

CASO DE ESTUDIO:

IMPACTO DE SAGS DE TENSIÓN EN REDES DE TRANSMISIÓN

Escrito por Ing. Manuel Otárola Madrigal e Ing. Natalia Victor Gallardo, 2025-06-30.

SINOPSIS

Los sags de tensión en las líneas de transmisión son perturbaciones momentáneas en las redes, caracterizadas por una disminución repentina de la magnitud de la tensión, seguida de su recuperación en un intervalo que puede ir desde unos pocos ciclos hasta varios segundos. Aunque breves, estas interrupciones representan un desafío importante para la calidad del servicio eléctrico, ya que pueden afectar el funcionamiento adecuado de equipos sensibles a lo largo de la red y comprometer la estabilidad operativa del sistema de transmisión, especialmente en escenarios de alta demanda o fallas transitorias. [1] [2]

IMPACTO DE SAGS DE TENSIÓN EN REDES DE TRANSMISIÓN

Los sags de tensión son caídas momentáneas en la magnitud de la tensión que pueden impactar significativamente la estabilidad y la calidad del suministro eléctrico en redes de transmisión. [2] Este impacto depende de distintos factores mecánicos, eléctricos, térmicos, etc; que pueden llevar a la red a presentar fallas que en consecuencia afectará a las cargas que estén conectadas a ella.

Desde un punto de vista eléctrico, uno de los principales orígenes de sags en redes de transmisión son los cortocircuitos monofásicos o trifásicos, que inducen caídas súbitas de tensión en amplias zonas de la red. Cuando se produce una falla de este tipo, se genera un gran flujo de corriente que provoca una depresión temporal del voltaje, incluso en sitios de la red distantes del punto de falla. La duración del sag dependerá del tiempo de despeje del cortocircuito, determinado por los ajustes de protección y la coordinación de relevadores. [2]

También, factores como el esfuerzo mecánico y térmico en los conductores también contribuyen indirectamente a la aparición de sags, al afectar la integridad estructural y la capacidad de transporte de corriente. Las tensiones térmicas, inducidas por cargas elevadas o condiciones ambientales extremas, provocan la expansión del conductor y un aumento del “sag” físico¹, lo cual modifica el comportamiento eléctrico de la línea. La variación en la geometría de los conductores, sumada al envejecimiento de materiales y fenómenos como la corrosión o el creep², puede alterar la impedancia de línea y favorecer la aparición de sags eléctricos. [3]

Los efectos de estos sags no solo dependen de su magnitud y duración, sino también de la sensibilidad de las cargas conectadas. Equipos como variadores de velocidad, PLCs o controladores digitales pueden registrar fallas si la tensión cae por debajo del umbral crítico durante apenas algunos ciclos de red. En consecuencia, es fundamental integrar estrategias de mitigación, como el uso de dispositivos de compensación dinámica, la correcta selección de protecciones o el diseño robusto de los conductores para minimizar estos eventos. [1]

En resumen, los sags de tensión son un fenómeno multifactorial que surge de la interacción entre eventos eléctricos (como cortocircuitos), condiciones mecánicas de las líneas y características de carga. La

¹ Curvatura de la línea de transmisión de un punto a otro. [3]

² Proceso de deformación mecánica de los metales al estar sometido a diferentes tipos de estrés. [3]

comprensión del impacto que tienen estos sobre la red permite diseñar sistemas de transmisión más confiables y robustos.

CASO REAL 1 – APAGÓN EN REINO UNIDO

El 9 de agosto de 2019, a las 16 h 52 m 33 s (hora británica), un rayo impactó la línea aérea Eaton Socon – Wymondley de 400 kV, situada al norte de Londres. En cuestión de milisegundos se originó una falla monofásica a tierra que fue despejada por la protección de distancia en unos 70 ms [4].

Cuando la protección actuó y el interruptor de la línea Eaton Socon–Wymondley se abrió, la tensión en la barra de la subestación Wymondley se desplomó de 1,0 p.u. a aproximadamente **0,25 p.u.**, al ser el punto más cercano al cortocircuito causado por el rayo. Esta caída severa se propagó al resto del sistema, generando perturbaciones en otras subestaciones conectadas, como se observa en los registros instantáneos de la Figura 1. El valle de tensión tuvo una duración aproximada de 75 milisegundos, es decir, ligeramente más de 4 ciclos a 50 Hz, por lo que se clasifica como un hueco de tensión instantáneo, conforme a la norma IEEE 1159 (0,5–30 ciclos, 0,1–0,9 p.u.) [4].

