impacto (muy alto) en cualquiera de las dimensiones, para evitar promediar y reducir el impacto real.

El resultado de la evaluación de criticidad para Subestaciones de Transporte (CR_Et_SE) en la empresa GEB (filial Enlaza) se indica en las figuras 4 y 5.

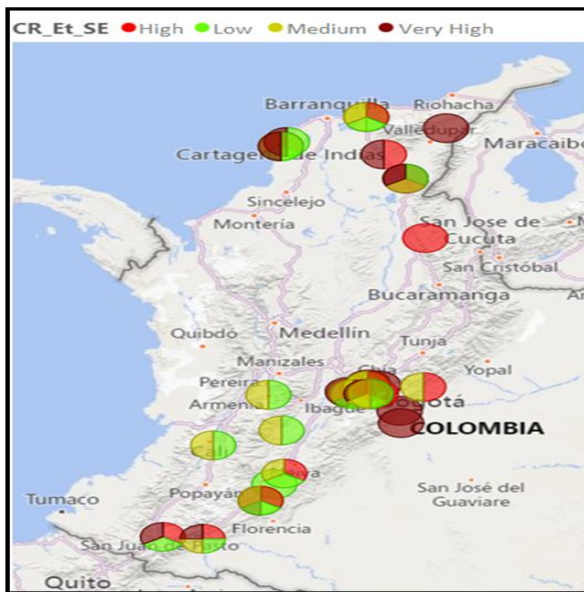


Fig. 4. Distribución geográfica de la criticidad

La evaluación de la criticidad se define por zonas geográficas (Crit_Zona): 2CEN (Central), 2SOC (Suroeste), 2NRT (Norte) y 2OCC (Oeste).

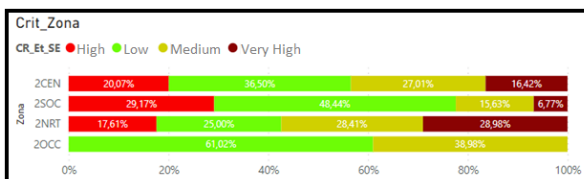


Fig. 5. Criticidad de los activos por zona

Como ejemplo ilustrativo, en la Figura 5 para la Zona Norte (2NRT), la evaluación mostr

que 25% de sus activos tienen Criticidad Baja, 28,41% Media, 17,61% Alta y 28,98% Muy Alta.

Dada la alta criticidad de los reactores, este trabajo se centra en estos equipos de potencia, cruciales para los tres países en la fase inicial del análisis modal de fallas. Un reto fundamental en la normalización a nivel empresarial fue establecer puntos técnicos comunes para los distintos activos, utilizando la norma ISO 14224 adaptada a sus necesidades específicas para la construcción de la taxonomía, descrita jerárquicamente en la Figura 6.

Además, se enfrentó el desafío de implementar un nuevo ERP (Enterprise Resource Planning) con módulos integrados para la gestión de activos. Esta comprensión también implica la integración de nuevos activos en todos los países, destacando la relevancia de las normas técnicas para mantener la coherencia y eficiencia en la gestión de activos.



Fig. 6: Taxonomía – ISO 14224

Análisis del modo de fallo del reactor

Un Reactor eléctrico es un dispositivo que controla y regula el flujo de energía en una red eléctrica (Figura 7), ayudando a mantener la estabilidad y a evitar problemas como la sobretensión al compensar la generación de energía capacitiva en largas líneas de transmisión de alta tensión. Se utilizan en servicio permanente para estabilizar la transmisión de energía o se conectan sólo en

condiciones de carga ligera para controlar la tensión.



Fig. 7. Reactores trifásicos Reactores trifásicos
25MVAr - 230kV

Las principales partes y accesorios de un Reactor que se definieron en los grupos de trabajo fueron:

Partes Activas:

Núcleo: Compuesto por láminas de material magnético como acero al silicio, el núcleo dirige el flujo magnético generado por la corriente eléctrica. Los modos de fallo incluyen sobrecalentamiento por pérdida de geometría, desajustes mecánicos, cortocircuitos entre láminas y puesta a tierra multipunto.

Devanados: Constituidos por conductores aislados y bobinados repetitivamente, los principales modos de fallo son sobretensión, bajo aislamiento, cortocircuitos entre espiras, pérdida de geometría y conexiones sueltas.

Medios aislantes:

Aceite dieléctrico: Este fluido con propiedades dieléctricas y térmicas específicas actúa como aislante y refrigerante, preservando los componentes internos del reactor durante su funcionamiento y almacenamiento.

