

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD APLICADO A UN TRANSFORMADOR FALLADO POR LA ACUMULACIÓN DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

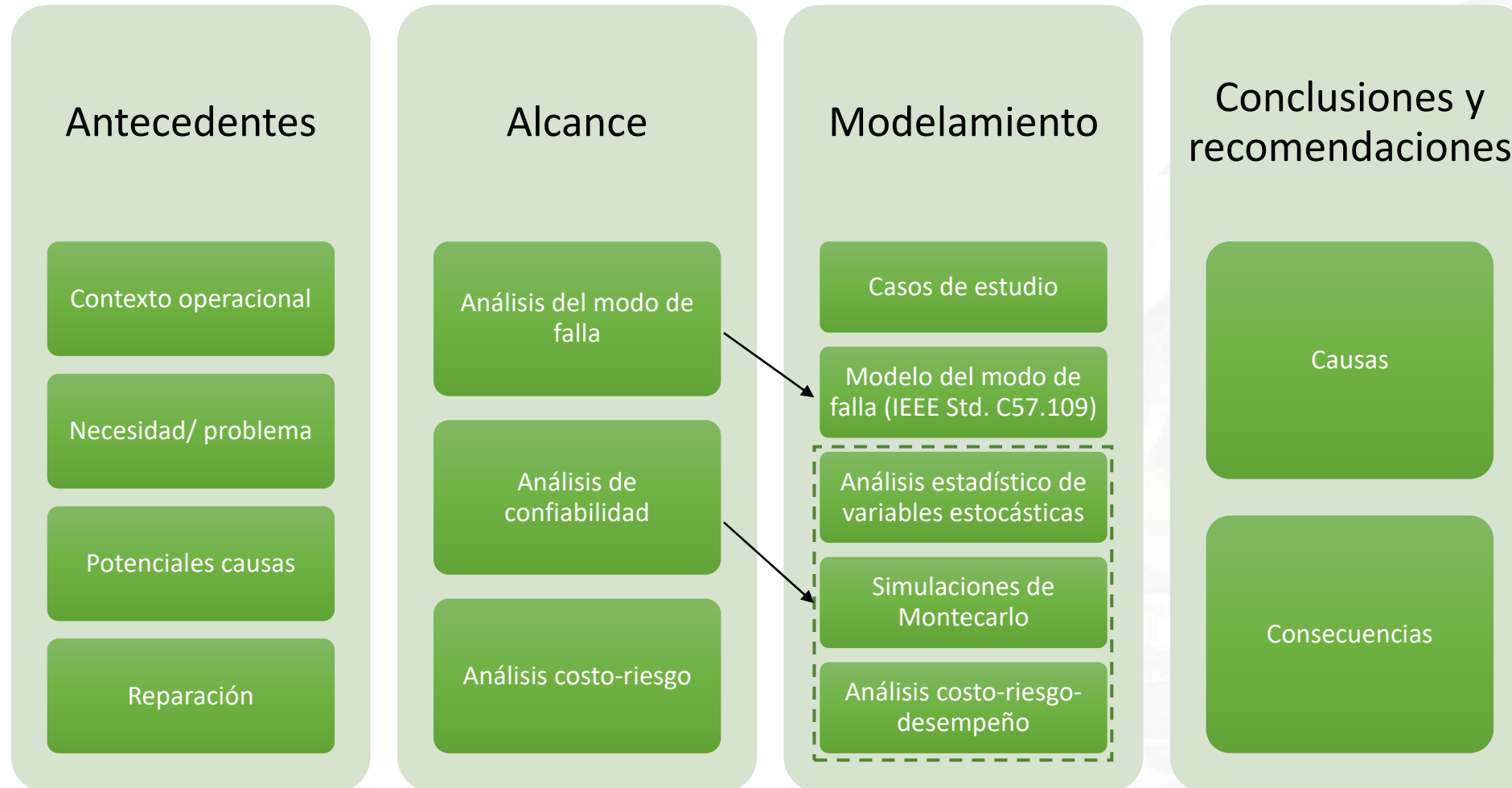
VP Proyectos e Ingeniería
Gerencia Centros de Excelencia Técnica
Unidad Ingeniería de Proyectos 2

VP Transmisión y Distribución
Gerencia Transmisión y Distribución Energía
Unidad Subestaciones y Líneas T&D



Falla TRF1 230/44 kV subestación Malena

Contenido



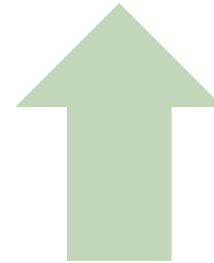
- Transición energética
- Economía circular
- Rentabilización de operaciones
- Transformación digital