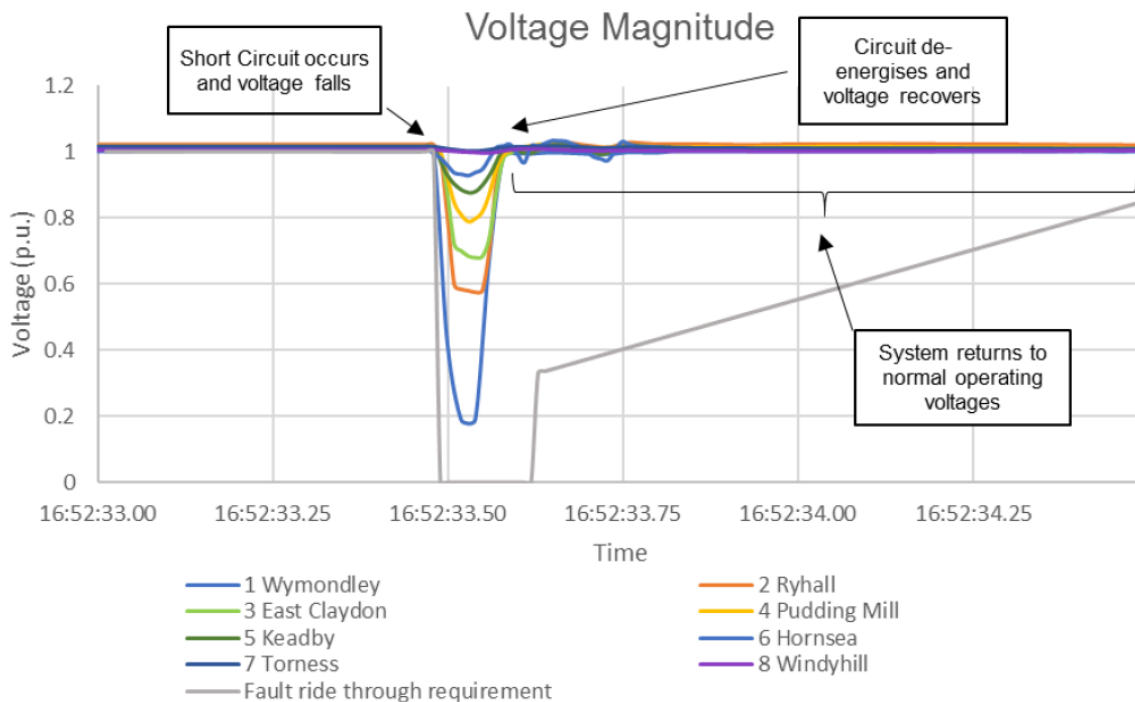


Figura 1: Perfil de tensión en p.u [4].

El hueco propagó un desequilibrio que afectó a dos grandes centros de generación:

- **Hornsea 1 (eólica offshore):** Las unidades perdieron estabilidad en su control de tensión en red débil y redujeron la entrega de 799 MW a 62 MW prácticamente de inmediato [4].
- **Little Barford (ciclo combinado a gas):** Su turbina de vapor GT1 se disparó por baja tensión, perdiendo 244 MW; minutos después se perdieron otros 397 MW de las turbinas de gas GT1A y GT1B, elevando la pérdida total de generación a 1 878 MW [4].

La abrupta reducción de potencia llevó la frecuencia del sistema de 50 Hz a un primer mínimo de 49,1 Hz, rebotó a 49,2 Hz y poco después cayó hasta 48,8 Hz [4].

