

COMENTARIOS AL PROCEDIMIENTO PARA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL PERFORMANCE DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Resolución N° 091-2006-OS/CD y modificaciones

noviembre, 2023

<https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7129352851725668352/>



*(Imagen: Fotografía de campo (**))*

Por: Ing. Quijaite Dávila, Freddy

INDICE

1.	Introducción.....	3
2.	Objetivo y aplicación.....	4
3.	Requerimiento de la información	4
4.	Indicadores.....	6
5.	Fiscalización de la performance de los sistemas de transmisión – Resultados 2022.	9
6.	Fiscalización de la seguridad pública en líneas de transmisión - deficiencias en líneas de transmisión y servidumbres.....	11
7.	Parque de transmisión	12
8.	Comentarios.....	13
8.1	Situación del parque de transmisión	13
8.2	Planteamiento: Transmisión, Sub-Transmisión y Distribución.....	14
8.3	Franjas de servidumbre.....	14
8.4	Afectación urbana a franjas de servidumbre.	15
8.5	Máximas demandas y DMS – Identificar los vanos críticos, planteamiento – (ítem c, requerimiento de la información).	16
8.6	Máximas demandas - incrementar el DMS	17
8.7	Máximas demandas -incrementar el DMS con arreglos de aisladores.....	18
8.8	Situación del activo – mejoramiento/reemplazo del activo, plan de contingencia y programa de mantenimiento. (<i>ítems d, e y f, requerimiento de la información</i>).	19
8.9	Situación del activo – nuevas regulaciones	19
8.9.1	Desviadores de vuelo	20
8.9.2	Pozas de retención de aceite en transformadores, unidades de reserva	22
8.10	Situación del activo – condición física de operación	23
8.11	Situación del activo – condición física del entorno de operación, plan de contingencias.....	25
8.12	Situación del activo – condición física del entorno de operación, soluciones de largo plazo.	26
8.13	Situación del activo – condición física del entorno de operación, ¿alienadas con las normas de diseño?	29
8.13.1	Dimensiones de pozas de transformadores	29
8.13.2	Distancias de separación entre transformadores y edificios	31
	Referencias	34

Comentarios al Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión

Por: Freddy Quijaite Dávila, noviembre, 2023

1. Introducción

OSINERGMIN, a fin de fomentar la mejora de la confiabilidad y garantizar el suministro de electricidad en los sistemas de transmisión, trabaja con el “Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión” N° 091-2006-OS/CD (*). Cuya finalidad es complementar el control y supervisión de la calidad de suministro de electricidad, establecida en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos [2].



Fig. 1-1 Vista de reporte de performance de transmisión de Osinergmin [2]

(*) El procedimiento N° 091-2006-OS/CD Incluye las modificaciones: 656-20008-OS/CD y 175-2012-OS/CD [1]

2. Objetivo y aplicación

Establecer el procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los sistemas de transmisión eléctricos, con el propósito de garantizar el suministro de electricidad a los usuarios del servicio eléctrico.

La aplicación es para los operadores del sistema de transmisión Eléctrica (*TSO y DSO*) del sistema de transmisión, conformado por el conjunto de instalaciones para la transformación y transporte de la energía eléctrica con tensiones iguales o superiores a 30 kV

3. Requerimiento de la información

El procedimiento establece que las empresas que operan sistemas de transmisión eléctrica están obligadas a poner a disposición del OSINERGMIN, con carácter de declaración jurada, a través del portal (portalgfe.osinerg.gob.pe/), la información a ser empleada en la gestión de la supervisión y fiscalización [2].



Fig. 3-1 Vista de acceso a portal integrado del sistema de información técnica [2]

La siguiente información debe ser subida por los operadores del sistema de transmisión:

- a) Registro de desconexiones (todas las desconexiones)
- b) Indicadores de Performance.
- c) Reporte de máximas demandas.
- d) Programa de mejoramiento de instalaciones y/ o reemplazo de equipos.
- e) Plan de Contingencias Operativo.
- f) Programas y Reportes de Mantenimiento.

Los indicadores de performance: tasa de falla e indisponibilidad, en función al número y duración de desconexiones forzadas de los sistemas de transmisión, con interrupciones > 3 minutos. Exceptuándose de multas/sanciones, las de fuerza mayor y las ocasionadas por instalaciones de propiedad de otros operadores o agentes externos.