Alcance



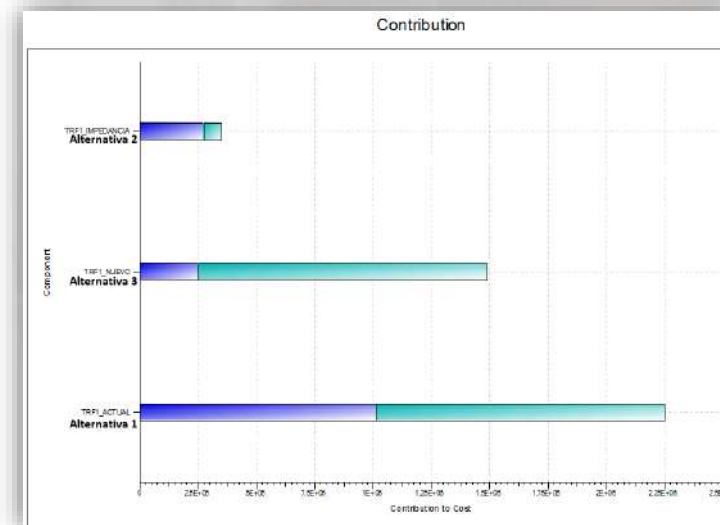
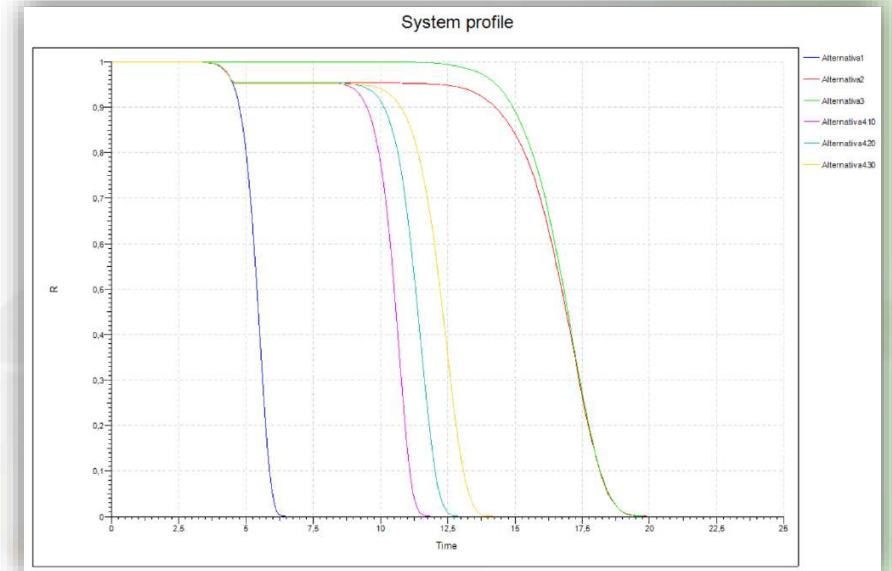
Necesidad/problema

- Desgaste/fatiga mecánica
- Fallas recurrentes de los circuitos de 44 kV



Confiabilidad

- Toma de decisión
- Alternativa de solución
- Costo-riesgo-desempeño



- Transición energética
- Economía circular
- Rentabilización de operaciones
- Transformación digital

Antecedentes

TRF1 220/44 kV:

1 de septiembre de 2019 (00:07) → Apertura por falla en la fase T del devanado terciario → compromete el devanado de 44 kV

Duración del evento: 6,5 h.

TRF2 44/13.2kV:

1 de septiembre de 2019 (22:01) → Apertura por falla en celda 13.2kV causado por una zarigüeya

Duración del evento: 4,25 h

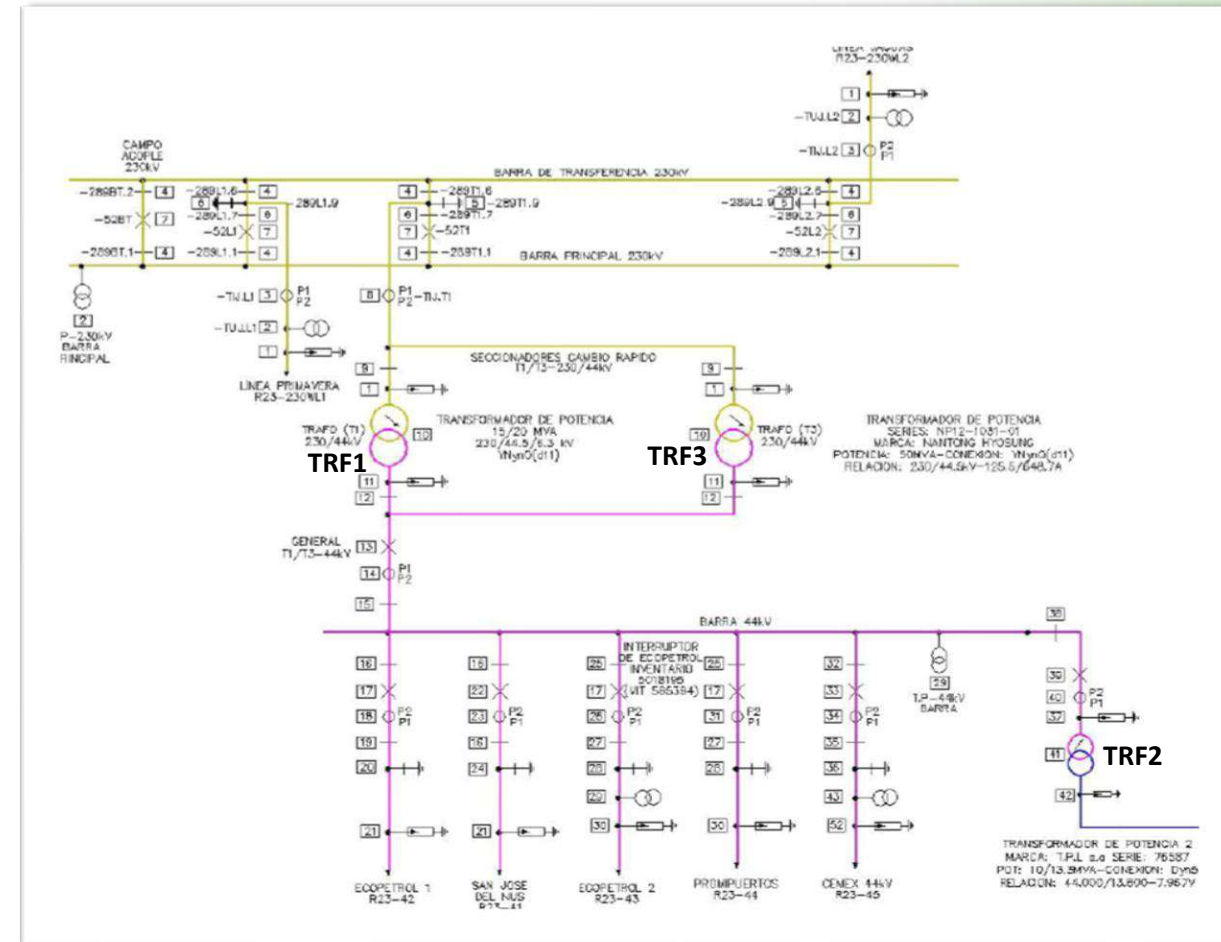
Impacto

Fiestas de aniversario del municipio de Puerto Berrío

No se pudieron realizar.

