

CASO DE ESTUDIO:

ESTUDIO DE SAGS EN BARRA INDUSTRIAL COMPARTIDA EN ST BELÉN

Escrito por Jean Carlo Quesada Aparicio, Aroon Sanabria Torres, 2025-12-07.

SINOPSIS

La tipificación de los sags por magnitud, duración y tipo permite cuantificar estas perturbaciones en los sistemas de potencia y resulta especialmente relevante cuando existen interacciones entre circuitos a través de barras compartidas, como es el caso del alimentador industrial de la Empresa Distribuidora 1 conectado a la barra de media tensión de la subestación Belén. Sobre un año de mediciones, los resultados ofrecen un panorama mes a mes de la ocurrencia y la severidad de los sags, además de mostrar su comportamiento según la causalidad aparente de los eventos.

SAGS DE VOLTAJE

Una caída de tensión (sag voltage) es una disminución repentina de la tensión mientras la carga permanece conectada a la alimentación, la cual puede ser provocada por fallas o aumentos súbitos de cargas importantes. Entre sus características relevantes se encuentra la magnitud que es la tensión eficaz (rms) neta, expresada en porcentaje o en por unidad así como la duración de la caída que es el tiempo durante la cual la tensión posee un valor bajo, normalmente menos de 1 segundo. [1]

Los sags se deben principalmente a cortocircuitos aguas arriba o abajo del punto de acoplamiento, arranque de motores, conexiones de transformadores y bloques de carga. Los cortocircuitos producen sags relativamente constantes, mientras que la conexión de equipos de potencia generan sags más variables. Según sea la causa pueden afectar una, dos o las tres fases, por ejemplo, los arranques suelen implicar las tres fases mientras que la conexión de un transformador de potencia puede desbalancear una o dos fases. [2]

Entre las medidas para mitigar los sags en el sistema de distribución se puede mencionar sustituir líneas aéreas por cable subterráneos los cuales son menos propensos a fallas pero con reparaciones más prolongadas, utilizar conductores recubiertos y de guarda, aplicar la poda de árboles en circuitos con alta presencia de vegetación, aumentar el nivel de aislamiento y reforzar tanto las inspecciones como el mantenimiento. [3]

IMPACTO DE UN SAG EN UNA BARRA COMPARTIDA DE MEDIA TENSIÓN

Los sags de tensión en el bus de una subestación durante fallas en los alimentadores pueden analizarse usando un modelo de divisor de voltaje, donde la tensión durante la falla es:

$$V_{bus} = V_{prefalla} \cdot \frac{Z_f}{Z_f + Z_s}$$

- Z_s = impedancia de la fuente (transformador + subtransmisión).
- Z_f = impedancia del alimentador hasta el punto de falla.
- Las fallas más cercanas al bus y las fuentes más débiles (mayor Z_s) producen sags más profundos.

Tipos de falla y sus impedancias

- Falla trifásica → usa $Z_f = Z_{f1}$. Es la que causa los sags más severos.
- Falla monofásica a tierra → usa $Z_f = \frac{2Z_1 + Z_0}{3}$. Es la menos severa.

Aproximaciones típicas:

- Alimentadores aéreos: 1 Ω/milla (0.6 Ω/km) para fallas a tierra.
- Transformador de subestación: 1 Ω (aprox. 7–8 kA de corriente de falla).

Número de sags por año

El número anual de sags por debajo de un nivel V_{sag} se estima con:

$$S(V_{sag}) = n_f \cdot \lambda \cdot \left(1 - \frac{Z_s}{Z_f} \cdot V_{sag} \right)$$

donde:

- n_f = número de alimentadores del bus
- λ = tasa de fallas por milla por fase
- Z_f = impedancia del alimentador
- Z_s = impedancia de la fuente
- V_{sag} = nivel de sag en pu (0–1)

La ecuación muestra que los sags aumentan con:

- Más alimentadores
- Mayor tasa de fallas
- Fuentes más débiles (Z_s grande)
- Niveles de sag menos profundos (por ejemplo 0.9 pu)

La distribución de las caídas de tensión según esta ecuación se muestra en la Figura 2-8 para algunos parámetros comunes. De este análisis sobre las caídas de tensión se desprenden varios puntos, los sags en un sistema eléctrico pueden variar por

varias razones. En redes de 15 kV, las fallas que ocurren a más de 2–3 millas casi no afectan el bus, de modo que el tramo inicial del alimentador es el que más influye. En sistemas de mayor tensión, como los de 34.5 kV, las caídas suelen ser más severas porque la impedancia del transformador es más alta y la corriente de falla disponible es menor.