Papel aislante: A base de celulosa, ofrece resistencia eléctrica, mecánica y térmica, facilitando la transferencia de calor y soportando tensiones de cortocircuito.

Protecciones mecánicas:

Relé Buchholz: Dispositivo central de protección para equipos con aceite dieléctrico que actúa en caso de acumulación de gas, aumento repentino del caudal y fugas de aceite.

Relé de presión súbita: Dispositivo diseñado para actuar rápidamente ante aumentos bruscos de presión.

Termómetro de aceite: Dispositivo para medir la temperatura del aceite dieléctrico.

Termómetro de bobinado: Dispositivo para medir la temperatura del devanado (imagen térmica).

Normalmente para la medida utiliza la conexión secundaria del transformador de corriente (TC) del Reactor definido para esta medida.

Válvula de sobrepresión: Dispositivo diseñado para actuar cuando se supera la presión interna máxima admisible.

Estos dispositivos incluyen microinterruptores de alarma, control y disparo, según sus características, necesarios para el funcionamiento seguro del Reactor.

Accesorios

- Bujes
- Ventiladores
- Panel de control de refrigeración y protección
- Depósito de conservación o expansión
- Radiadores
- Depósito principal
- Tuberías de interconexión

• Válvulas

Los sistemas de monitoreo On-Line instalados en los reactores del GEB (Figura 8) proporcionan datos sobre variables asociadas a los bujes, sistema de enfriamiento, protecciones mecánicas, aceite dieléctrico, entre otros, que al ser analizados son de gran importancia para determinar la condición actual de estos activos.

La información sobre el contenido de gas disuelto (DGA), el estado de los bujes (capacitancia, delta tangente), las temperaturas del aceite y del bobinado, entre otros, se obtiene de los sistemas de monitorización en línea (Figura 9) para analizar y predecir los modos de fallo a tiempo y aumentar así la disponibilidad y la vida útil de estos activos.



Fig. 8. Sistemas de monitorización de estado en línea

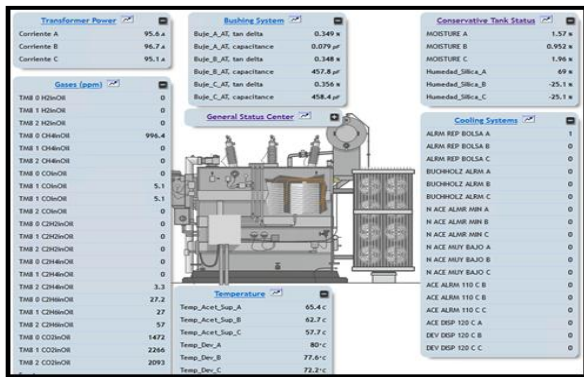


Figura 9. Sistema de Monitorización para el Mantenimiento Inteligente de Reactores (SIMMI) - 230kV

Las variables monitoreadas por estos sistemas en línea son evaluadas a través de metodologías como el Triángulo de Duval, las relaciones de Dornenburg y Rogers, y las concentraciones de gases disueltos de acuerdo con IEEE C57.104-2008 [10] (Figuras 10 y 11) que permiten evaluar la condición de los activos e identificar modos de falla como descargas parciales, descargas de baja y alta energía, fallas térmicas y eléctricas.