Racionamiento

Sector petrolero, zona industrial, zona urbana y rural



Antecedentes

Identificación del problema

Potenciales causas

Alta tasa de fallas de los circuitos de 44 kV

El transformador no posee una alta capacidad de soportabilidad de cortocircuito

Esfuerzos electrodinámicos en los devanados (desplazamiento y deformación)



Aceleran la fatiga mecánica en los devanados



Falla



Antecedentes

Reparación

Explorer:

- Retiro permanentemente de los devanados terciarios ✓
- Repotenciación de los devanados de baja tensión (44 kV) ✓
- Reemplazo de las láminas afectadas del núcleo ✓
- Se realizan pruebas al transformador (impulso tipo rayo) ✓
- El transformador reparado es puesto en servicio a finales del año 2020. ✓



Casos de estudio

Alternativa de solución 1. Reponer el TRF 1 cuando falle:

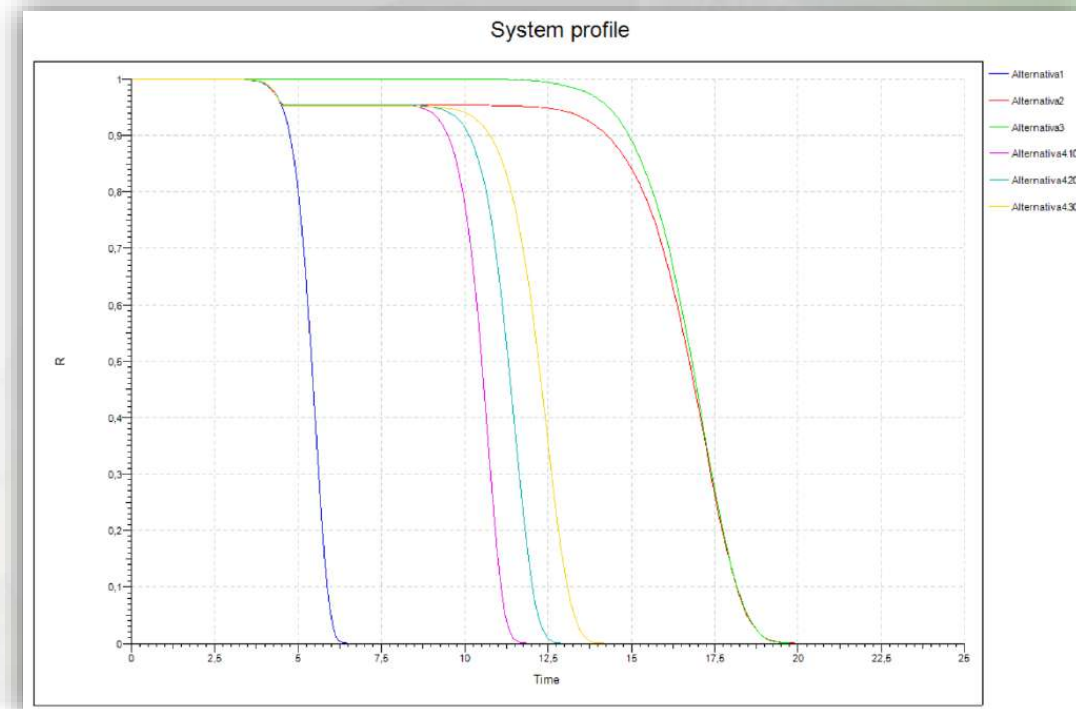
- No tomar ninguna medida adicional y esperar a que este falle.

Alternativa de solución 2. Instalación de una impedancia a los TRF 1 y 3:

- Instalación de una impedancia de 10 ohm conectada al neutro.

Alternativa de solución 3. Reemplazar el TRF1 por uno nuevo:

- Transformador nuevo que reemplace el transformador 1.
- Con una mayor soportabilidad a las corrientes de cortocircuito.
- Sin devanado de compensación.



Modelo del modo de la falla

Selección del modo de falla

- Fatiga mecánica del transformador debido a la acumulación de las corrientes de fallas de los circuitos asociados.

Modelamiento del modo de falla ajuste a IEEE Std. C57.109-1993 (R2008)

- El tiempo hasta la falla del transformador es función de:
 - Categoría del transformador
 - Impedancia del transformador (11,19%)
 - Forma de conexión de devanados (Delta o Estrella)
 - Tiempos de despeje de fallas (protecciones)
 - Tipo de falla y fases falladas
 - Intensidad de la corriente de falla
 - Número de fallas
 - Tiempo de servicio del transformador, fatiga acumulada
 - Salud del activo
 - Temperatura previa de los devanados previo a las fallas
 - Cargabilidad transformador

