

# Índices de confiabilidad de transformadores de potencia de subestaciones de distribución

En este artículo se presentan índices de confiabilidad y modelos probabilísticos de falla y reparación para transformadores de potencia que alimentan sistemas de distribución de 34.5 y 13.8 kV, los cuales se obtuvieron a partir de información operativa de dos poblaciones de equipos actualmente en servicio en Colombia.

\*Por Ing. Carlos J. Zapata, Ing. Omar J. Hernández

## Introducción

El transformador de potencia es el equipo más importante de una subestación de distribución de energía eléctrica dado que, primero, este componente es el enlace entre el sistema generación – transmisión que alimenta al sistema de distribución local (SDL), segundo, es el activo más costoso de la subestación y, tercero, las salidas de servicio a las que es sometido debido a eventos programados o no programados implican largos tiempos de indisponibilidad.

Los análisis de confiabilidad de transformadores de potencia pueden clasificarse en:

- Estudios para diseño y desarrollo de estos equipos, sus componentes y materiales.
- Estudios de poblaciones de equipos en servicio donde se determinan las principales causas de indisponibilidad y sus índices de confiabilidad.

El primer tipo de estudio interesa principalmente a los fabricantes de estos equipos y el segundo a los operadores de los sistemas de potencia.

Con respecto al segundo tipo de estudio, es importante aclarar que gran parte de los resultados publicados en la literatura técnica corresponden a trabajos realizados en países desarrollados donde las condiciones ambientales y operativas son muy diferentes a las existentes en Colombia, por lo cual, sus resultados no pueden extrapolarse a nuestro medio. Por esta razón, en este artículo se presenta a los operadores de los SDL colombianos, información sobre la confiabilidad de dos poblaciones de transformadores de potencia de subestaciones de distribución actualmente en servicio en nuestro país.

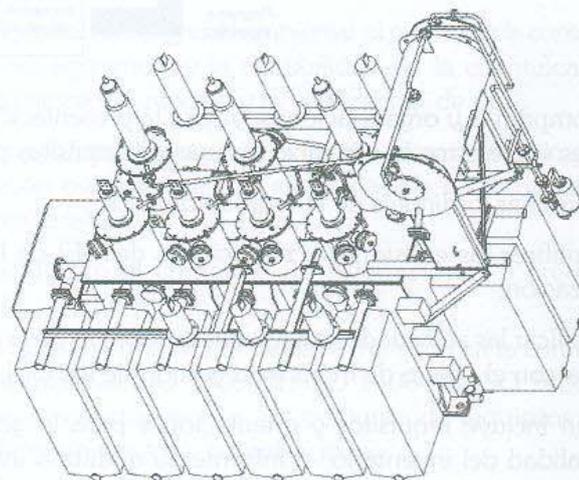


Fig. 1 Transformador de potencia alta/media tensión.

## Fuente de información

Como información para la ejecución del estudio, se utilizaron los archivos operativos de un SDL colombiano en los cuales se registran los mantenimientos preventivos y correctivos ejecutados a los equipos de 60 subestaciones.

## Poblaciones de componentes estudiadas

Tipo de transformador	Cantidad	%
115/13.8 kV	84	80.8
115/34.5 kV	20	19.2
Total	104	100.00%

Cada una de las poblaciones estudiadas conforma un grupo de componentes típicos o de características similares.

Sin embargo, debe aclararse que estos grupos no son totalmente homogéneos pues los componentes que los conforman

presentan diferencias en edad, valores nominales de potencia (20 a 30 MVA) y proceden de diferentes fabricantes.