Las fallas trifásicas producen descensos de tensión mucho más profundos que las monofásicas, aunque estas últimas ocurren con mayor frecuencia. Los sistemas subterráneos también tienden a presentar sags más pronunciados, ya que sus cables tienen menor impedancia y permiten corrientes de falla más elevadas. A esto se suma que la cantidad de alimentadores conectados al bus incrementa directamente el número de eventos. Un transformador con menor impedancia o con mayor capacidad MVA ayuda a mitigar el impacto de los sags. En cuanto al bus tie, su posición —abierto o cerrado— no cambia demasiado el total de sags, porque sus efectos se equilibraran. Por último, mantener una tensión prefalla un poco más alta puede reducir la profundidad del sag y evitar que equipos sensibles se disparen. [4]

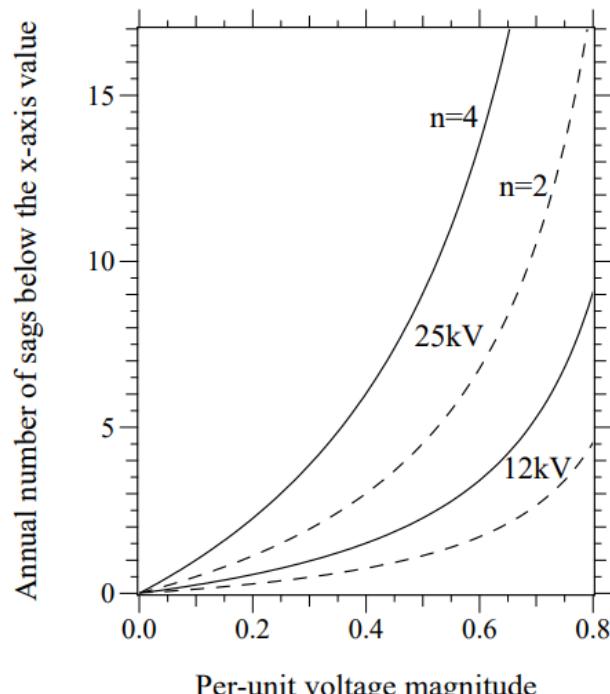


Figura 2-8. Distribución acumulativa de caídas de tensión en barras de subestación por año para las condiciones dadas (25 MVA, transformador del 10 %, alimentador de 500 kcmil, $n = 2$ o 4 alimentadores desde la barra, $\lambda = 1$ falla/fase/milla de línea principal/año, suponiendo únicamente fallas a tierra) [4]

Cuando varios alimentadores comparten una misma barra, un sag producido por una falla en cualquiera de ellos afecta simultáneamente a todos los circuitos conectados, incluso si no están directamente involucrados en la falla. Esto ocurre porque la caída

de tensión en la barra depende de la impedancia de la fuente y de la ubicación de la falla, y se propaga a toda la barra de forma instantánea. Así, compartir barras aumenta la exposición conjunta a sags y eleva el riesgo de que múltiples cargas sensibles en diferentes alimentadores sufren perturbaciones al mismo tiempo. [4]

CASO REAL

La subestación Belén presenta una configuración de barras de media tensión capaz de respaldarse entre transformadores de potencia a través del enlace de barras, según el operador del sistema así lo requiera. A su vez, cada barra comparte alimentadores con otras empresas distribuidoras como es el caso de la Empresa Distribuidora 1 con la Empresa Distribuidora 2. Para este caso particular, existe un circuito industrial propio de la Empresa Distribuidora 1 que experimenta caídas de tensión repentinas.

El análisis se limita a conocer el comportamiento de sags de este circuito de distribución según los datos proporcionados por la Empresa Distribuidora 1, para un año específico, sin realizar la distinción entre un sag interno y externo debido a la naturaleza de la subestación. La razón principal radica en la existencia de barras que pueden enlazarse bajo la responsabilidad del operador del Sistema Eléctrico Nacional y la falta de control de los circuitos aledaños por parte de la Empresa Distribuidora 1.