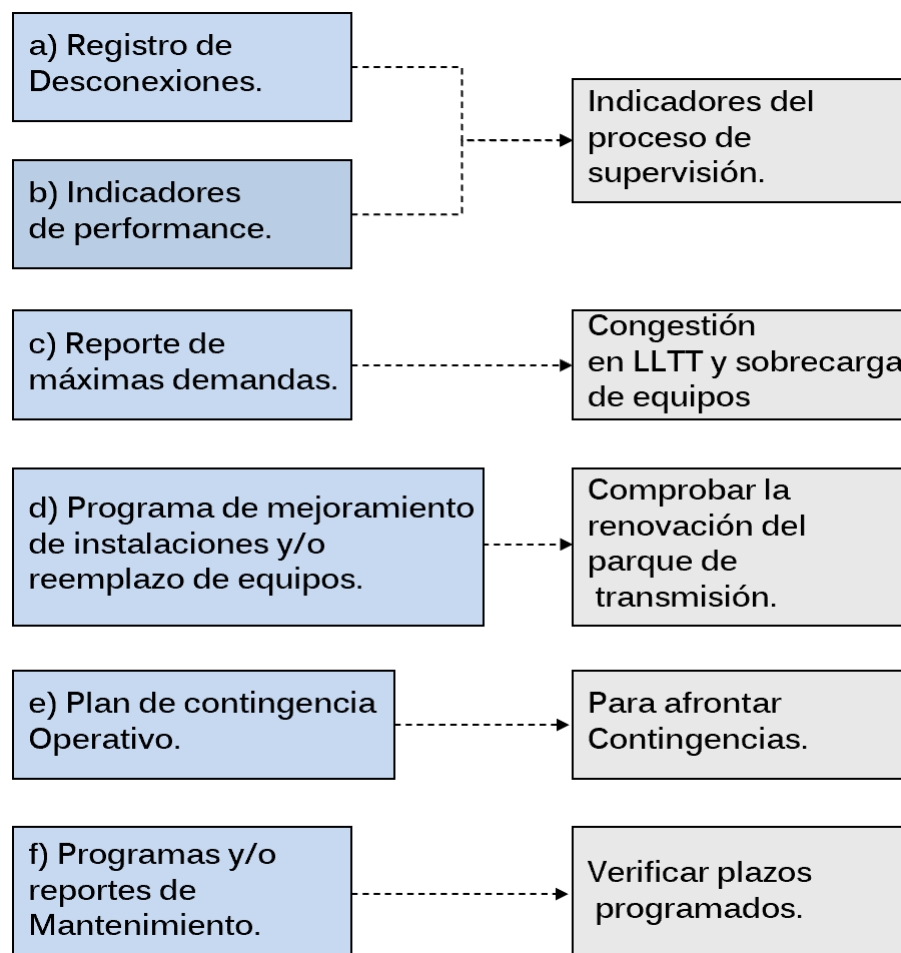


Fig. 3-2 Procesos según el requerimiento de información.

Secuencia usual de las actividades del proceso de la información se da como sigue.

- Supervisión de indicadores.
- Inspección de campo.
- Notificar la infracción y aplicar las sanciones que correspondan (por: información inexacta o fuera de plazo / exceder tolerancias.

4. Indicadores

Para poder establecer los indicadores se revisa en gabinete los reportes de aquellos componentes que reflejan incremento de la tasa de fallas y/o afectación a la disponibilidad del sistema, determinado como sigue.

- Tasa de Fallas (asociado al número de fallas del componente, en el periodo de evaluación).
- Indisponibilidad (asociado al número de horas indisponibles del componente, en el periodo de evaluación)

Tabla. 4-1 Indicadores de performance [1]

Indicador (RM N° 163-2011-MEM/DE)	Descripción	Unidad	Indicador
Frecuencia de Fallas de Subestaciones	Tasa de Falla de cada Componente de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, Barras o celdas)	Número de fallas por año	$TFC = N^{\circ} \text{ Fallas}$ <p>N° Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año.</p>
Frecuencia de Fallas de Líneas de Transmisión	Tasa de Fallas de cada Línea de Transmisión	Número de fallas por cada 100 Km-año.	<p>Líneas de transmisión iguales y mayores a 100 kilómetros:</p> $TFL = \frac{N^{\circ} \text{ Fallas}}{EXT. LT} \times 100$ <p>N° Fallas= Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año. EXT. LT = Extensión de la línea de transmisión en Km.</p>
		Número de fallas por año	<p>Líneas de transmisión menores a 100 kilómetros:</p> $TFL = N^{\circ} \text{ Fallas}$ <p>N° Fallas= Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, en un año.</p>
Disponibilidad de Subestaciones	Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación, Barras o celdas)	Horas de Indisponibilidad por año	$INDISE = \sum HIND$ <p>HIND = Número de horas indisponibles del componente en un año.</p>
Disponibilidad de Líneas de Transmisión	Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	Horas de Indisponibilidad por año	$INDISL = \sum HIND$ <p>HIND = Número de horas indisponibles del componente en un año.</p>