**Clasificación de las salidas de servicio**

Tipo de salida	115/13.8 kV		115/34.5 kV	
	#	%	#	%
1. Salidas no planeadas	58	34.5238	12	36.3636
1.1 Fallas	56	33.3333	12	36.3636
1.1.1 Disparo por protecciones eléctricas	19	11.3095	2	6.0606
1.1.2 Disparo por protecciones mecánicas	21	12.5000	3	9.0909
1.1.3 Disparo por temperatura	1	0.5952	1	3.0303
1.1.4 Falla no especificada	5	2.9762	4	12.1212
1.1.5 Otras fallas (Rotura buje, falla en dispositivo de protecciones pararrayos)	10	5.9524	2	6.0606
1.2 Intrusión de animales	2	1.1905	0	0.0000
2. Salidas planeadas	110	65.4762	21	63.6364
2.2 Mantenimiento preventivo	110	65.4762	21	63.6364
2.2.1 Mantenimiento general con gruebas	110	65.4762	21	63.6364
Total	168	100.00	33	100.00

**Participación de las salidas en el tiempo total de indisponibilidad**

Tipo de salidas	115/13.8 kV	115/34.5 kV
Planeadas	91.9949%	90.0546%
No planeadas	8.0051%	9.9454%
Fallas	7.9738%	9.9454%

**Índices de confiabilidad de un componente**

Índice	Unidad	115/13.8 kV	115/34.5 kV
Tasa de salidas $\lambda_c$	Salidas/año	0.5002	0.4126
Tasa de fallas $\lambda_f$	Fallas/año	0.1667	0.1500
Tiempo medio para salida MTTO	Años/salida	1.9992	2.4235
Tiempo medio para falla MTTF	Años/falla	5.9998	6.6665
Disponibilidad operacional $A_o$	%	99.9595	99.9674
Disponibilidad inherente $A_i$	%	99.9968	99.9968
Indisponibilidad operacional $U_o$	Horas/año	3.5457	2.8594
Indisponibilidad inherente $U_i$	Horas/año	0.2827	0.2844
Tiempo medio para restauración MTTRS	Horas/restauración	7.0915	6.9318

Tiempo medio para reparación de salida no planeada MTTRU	Horas/reparación	1.6443	1.8958
Tiempo medio para reparación r	Horas/reparación	1.6964	1.8958
Tasa de restauraciones $\mu_r$	Restauraciones/año	1235.3	1263.7
Tasa de reparaciones $\mu$	Reparaciones/año	5163.9	4620.7

Las fórmulas para calcular estos índices se presentan en artículos de confiabilidad de componentes publicados en ediciones anteriores de la revista Mundo Eléctrico.

**Modelos de falla y reparación (95% de confianza)**

Modelo	115/13.8 kV	115/34.5 kV
Reparación del componente [Horas]	Lognormal $\mu = -0.3152$ $\sigma = 1.2955$	Lognormal $\mu = -0.1245$ $\sigma = 1.1332$
Falla del grupo [fallas/día]	Proceso de Poisson Homogéneo $\lambda = 0.0473$	Proceso de Poisson Homogéneo $\lambda = 0.0085$
Falla de un componente [fallas/día]	Proceso de Poisson Homogéneo $\lambda = 5.6310E-04$	Proceso de Poisson Homogéneo $\lambda = 4.2500E-04$

El modelo de reparación de un componente es la distribución de probabilidad de los tiempos de reparación de todos los eventos no planeados que implicaron acciones de mantenimiento correctivo y se obtiene mediante los procedimientos de ajuste de datos a una distribución descritos en textos de probabilidad y estadística.

El modelo de falla del grupo es el proceso estocástico puntual de los eventos no planeados que afectan a los componentes de un grupo. El procedimiento para obtener este modelo se presenta en el artículo "Análisis de la evolución de la confiabilidad de lotes de componentes reparables" publicado en la revista Mundo Eléctrico.

El modelo de fallas de un componente es un proceso estocástico puntual que se obtiene descomponiendo el parámetro de escala de la función de intensidad del modelo de falla del grupo de componentes de la siguiente manera:

- Si el modelo de falla del grupo de componentes es un proceso de Poisson Homogéneo (PPH) con parámetro  $\lambda_G$ , el proceso de fallas de un componente es un PPH con parámetro  $\lambda_c = \lambda_G / x$ .
- Si el modelo de falla del grupo de componentes es un

proceso Power Law (PPL) con parámetros  $\lambda_G$  (escala) y  $\beta_G$  (forma), se asume que el proceso de fallas de un componente individual es un PLP con parámetros  $\lambda_C = \lambda_G / x$  y  $\beta_C = \beta_G$ .