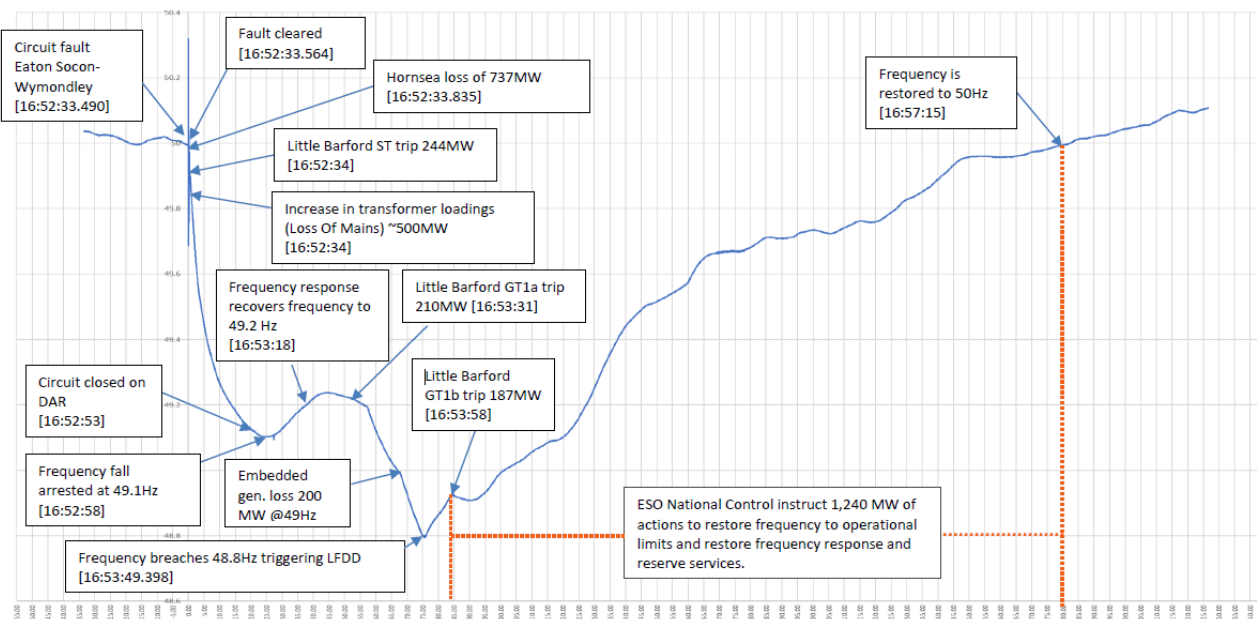


Figura 2: Curva de frecuencia con marcadores de eventos.

Al traspasar los 48,8 Hz, el esquema LFDD (Low-Frequency Demand Disconnection) actuó y desconectó 931 MW de carga —principalmente líneas ferroviarias, industrias y usuarios domésticos— estabilizando la frecuencia. En cinco minutos el sistema volvió a 50 Hz y, tras cuarenta minutos, se restableció por completo la demanda [4].

Este caso muestra que un hueco de tensión de solo cuatro ciclos ($\approx 0,25\text{--}0,30$ p.u.) puede disparar protecciones, desconectar casi 2 GW de generación y llevar la frecuencia a 48,8 Hz, forzando el corte automático de carga. Para evitar que un sag tan breve cause estragos en redes con alta penetración renovable se requiere: reforzar los puntos débiles con soporte dinámico de voltaje (STATCOM, baterías), exigir a los generadores basados en convertidores que soporten huecos breves (*ride-through*), alinear los ajustes de ROCOF/vector-shift en toda la DER, y complementar la reserva giratoria con fuentes de respuesta ultrarrápida que estabilicen la frecuencia antes de que actúe el deslastre de carga [5].

CASO REAL 2 – APAGÓN EN HONDURAS

El 01 de Marzo de 2025, a las 09 h 22 min 05,800 s (hora en América Central) se presentó un cortocircuito de fase a tierra en la barra 2 de 115 kV de la subestación 15 de Septiembre en El Salvador, y fue registrado por las protecciones de las líneas de interconexión en Honduras a la hora indicada. El cortocircuito no fue liberado por las protecciones primarias de El Salvador (en la propia subestación 15 de Septiembre) y debido a esto, entraron en acción las protecciones de respaldo remoto en Honduras y otros sectores. [6]

Al ser las 09 h 22 min 06,239 s (439 ms después de iniciado el cortocircuito) la protección de distancia disparó la línea de interconexión L628 (conectando Aguacaliente con 15 de Septiembre), actuando con un retardo intencional de 400 ms, de conformidad con sus ajustes. A las 09 h 22 min 08,245 (2445 ms después de iniciado el cortocircuito) la protección disparó la línea L640 (que conecta Nueva Nacaome con 15 de Septiembre), operando en Zona 4 con un retardo intencional de 2 segundos. [6]

Desde el inicio del cortocircuito se presenta una caída de la tensión eléctrica (hueco de tensión, *sag*), que se mantiene hasta que la falla es liberada completamente. Esto significa que el hueco de tensión duró más de 2 segundos. Su magnitud o “profundidad” es mayor en subestaciones cercanas al nodo donde ocurrió el cortocircuito, siendo en el orden del 50% con respecto a la tensión nominal en el extremo de Honduras de la línea L628. Las figuras 3 y 4 muestran el impacto del sag tanto en las líneas L628 y L640. [6]

Oscilografías central fotovoltaica Nacaome I.