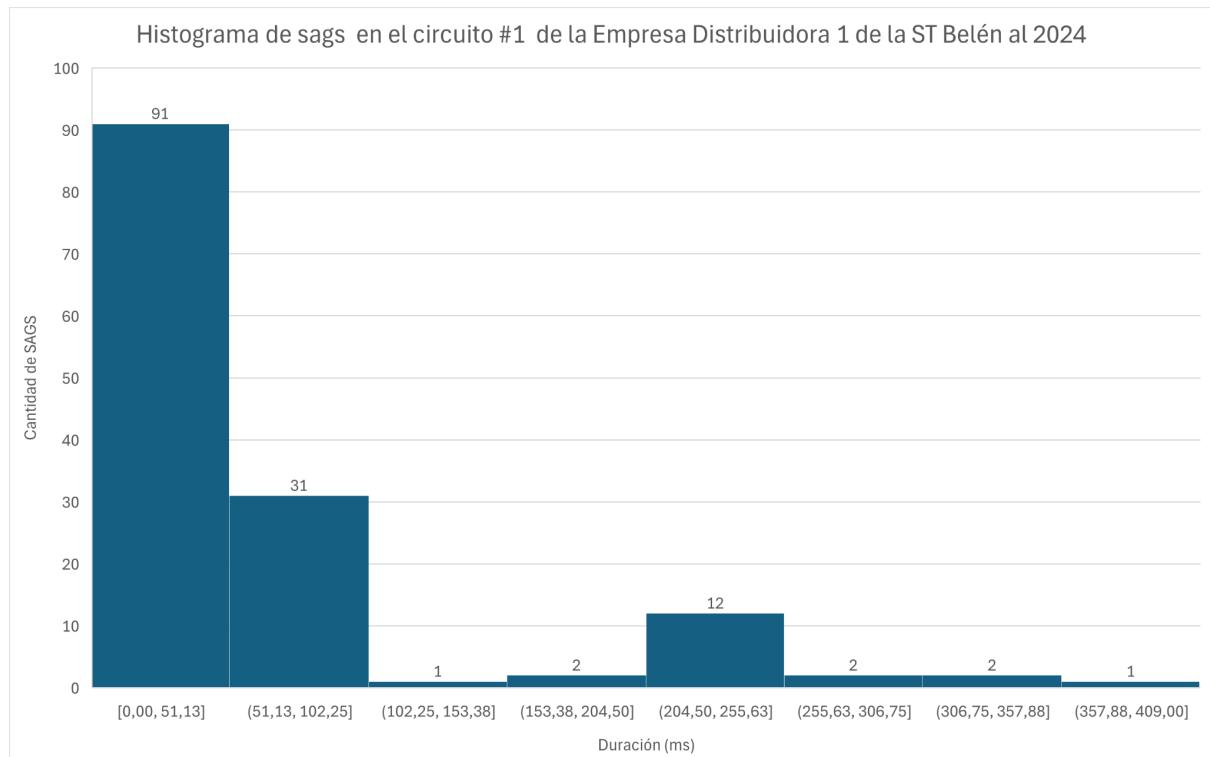


Figura 1: Histograma de sags para el circuito 1 de la Empresa Distribuidora 1 en una de las barras de media tensión de la subestación Belén para el año 2024.

Con la información suministrada, se filtraron las caídas de tensión según su duración en un histograma para entender la distribución temporal de los sag en el alimentador,

tal como se muestra en la Figura 1. A nivel general, para el 2024 no se superaron los 30 ciclos de duración por lo que, se pueden catalogar como sags instantáneos.

La mayoría de los sags duran menos de 100 ms, por lo que pueden deberse a fallas resueltas por reclosers o maniobras en el sistema de distribución donde su impacto en los equipos depende de la tolerancia que posea cada uno. El grupo de 100 a 410 ms pueden indicar eventos que tardaron más en ser despejados como reintentos de reclosing, fallas en protecciones o contactos en el tendido eléctrico debido a ramas o animales.