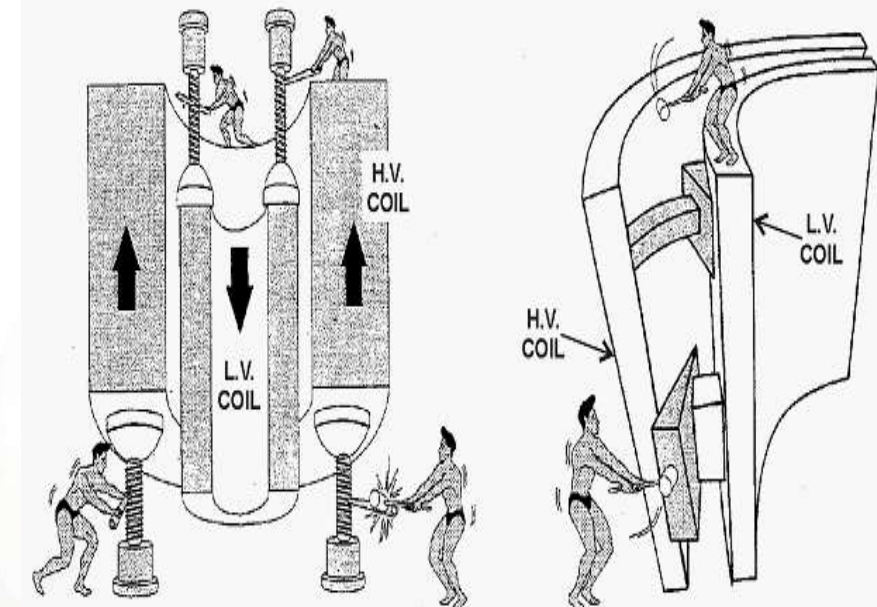


Figure 1 – Transformer Internal Forces

<https://electrical-engineering-portal.com/when-transformer-has-a-stomach-pain-and-wants-to>

Modelo del modo de la falla

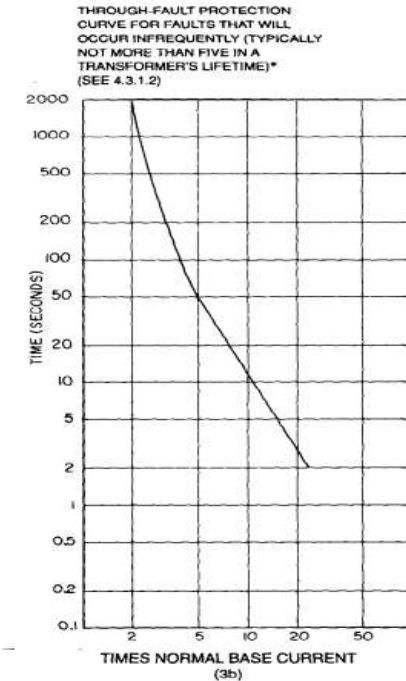
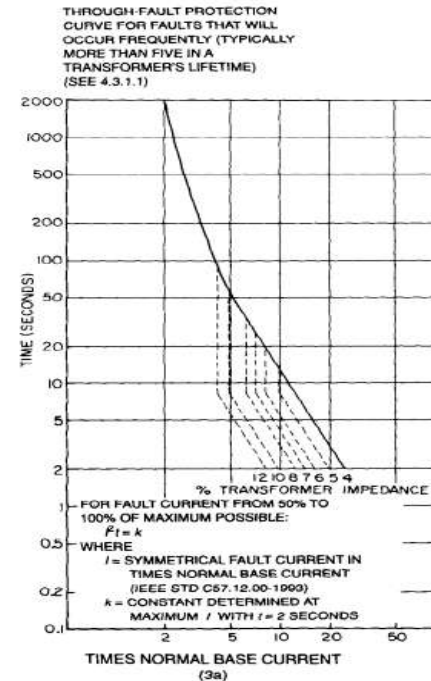
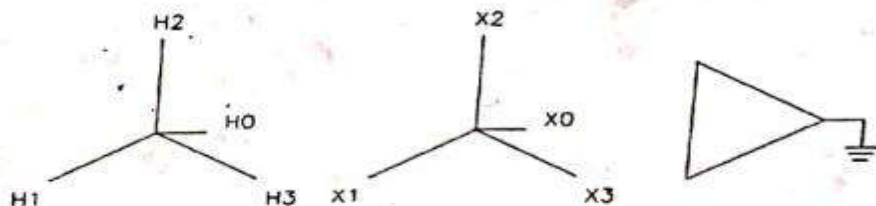
TRANSFORMER THROUGH-FAULT-CURRENT DURATION

IEEE
Std C57.109-1993

Table 1 – Transformer categories

Category	Single phase (kVA)	Three phase (kVA)
I*	5 to 500	15 to 500
II	501 to 1667	501 to 5000
III	1668 to 10 000	5001 to 30 000
IV	Above 10 000	Above 30 000

GRUPO DE CONEXIÓN
YNyn0(d11)

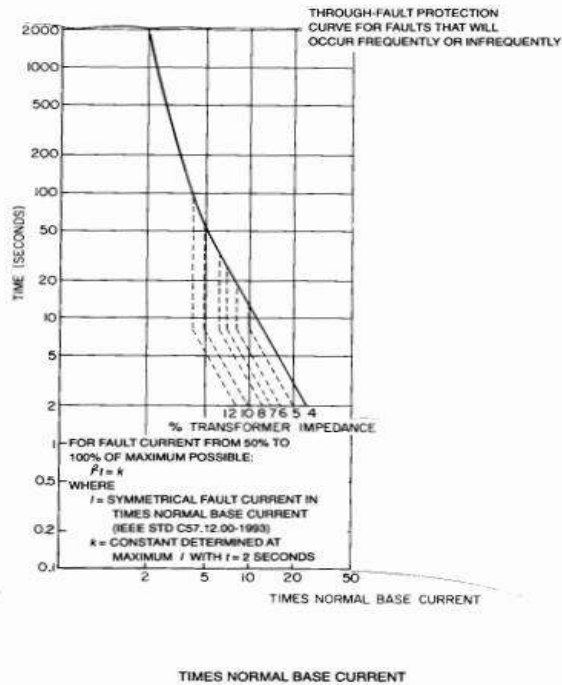


NOTES

- 1—Sample $I^2t = k$ curves have been plotted for selected transformer short-circuit impedances as noted in 3a.
- 2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figure 3— Category III transformers
1668 to 10 000 kVA single-phase
5001 to 30 000 KVA three-phase

Modelo del modo de la falla



NOTES
1—Sample $I^2t = k$ curves have been plotted for selected transformer short-circuit impedances as noted.
2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figure 4—Category IV transformers
above 10 000 kVA single-phase
above 30 000 kVA three-phase

$$K_{max} = 2n \times \left(\frac{1}{Z_{cc_pu}} \right)^2 = \sum_{j=1}^J t_j \times \left(\frac{i_{cc_j}}{I_{nom}} \right)^2$$

K_{max} = Fatiga máxima permitida.