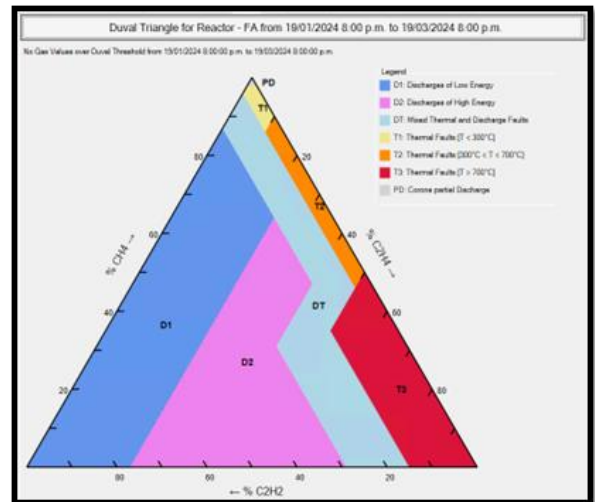


Fig. 10. Triángulo de Duval

IEEE C57.104-2008 Diagnostics for GEB El Copey 500 kV Reactor - FA TM5009655

Diagnosics	Table 1 Dissolved Gas Concentrations (Current-test record collected)										Total Combustible Gases in gas space (ppm, vol.)
Current Condition	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	H ₂ O	TCGAS	TCGAS	Total Dissolved Combustible Gases in Volume @ TCGAS
Current	0.0	0.0	0.0	3.2	49.8	0.0	2229.1	53.0	OK	0.06	0.437
Condition 1	100.0	100.0	1.0	50.0	50.0	360.0	2000.0	700.0	OK		
Condition 2	700.0	400.0	10.0	100.0	100.0	570.0	4000.0	1500.0	OK		
Condition 3	1800.0	1000.0	30.0	200.0	150.0	1400.0	10000.0	4000.0	OK		
Condition 4	>1800.0	>1000.0	>30.0	>200.0	>150.0	>1400.0	>10000.0	>4000.0	OK		

Dornenburg Ratios: R1: CH4/C2H4, R2: C2H2/C2H4, R3: C2H6/C2H2, R4: C2H6/C2H4, Thermal Fault, Corona Discharge, High Energy Along, R1ges Ratio Method, R2ges Ratio Method, R3ges Ratio Method, R4ges Ratio Method, OK

Fig. 11. Relaciones entre Dornenburg and Rogers – IEEE C57.104-2008

Los principales modos de fallo definidos por las distintas empresas para la mayoría de los reactores de potencia de subestación incluyen:

Sobrecalentamiento: puede ocurrir debido a una carga excesiva o a un diseño térmico deficiente, dando lugar a un aumento de temperatura que podría afectar a la eficiencia y a la vida útil del reactor.

Fallos de aislamiento: Los problemas en el aislamiento entre las bobinas o entre las

bobinas y el núcleo pueden provocar cortocircuitos y pérdida de eficiencia.

Sobretensiones: Las descargas atmosféricas o las maniobras en la red eléctrica pueden generar sobretensiones que superen la capacidad del reactor, causando daños.

Fallos en el núcleo: Los daños o defectos mecánicos en el núcleo magnético, como grietas o deformaciones, pueden afectar negativamente al rendimiento del reactor.

Corrosión: La exposición a condiciones ambientales agresivas puede provocar la corrosión de las partes metálicas del reactor, afectando a su integridad estructural.

La supervisión regular, el mantenimiento preventivo y las pruebas periódicas son esenciales para detectar y tratar estos modos de fallo, garantizando así la fiabilidad y durabilidad del reactor en una subestación eléctrica.

La estandarización del Catálogo de Modos de Falla [11] permite identificar con precisión las fallas potenciales que hablan el mismo idioma entre las filiales del GEB para tomar las acciones pertinentes, tal como se indica en la Tabla 1.

Metodología desarrollada

El trabajo de homologación fue desarrollado por expertos en mantenimiento, confiabilidad y gestión de activos de las empresas Enlaza (Colombia), Argo (Brasil) y Conecta (Guatemala).

La metodología se basó en identificar equipos críticos no comunes entre empresas, acordar un cronograma de trabajo priorizando la criticidad de los activos y consolidar los catálogos de fallas de cada empresa. Se generaron mesas técnicas de discusión para comparar listas de fallas, identificar elementos comunes y definir

Part Object /Component	Failure Mode/ Catalog	Validation Mechanism Failure Mode	Reference
Core	Low insulation resistance	Insulation resistance measurement.	IEEE C57.12.90 IEC 60076
	Increase in thermal energy	DGA Analysis (Dissolved Gas Analysis).	IEEE C57.104-2008 /2019
Coils	Low insulation resistance	Power Factor. Physicochemical analysis of oil.	IEEE C57.12.90 IEC 60076
	Mechanical deformation	Capacitance.	IEEE C57.106
	Energy discharges	DGA Analysis.	IEEE C57.104-2008 /2019
	Short between turns	Ohmic resistance. Excitation current.	
	Loose connections	Turns ratio test (TTR test)	
Bushings	Low insulation	Power factor. Test Tap Status Review	IEEE C57.12.90 IEC 60076
	Geometry loss	Capacitance.	
	Low Oil Level	Air tightness. Viewer status.	Visual inspection
	Oil leak from fixing flange	Packaging status. Mechanical adjustment.	Visual inspection
	Hot spot, on connection terminal	Thermography.	Field work
Buchholz Relay	Oil leak in flanks	Packaging status. Mechanical adjustment.	Visual inspection
	Stuck buoy	Test button operation.	Field work
	Presence of gases	DGA Analysis.	IEEE C57.104-2008 /2019. Visual inspection.
	Does not generate alarm and/or trip signals	Test button operation and connection check. Buchholz relay purge.	Visual inspection and Field work
Dielectric oil	High moisture content	Physicochemical analysis of oil.	IEEE C57.106
	Low dielectric strength		
	High Power Factor		
	Oil degradation		
Radiators	Oil leak	Packaging status. Mechanical adjustment. Crack in welds.	Visual inspection
	High temperature	Thermography. Valves between tank and radiator open.	Visual inspection and Field work