Los componentes del parque transmisión asociados al PR91, que exceden indicadores, son calificados como Sistemas Eléctricos de Transmisión Críticos o en Alerta (SETA), para seguimiento a corto, mediano y largo plazo.

Tabla. 4-2 Tolerancias establecidas para indicadores de performance [1]

Indicador	Unidad	Componente	Tolerancia	
			Costa	Sierra y Selva
(1) Tasa de Falla para cada componente de subestación.	Número de Fallas por dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> Transformador, Autotransformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 250 kV. Barra en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV y menor de 250 kV 	1	1
(2) Tasa de Falla para cada línea de transmisión o celda.	Número de Fallas por cada 100 km., en dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> Líneas de transmisión igual o mayores de 100 km. Celdas de líneas de transmisión (*) 	Nivel de tensión: 220 Kv	1,5
			Nivel de tensión: 138 kV	3
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	5
	Número de Fallas en dos semestres consecutivos	<ul style="list-style-type: none"> Líneas de transmisión menores a 100 km. Celdas de líneas de transmisión (*) 	Nivel de tensión: 220 kV	2
			Nivel de tensión: 138 kV	4
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	8
(3) Indisponibilidad para cada componente de subestación.	Horas	Transformador, Autotransformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión 220 y 138 kV.	6	6
		Transformador, Autotransformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 75 kV.	4	4
		Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kV y menor de 250 kV	1	1
(4) Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión o celda.	Horas	Líneas de transmisión iguales o mayores a 100 km. o sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138 kV.	8
			Nivel de tensión: Igual o mayor de 30 kV o menor a 75 kV.	6
		Líneas de transmisión menores a 100 km. o sus celdas (*)	Nivel de tensión: 220 y 138 kV	6
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV o menor a 75 kV.	4

(*) Sólo cuando las celdas y la línea de transmisión son de distintos propietarios

Nota. Es importante señalar que se deber revisar las longitudes máximas de las líneas mayor a 30 kV y menor a 75 kV, considera mayores o iguales a 100 km no es lo óptimo. Así mismo revisar el máximo de tolerancia para líneas menores a 100 km en la sierra, de tal forma de procesar la data recolectada para establecer las causas raíz de falla y mejorar el entorno normativo en los diseños y operación del activo.

Tabla. 4-3 Plazos establecidas para el reporte de indicadores de performance [1]

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PLAZO
01	Registro de desconexiones forzadas y programadas, incluidos recierres, que ocasionan interrupción por más de 3 minutos. a) Al servicio público de electricidad, b) Otros usuarios	En oportunidad que ocurra	a) Dentro de las siguientes 12 horas de ocurrida la desconexión b) Dentro de las siguientes 72 horas de ocurrida la desconexión
02	Registro de desconexiones forzadas y programadas, incluidos recierres, que ocasionan interrupción, iguales o menores a 3 minutos	En oportunidad que ocurra	Dentro de las siguientes 72 horas de ocurrida la desconexión
03	Registro de desconexiones forzadas y programadas que no ocasionan interrupción, Independientemente del tiempo de duración.	En oportunidad que ocurra	Dentro de las siguientes 120 horas de ocurrida la desconexión
04	Reporte de máxima demanda de transformadores y/o auto transformadores y máximas cargas de líneas de transmisión	Mensual	20 días calendarios posteriores a la finalización de cada mes
05	Registro de programas de mantenimiento que involucren interrupción de suministro público de electricidad.	En la oportunidad que se programen	48 horas antes de realizar la interrupción
06	Reportes de mantenimiento que involucren interrupción de suministro público de electricidad.	En oportunidad que se ejecuten	Dentro de los 10 días posteriores de finalizada la ejecución
07	Programa de Mejoramiento de Instalaciones y/o Reemplazo de equipos.	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
08	Plan de Contingencias Operativo	Anual	Hasta el 31 de diciembre del año anterior a la aplicación del respectivo programa o plan
09	Actualización de data técnica y esquemas unifilares de instalaciones y equipamiento.	En oportunidad que se realicen modificaciones	Dentro de los siguientes 30 días de efectuadas las modificaciones
10	Reporte de puesta en servicio y/o retiro del servicio definitivo de líneas de transmisión, transformadores, autotransformadores y equipos de compensación.	En oportunidad que se produzcan los ingresos o retiros	48 horas antes de producirse el ingreso o retiro del componente.