Z_{cc_pu} = Impedancia de cc en p.u

n = Número de fallas permitidas durante la vida el activo.

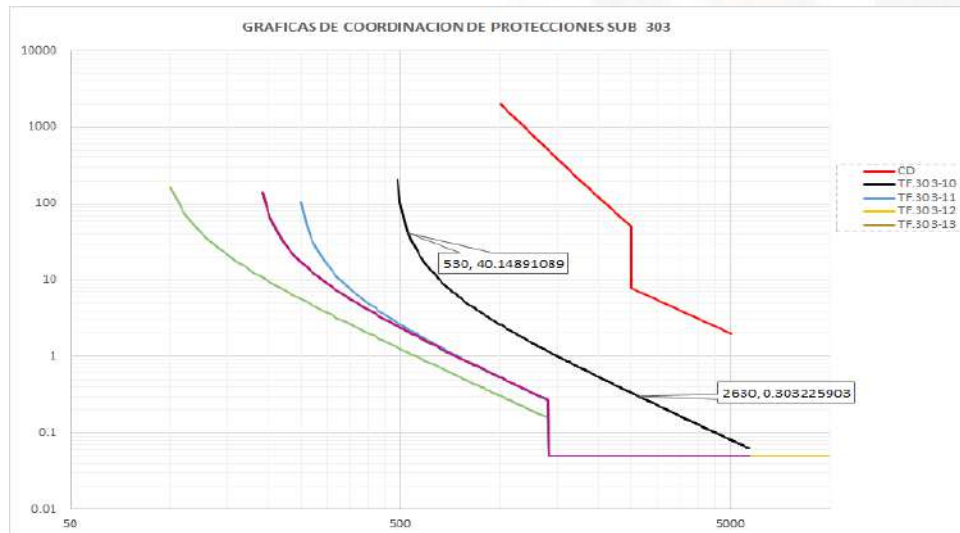
I_{nom} = Corriente nominal del devanado.

i_{cc_j} = Corriente de cortocircuito para falla j-esima

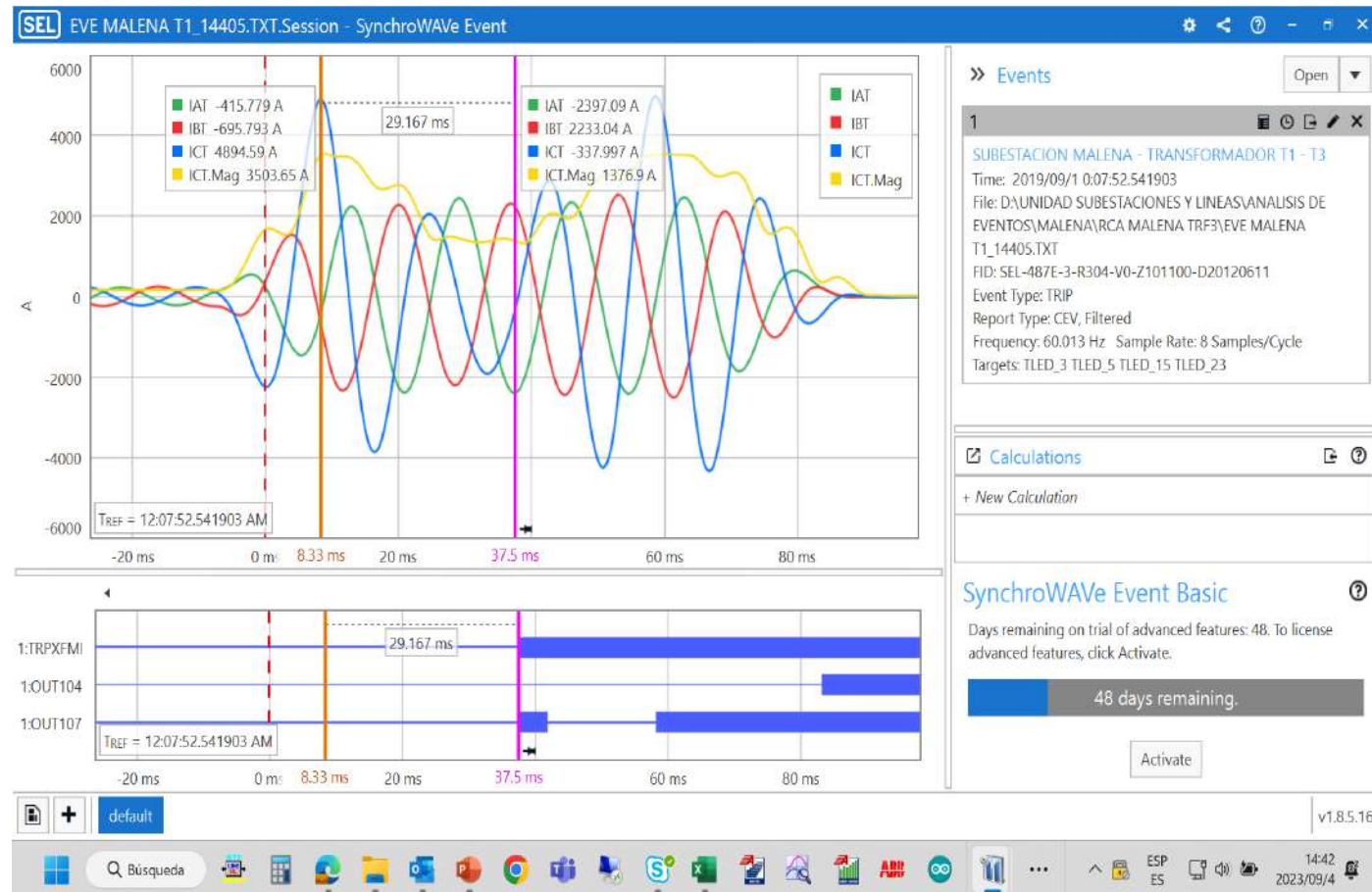
t_j = tiempo de despeje de la falla j-esima