Tabla 1: Catálogo Posibles modos de fallo GEB

homologaciones. Estas homologaciones fueron documentadas y subidas al ERP respectivo para su estandarización.

Se estableció un mecanismo de intercambio de conocimientos y experiencias para identificar puntos comunes en modos de fallo, causas de fallo y acciones correctivas. Se consideraron los contextos de operación para cada país y tipo

de equipo, incluyendo parámetros de operación, normatividad y condiciones ambientales. Los componentes no reconocidos como similares fueron discutidos hasta llegar a un consenso.

El análisis se realizó con un equipo técnico experimentado, utilizando el juicio de expertos para acordar la inclusión de modos de falla estándar. El resultado final fue un listado detallado de modos de fallo, constituyendo conjuntos de componentes, modos de fallo, causas del fallo y acciones correctivas.

Una vez construidas las listas de modos de fallo, se realiza el ejercicio de lecciones aprendidas y se valida que las diferencias no superadas son propias del contexto operativo de cada empresa y no requieren homologación. La figura 12 se refiere al flujo de la metodología establecida.

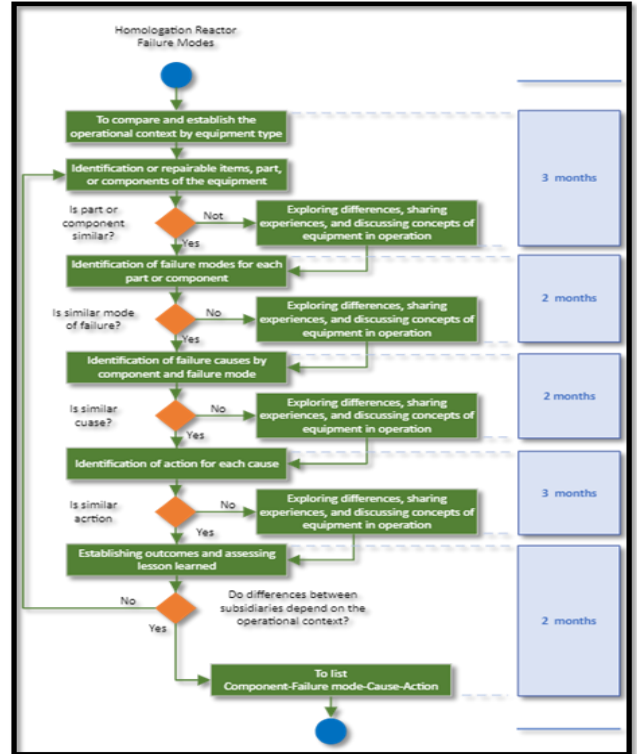


Fig. 12. Modos de fallo del proceso del catálogo de reactores

Ejemplo de aplicación

En los ejercicios de verificación y estandarización de catálogos (Componente, Modo de Fallo, Causas), Figura 13, realizados entre las filiales del GEB (Argo, Enlaza, Conecta), se generó la oportunidad de identificar elementos de catálogos que no estaban definidos en algunas filiales, en otros casos la posibilidad de completarlos y unificarlos, así como elementos comunes entre catálogos de las Filiales.