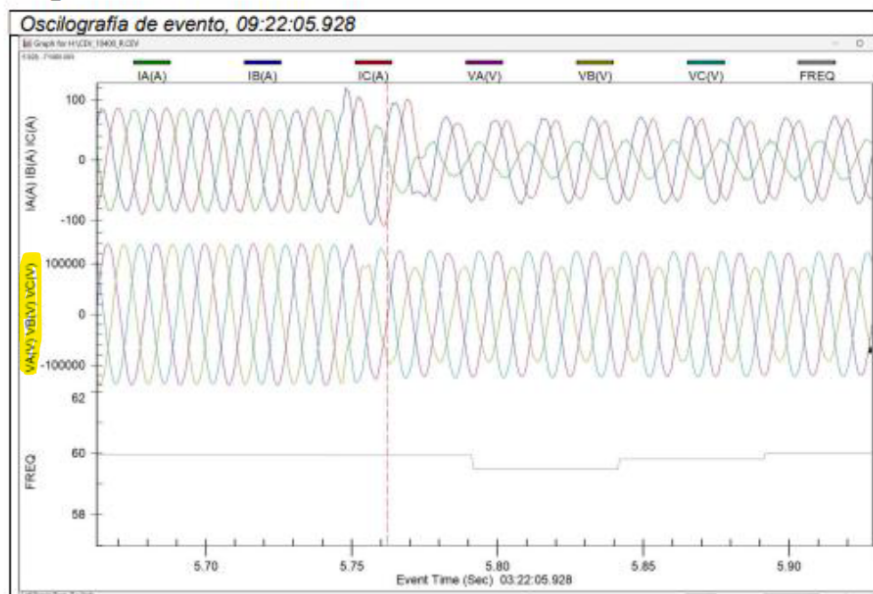


Figura 3. Impacto del hueco de tensión en la línea L640. [6]

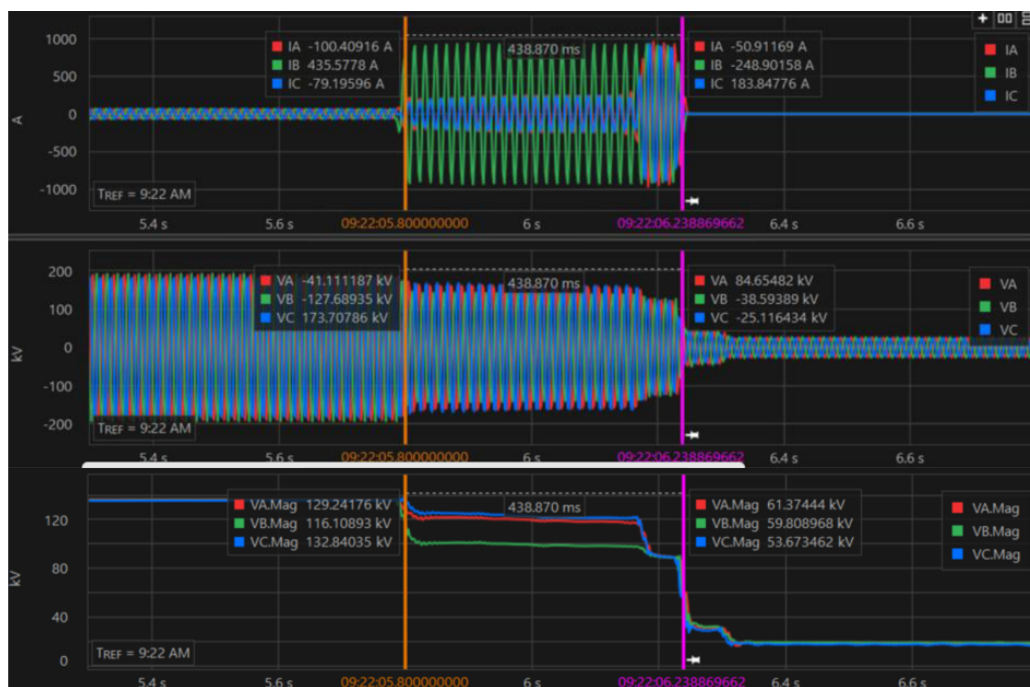


Figura 4. Impacto del hueco de tensión en la línea L628. [6]