De otra parte, si la confiabilidad del SDL se valora mediante la técnica de bloques de frecuencia y duración, cada componente se puede modelar mediante los índices  $(\lambda, r)$ ; si se utilizan cadenas de Markov, se utilizan los índices  $(\lambda, \mu)$ .

### Conclusiones y recomendaciones

1. La mayor parte de las salidas que afectan la disponibilidad de los transformadores de potencia utilizados en subestaciones de distribución corresponde a eventos planeados de mantenimiento preventivo, los cuales representan por lo menos el 60% del total de eventos de salida y el 90% del tiempo total de indisponibilidad.
2. La mayor parte de los eventos no planeados que se presentan en los transformadores de potencia utilizados en subestaciones de distribución corresponden a fallas que son detectados por las protecciones eléctricas y mecánicas del equipo.
3. Los tiempos de reparación de estos equipos están alrededor de 2 horas, esto considerando que en las subestaciones se cuenta con suplencia activa o pasiva para estos equipos. De otra parte, el tiempo promedio para restauración de una salida planeada o no planeada es de aproximadamente 7.0 horas.
4. En general, se espera que se presente una falla en uno de estos equipos cada 6 años.
5. Las componentes de las poblaciones analizadas se encuentran en promedio en su periodo de vida útil, pues su proceso de llegada de eventos aleatorios que afectan su disponibilidad es estacionario y completamente aleatorio. ⚡

### Bibliografía

1. CIGRE, Power System Reliability Analysis – Application Guide, 1987.
2. IEEE, Standard C57.117, Guide for reporting failure data for power transformers and shunt reactors on electric utility power systems, 1986.
3. IEC, Standard 61710, Power law model – Goodness-of-fit test and estimation methods, 2000.
4. Billinton R, Allan R. N, Reliability Evaluation of Power Systems, second edition, Plenum Press, 1996.

5. Ascher H, Feingold H, Repairable systems reliability: Modeling, inference, misconceptions and their causes, Marcel Dekker, 1984.
6. Rigdon S. E, Basu A. P, Statistical methods for the reliability of repairable systems, Wiley, 2000.
7. Zapata C. J, Confiabilidad de sistemas eléctricos, Universidad Tecnológica de Pereira, 2006.
8. Kurtz C, Ford G, Vainberg M, “Managing aged transformers”, T&D World, 2005.
9. Li W, Vaahedi E, Mansour Y, “Determining number and timing of substation spare transformer using a probabilistic cost analysis approach”, IEEE Trans. on Power Systems, July, 1999.
10. Kogan V. I, Fleeman J. A, Provanzana J. H, Shih C. H, “Failure analysis of EHV transformers” IEEE Trans. on Power Delivery, April, 1988.
11. Kogan V. I, Roeger C. J, Tipton D. EH, “Substation distribution transformers failures and spares” IEEE Trans. on Power Systems, November, 1996.
12. Hernández O. J, “Análisis de confiabilidad de transformadores de potencia”, Proyecto de Grado de Especialización, Universidad de los Andes, 2007.

*\*Ing. Carlos J. Zapata G. Es Ingeniero Electricista de la Universidad Tecnológica de Pereira (1991) y magíster en ingeniería eléctrica de la Universidad de Los Andes (1996). De 1991 a 2002 laboró para Consultoría Colombiana S. A. Desde el año 2001 labora como docente e investigador en la Universidad Tecnológica de Pereira. Es miembro de IEEE y CIGRE. cjzapata@utp.edu.co*

*\*Ing. Omar J. Hernández C. Es Ingeniero Electricista de la Universidad de la Salle (2004) y Especialista en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía eléctrica de la Universidad de los Andes (2007). Desde 2003 ha estado vinculado con Fyr Ingenieros. omarjavierh@yahoo.com*

*Este trabajo es resultado de la cooperación entre los grupos de investigación “Potencia y Energía” de la Universidad de los Andes y “Planeamiento de Sistemas Eléctricos” de la Universidad Tecnológica de Pereira.*