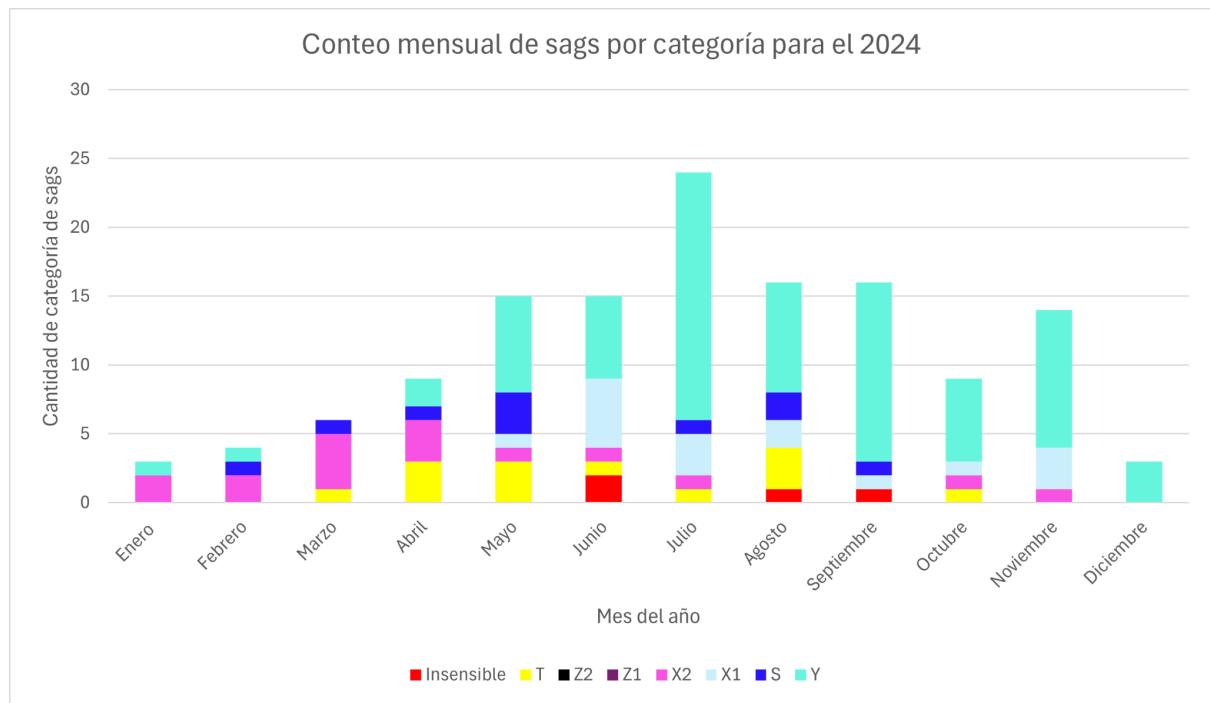


Figura 2: Histograma del conteo mensual de sags por categoría según la NRS 048-2 para el circuito 1 de la Empresa Distribuidora 1 en una de las barras de media tensión de la subestación Belén para el año 2024.

A partir del historial mensual de sags, que incluía la duración y la magnitud de cada evento en porcentaje, se clasificaron los casos según las categorías establecidas en la norma NRS 048-2. Observando la figura 2, el análisis mostró que julio fue el mes con la mayor cantidad de sags, predominando los de tipo Y, es decir, aquellos con magnitudes superiores al 70% de la tensión nominal y con duraciones entre 20 ms y 3000 ms.

CONCLUSIÓN

El impacto de un sag en una barra compartida de media tensión resulta significativo, dado que la caída de voltaje originada por una falla en cualquier alimentador se refleja de inmediato en todos los circuitos conectados a dicha barra. La severidad del sag

depende principalmente de la impedancia de la fuente, la distancia eléctrica a la falla y el tipo de falla, siendo las trifásicas las más profundas.

En barras con numerosos alimentadores, la probabilidad de eventos aumenta de forma proporcional; además, en sistemas de media tensión más elevados (24,94 o 34,5 kV), los sags suelen ser más severos debido a la mayor impedancia relativa del transformador. Los primeros kilómetros del alimentador son los que más influyen en la magnitud del sag, y los circuitos subterráneos generan caídas más profundas por su menor impedancia.

Aunque la barra se encuentre seccionada o el *bus tie* esté abierto, el efecto global tiende a equilibrarse: se afectan menos circuitos, pero la fuente resulta eléctricamente más débil. En conjunto, un sag en barra compartida provoca perturbaciones simultáneas en múltiples alimentadores, afectando equipos sensibles y elevando la probabilidad de disparos, lo que hace crítico su análisis para la confiabilidad del sistema de distribución.

LISTA DE REFERENCIAS

- [1] Y. Li, C. Mao, B. Zhang and J. Zeng, "Voltage Sag Study for a Practical Industrial Distribution Network," 2006 International Conference on Power System Technology, Chongqing, China, 2006, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICPST.2006.321905.
- [2] D. F. París Valencia, "Simulación y análisis de los diferentes tipos de sags producidos en sistemas trifásicos de distribución," Proyecto de grado para optar por el título de Ingeniería Electrónica, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Los Andes, Bogotá, Colombia, 2004.
- [3] M. H. Bollen, "Mitigation of Interruptions and Voltage Sags," in Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions , IEEE, 2000, pp.389-452, doi: 10.1109/9780470546840.ch7.
- [4] Electric Power Research Institute. (2003). Voltage sag prediction model using Distribution Power Quality Phase II data (Final Report No. 1002199). Palo Alto, CA: EPRI. Disponible en <https://legendpower.com/wp-content/uploads/2020/07/8-EPRI-Voltage-sag-prediction.pdf>