Alrededor de las 09 h 22 min 08 s, las centrales de generación fotovoltaica y eólica se dispararon automáticamente debido a la magnitud del cambio y duración del hueco de tensión. Debido a esto, Honduras pierde unos 450 MW de generación, que causan la caída de la frecuencia en el sistema eléctrico interconectado de América Central y México, disparos en cascada (como la desconexión automática de México-Guatemala) y finalmente, el aislamiento del sistema eléctrico de Honduras que llega a una condición de apagón general. [6]

De acuerdo con el reporte del centro de control de Honduras (CND-ENEE): “La duración del hueco de tensión en las barras de las centrales de generación fotovoltaica y eólica desde la falla hasta el disparo de las centrales es de aproximadamente 2 segundos, la pendiente de la caída de voltaje es pronunciada y llega a valores registrados debajo de 0.5 p.u, por lo que las centrales activan sus protecciones de manera efectiva”. Según el mismo reporte, las centrales de generación eólica y fotovoltaica deben soportar huecos de tensión de 0.0 p.u durante 150 ms y mantenerse en operación por 2000 ms hasta que la magnitud de la tensión alcance al menos los 0.9 p.u. Durante este evento la magnitud de la tensión eléctrica estuvo por fuera del criterio antes indicado, causando el hueco de tensión el disparo de la gran mayoría de las plantas de generación eólica y fotovoltaica de Honduras y derivado de esta pérdida de generación, el apagón general o evento de cero tensión. [6]

CONCLUSIÓN

Los sags de tensión son un desafío para las redes de transmisión eléctrica, ya que pueden interrumpir procesos industriales y dañar equipos sensibles, y por su relación con la integridad del sistema de protección y las condiciones físicas de las líneas. Su origen, que depende de distintos factores, exige que, al diseñar y mantener la red, se preste atención de manera integral a los aspectos mecánicos, eléctricos, estructurales, etc. Entender la dinámica de los sags y como se propagan por las líneas permite mitigar sus efectos adversos, y fortalecer la confiabilidad del sistema de transmisión, para asegurar la continuidad del servicio y preservar la calidad de la energía eléctrica.

REFERENCIAS

- [1] A. dos Santos, M. T. C. de Barros & C. D. Barros, “Impact of transmission line protection schemes on voltage sags,” en *Proc. 19th Int. Conf. on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Rio de Janeiro, Brazil, Jul. 2020, pp. 1–6.
- [2] A. Radhakrishna, M. Eshwardas, & G. Chebiyam, “Impact of voltage sags in practical power system networks,” en *Proc. IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. and Exposition*, 2001, vol. 1, pp. 567–572, doi: 10.1109/TDC.2001.971296.
- [3] C. A. Uwa, T. Jamiru, E. R. Sadiku, and A. F. Nnachi, “Analysis of Sag Caused by Stresses on Electrical Transmission Lines,” *Sarcouncil Journal of Engineering and Computer Sciences*, vol. 1, no. 8, pp. 1–10, Oct. 2022, doi: 10.5281/zenodo.7506845.
- [4] National Grid Electricity System Operator (ESO), *Technical Report on the Events of 9 August 2019*, London, U.K., Tech. Rep., 06-Sep-2019. [En línea]. Disponible: <https://www.nationalgrideso.com/document/152346/download>
- [5] North American Electric Reliability Corporation (NERC), *Lesson Learned LL20201001 – Single-Phase Fault Precipitates Loss of Generation and Load*, 01-Oct-2020. [En línea]. Disponible:

https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Lessons%20Learned%20Document%20Library/LL20201001_Single_Phase_Fault_Precipitates_Loss_of_Generation_and_Load.pdf

[6] Ente Operador Regional (EOR), INFORME FINAL EVENTOS 1 MARZO 9 22, 01-Mar-2025. [En línea]. Disponible: https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/#elf_l1_Lw