J = número de fallas totales

$$k = t \times \left(\frac{i_{cc}}{I_{nom}} \right)^2$$



Modelo del modo de la falla

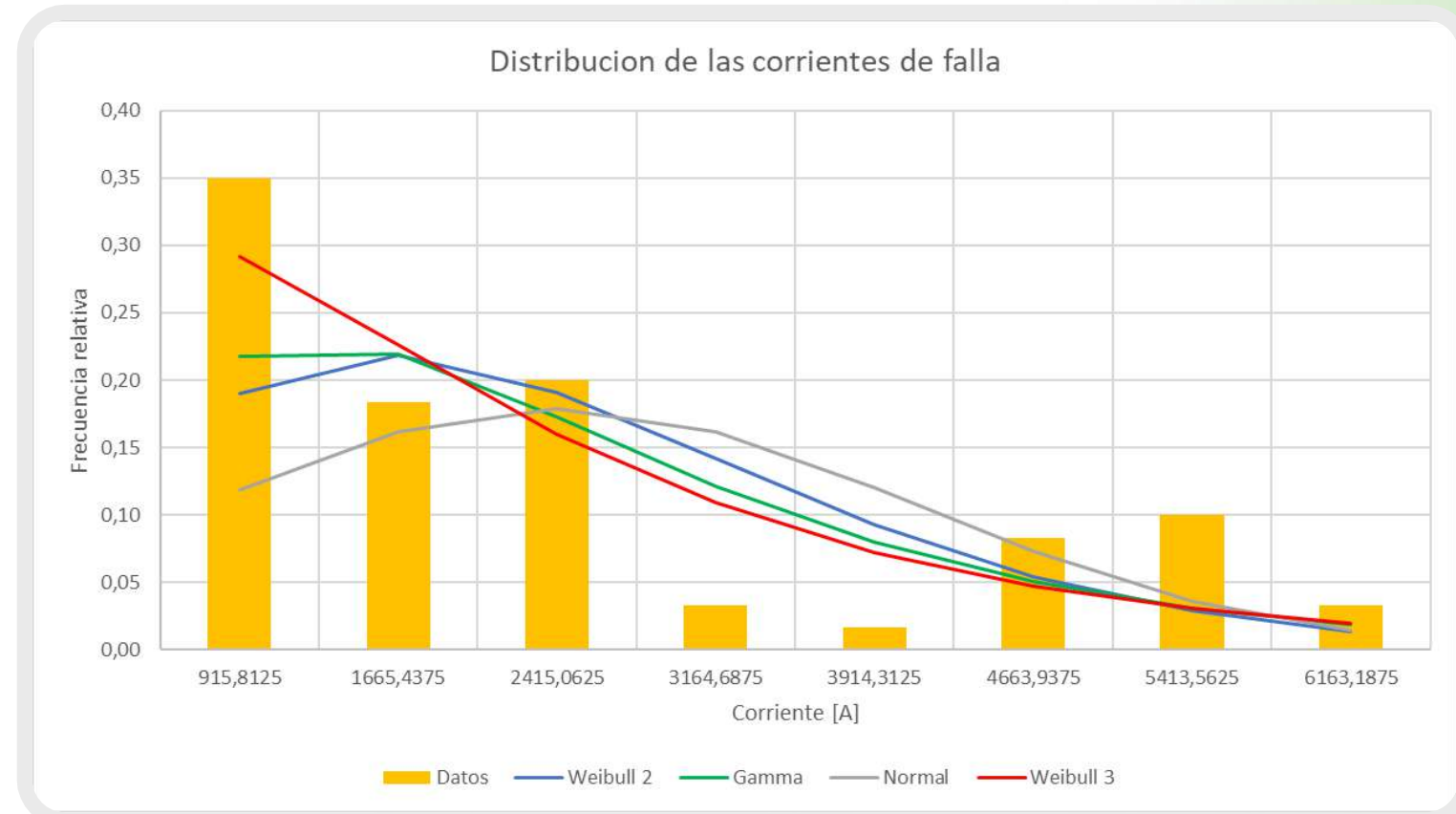


Análisis estadístico de variables estocásticas



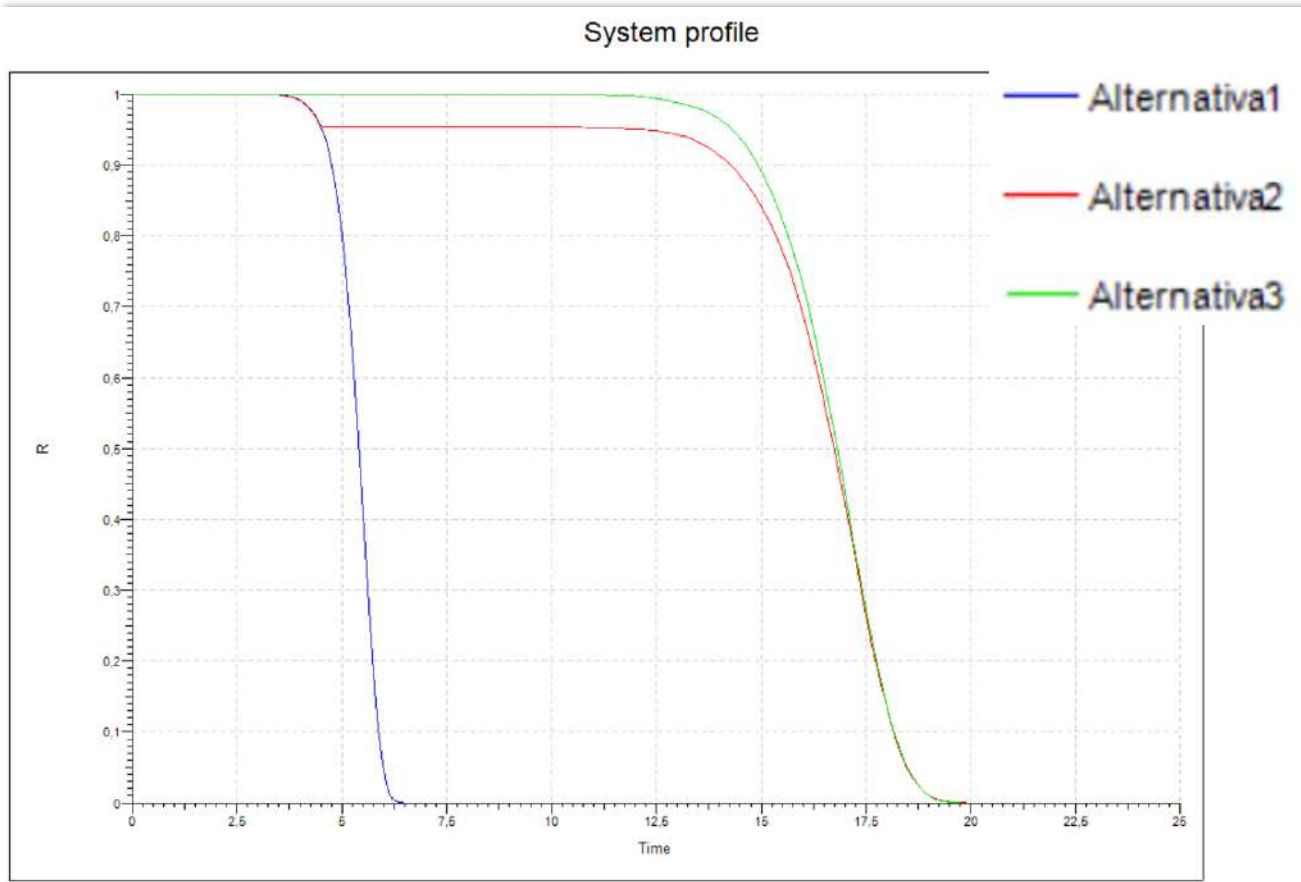
Análisis estadístico

- Simulaciones Montecarlo --> Tiempo hasta el fallo
- Variable estocástica: magnitud de las corrientes de falla
- Tasa de falla (129 fallas/año) (5 veces más de lo común)
- Selección y ajuste de las funciones de distribución de probabilidad de las corrientes de falla:
 - Prueba de bondad de ajuste χ^2
 - Mayor ajuste Weibull 3
 - Gamma mayor practicidad y error < 0.5% vs Weibull 3
- Tipo 1 (sin impedancia limitadora)
- Tipo 2 (con impedancia limitadora)