Item	Component	Fallas/Modo	Argo	Enlaza	Conecta
1	TANQUE DE EXPANSION	VAZAMENTO DE OLEO FUGA DE ACEITE	MONTAJEM INADEQUADA	FALLA HERMANA	Causas
2	RELÉ BUCHOLZ	VAZAMENTO FLANGES FUGA DE ACEITE	-	FALLA BRIDAS DE ACOPLE	FALLA BRIDAS DE ACOPLE
3	ACEITE DIELECTRICO	ELEVADO TEOR DE GAS COMBUSTIVEL INCREMENTO GENERACION CONTENIDO DGA	DEFECTO TERMICO NO OLEO	DEVIACIONES ANÁLISIS DGA CRITICA	PRUEBAS DGA (CROMATOGRAFIA GASESCRITICA)
4	PARTE ACTIVA	CIRCUO CIRCUITO NUCLEO ENROLAMIENTO CIRCUO CIRCUITO BOBINA Y NUCLEO	BAIXA ISOLACAO	SORRETIENSION	DISMINUCION AISLAMIENTO
5	BUJE	AUMENTO CAPACITANCIA DESVIACION EN LA CAPACITANCIA	UNIDADE EXCESSIVA	CONTAMINACION HUMEDAD TAP DE PRUEBA	TAP DE PRUEBA CON HUMEDAD
6	SILICA GEL	SATURADA SILICA DECOLORADA	UNIDADE EXCESSIVA	SILICA CON HUMEDAD	SILICA CON HUMEDAD

Fig. 13. Ejercicio de normalización del catálogo (Componente, Modo de Fallo, Causas).

La normalización del Catálogo de Fallos se llevó a cabo mediante la actualización del sistema de gestión de la empresa GEB (ERP), como se muestra en la Figura 14.

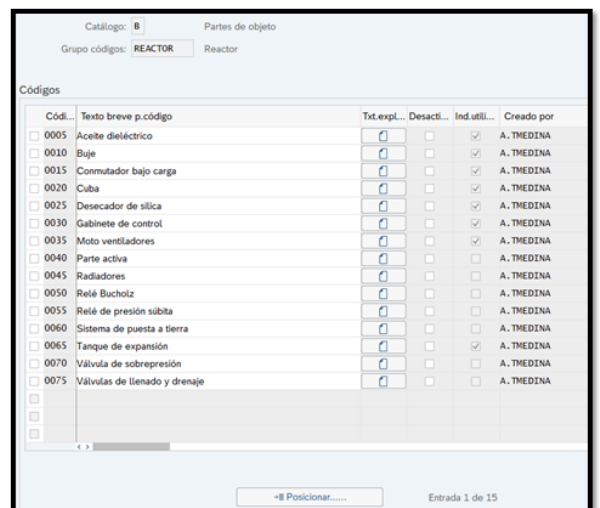


Figure 14. Standardization of the Fault Catalog – ERP



intervenciones, además de facilitar el historial para los análisis de fiabilidad y mantenibilidad, entre otros.

Ventajas identificadas de la Homologación del catálogo de averías entre empresas

1. Comunicación Efectiva y Transferencia de Conocimientos: La homologación ha mejorado la comunicación entre empresas, permitiendo la transferencia de conocimientos y experiencias entre expertos, y la estandarización de conceptos y estrategias de mantenimiento.
2. Optimización de Recursos y Planificación de Mantenimiento: La homologación facilita la asignación eficiente de recursos, evitando reprocesos, optimizando la planificación de mantenimiento preventivo y predictivo, y reduciendo los tiempos de mantenimiento correctivo.
3. Resiliencia y Coordinación del Sistema Eléctrico: La colaboración entre empresas en la homologación de modos de fallo refuerza la resiliencia del sistema eléctrico, permitiendo una acción rápida y coordinada ante imprevistos, y minimizando el impacto en la continuidad del suministro eléctrico.

Estos mensajes clave reflejan cómo la estandarización y colaboración en la gestión de activos mejoran la eficiencia operativa, la fiabilidad del sistema y la capacidad de respuesta ante fallos.

Continuidad del plan de trabajo y retos

La hoja de ruta, planificada para ejecutarse en 12 meses, ha logrado importantes victorias tempranas, especialmente con los reactores. Este plan demanda un enfoque planificado, colaborativo y participativo para asegurar la homologación a largo plazo y establecer un estándar ampliamente aceptado que añada valor a la gestión de activos. La homologación de modos de fallo presenta retos que requieren

una gestión cuidadosa para asegurar la sostenibilidad del desarrollo y resultados, incluyendo la adaptación a la diversidad de equipos y tecnologías, y la consideración de experiencias técnicas, operativas y regulatorias de cada empresa.

Conclusiones

La homologación de los modos de fallo en los equipos de transmisión de energía es un paso crucial para mejorar la gestión de fallos a nivel empresarial. Trabajando conjuntamente para desarrollar un enfoque común, las empresas pueden aumentar la fiabilidad del sistema eléctrico, optimizar los recursos y reforzar la resistencia ante los retos del entorno operativo.

La posibilidad de unificar criterios a través de mesas de trabajo permite compartir experiencias y conocimientos entre filiales desde distintos aspectos: Técnico, medioambiental, social y cultural. La colaboración lleva a fortalecer lo construido individualmente porque la suma de experiencias permite identificar acciones para controlar las fallas de lo que no fue reconocido como tal porque aún no ha sucedido, anticipando estos nuevos controles a las fallas.

Este documento es comprometido con la colaboración y la adopción de buenas prácticas estandarizadas para enfrentar retos comunes en la gestión de fallas en el sector de transmisión de energía de los países donde operan las diferentes filiales donde opera el Grupo Energía Bogotá.

Referencias

- [1] Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL – (Resolução Normativa N 906, de 8 Dezembro de 2020)
- [2] UNE-EN 13306:2018. Maintenance terminology

- [3] IEC 60300 - 1 Dependability Management
- [4] IEC 60300 - 3-11 Dependability management part 3- 11: Application Guide- Reliability Centered Maintenance
- [5] D.Vargas – D.Ortiz ¿Caso de Éxito? Resultados tras aplicar RCM sistemáticamente durante 10 años. (CIMGA 2021 – Congreso Internacional de Gestión de Activos)
- [6] IEC 60076-1-2013 - Power transformers - Part 1: General
- [7] IEC 60076-6-2010 - Power transformers – Part 6: Reactors
- [8] ISO 14224: Second Edition – Petroleum, Petrochemical and Natural Gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment
- [9] ISO 55001: Assets Management principles and terminology (First Edition – 2014-01-2015)
- [10] IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, C57.104, Ed 2008 and 2019
- [11] SMRP – Best Practices – maintenance & Reliability Body of Knowledge (5th Edition)

Autores

Oscar Alfonso López: Óscar Alfonso López Rueda: Ingeniero Electrónico de alto desempeño certificado como Profesional en Ingeniería de Mantenimiento y Confiabilidad SMRP (CMRP), certificado como Gestor de Mantenimiento y Confiabilidad ACIEM (CGMC) y certificado en Gestión de Activos en la norma SB-PAS-55 del IAM, Magister en Ingeniería de Confiabilidad, Mantenibilidad y Riesgo, con más de 24 años en el ejercicio de la profesión. Cinco años de experiencia en el negocio de transmisión de energía eléctrica y catorce años en la industria oil and gas.
Dirección residencia: Carrera 20 No. 158-40 Floridablanca (S)
Dirección oficina: Carrera 9 No. 73-44 Bogotá
Celular: 3184631947

José René Peña: Ingeniero Electricista especializado en Gerencia de Mantenimiento, certificado en Gestión de Activos en la norma SB-PAS-55 del IAM, experiencia en implementación, certificación, sostenimiento y mejora continua de Sistemas de Gestión de Activos bajo norma ISO 55001. Auditor interno certificado en normas ISO 55001, 9001, 14001 y 45001. Experiencia en coordinación y liderazgo como ingeniero de mantenimiento de líneas de transmisión de alta tensión. Experiencia y conocimientos como líder de implementación y usuario funcional del módulo PM de SAP para gestión de mantenimiento preventivo y correctivo.

Dirección residencia: Carrera 67 No. 95-26 Bogotá
Dirección oficina: Carrera 9 No. 73-44 Bogotá
Celular: 3213122420

Diego Fernando Vargas Ospina: Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Colombia y Magister en Ingeniería de Confiabilidad y Riesgo de la Universidad de las Palmas de Gran Canaria España. Especialista en Ingeniería de Producción y Operaciones y Especialista en Finanzas de la UPTC. Con 18 años de experiencia liderando el mantenimiento en sectores como Energía Eléctrica, Minero Siderúrgico y Químico incluyendo la implementación de áreas de ingeniería de confiabilidad y la gestión de mantenimiento alineados con la ISO 55001.

Dirección oficina: Carrera 9 No. 73-44 Bogotá
Celular: 3213122420

Ronald Jerez Fonseca: Ingeniero egresado de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia de Colombia. Experiencia de 13 años en la reparación y mantenimiento de equipos inductivos como Transformadores y Reactores de potencia hasta 500kV, 6 años de experiencia en el área de Confiabilidad Eléctrica para equipos de Potencia en los sectores Siderúrgico y de transmisión eléctrica en procesos de mantenimiento predictivo y centrado en confiabilidad.

Dirección residencia: Carrera 15 #18-74 Sogamoso (Boyacá)

Dirección oficina: Carrera 9 No. 73-44 Bogotá
Celular: 3213098295