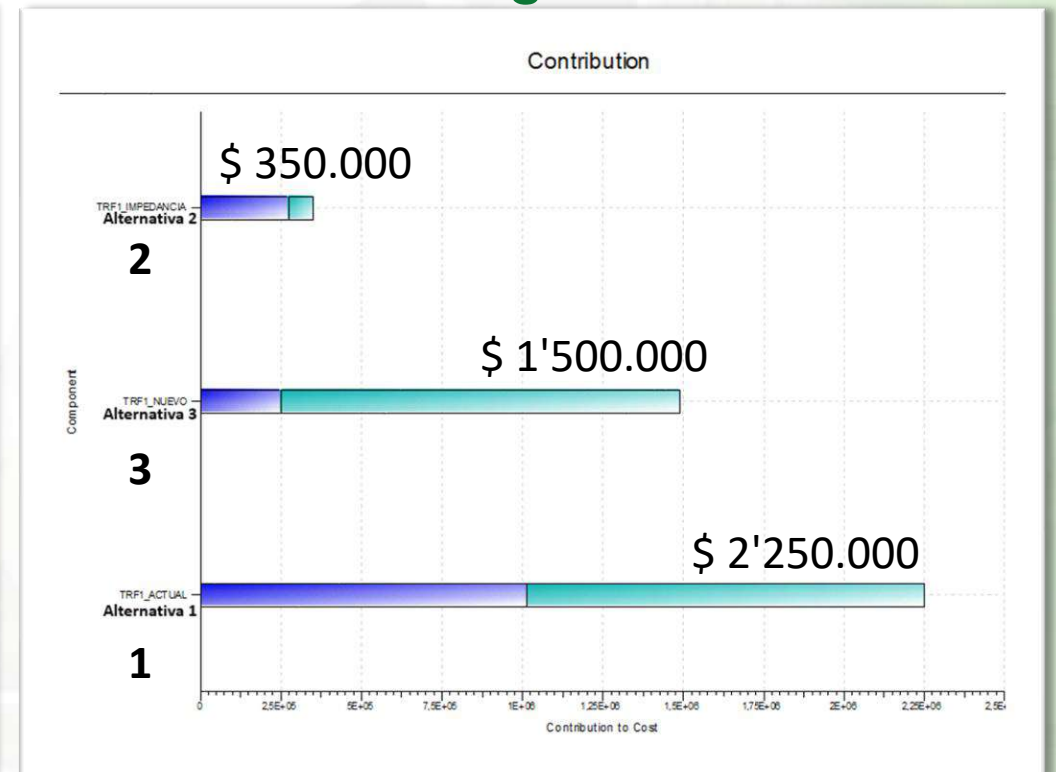


Análisis costo-riesgo-desempeño

Análisis de confiabilidad TRF1



Análisis costo-riesgo

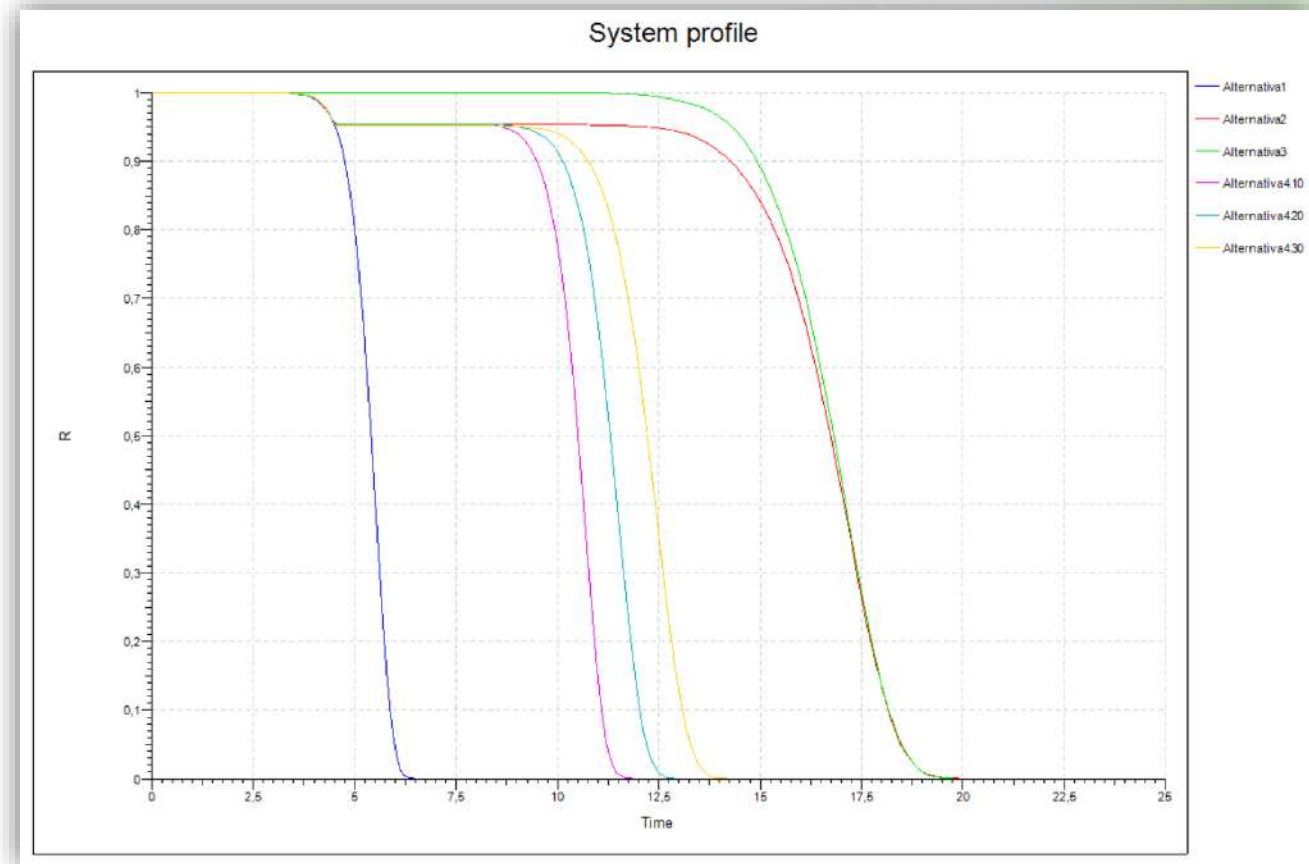


Análisis costo-riesgo-desempeño

Caso adicional de estudio:
Mantenimiento de las redes de distribución

Caso adicional de estudio	4a	4b	4c
Reducción tasa de fallas (%)	10%	20%	30%
Tiempo hasta la falla (años)	6 → 11.4	6 → 12.3	6 → 13.5

Resultados muy similares se obtendrían si se restringen o eliminan los recierres automáticos y cierres manuales sin identificación previa de la falla.



Conclusiones y recomendaciones

1. Gestionar acciones de **mantenimiento** sobre las redes de distribución con el fin de **disminuir su alta tasa de fallas**.

- Aumentar el tiempo de los recierres a 2.5 minutos.
- Para aquellos circuitos en los que no se pueda gestionar el mantenimiento:

Restringir o eliminar los recierres automáticos y cierres manuales hasta la identificación y reparación de las fallas en las redes.

2. Instalar una **impedancia** de 10 Ohm (TRF1 y TRF3) con el fin de **limitar la magnitud de las corrientes de cortocircuito**

- Proyecta una confiabilidad superior al 70% en los próximos 10 años (TRF1).
- Tiempo medio hasta el fallo de 12.7 años (TRF1).

3. Implementar estos análisis en etapas tempranas con el fin de precaver las fallas.

4. La metodología es aplicable a otros equipos.

10° Encuentro de Proveedores y Contratistas Grupo EPM V Edición Jornadas Técnicas

- Transición energética
- Economía circular
- Rentabilización de operaciones
- Transformación digital

¡Gracias!

Grupo·epm