Multas y sanciones:

- Por infracción en la remisión de la información
- Por exceder las tolerancias de los indicadores.

Que se persigue:

- Reducir al mínimo posible las interrupciones de servicio en los sistemas de transmisión, sin embargo, no en la práctica no reduce solo registra, por lo que es clave aprovechar esta base para evaluar la causa raíz.

- Verificar la ejecución de los programas de mantenimiento, implementación de los planes de contingencia operativos y los programas de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos.

5. Fiscalización de la performance de los sistemas de transmisión – Resultados 2022.

De acuerdo con la memoria anual de Osinergmin en el 2022 la mayor cantidad de desconexiones en las LLTT entre 60 y 500 kV se debió a fenómenos naturales, mientras que las desconexiones en equipos de SSEE, se dieron por la falla de equipos y accesorios [3], esta información tiene relación con los ítems a, b, del requerimiento de la información.

El 49 % de las desconexiones se atribuye a fenómenos naturales, mientras que el 30% a “otras causas” y el 8% a terceros.

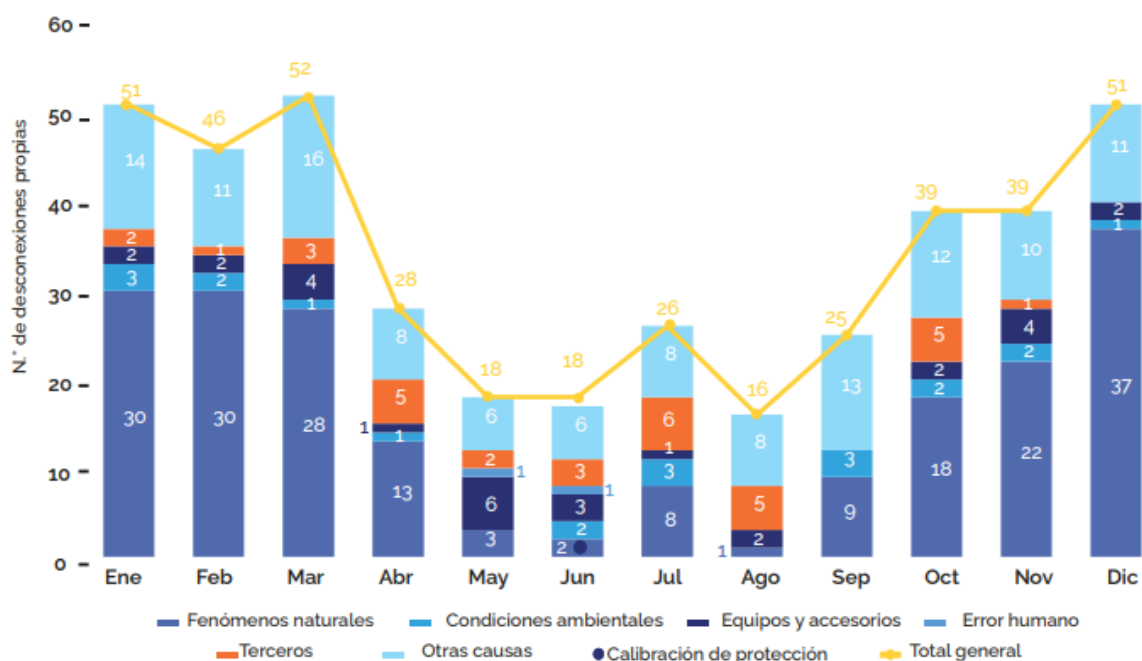


Fig. 5-1 Número de desconexiones LLTT rango de 60 kV – 500 kV en el 2022 [3].

En lo referido a la duración de desconexiones, el 41 % de las desconexiones, se atribuye a “otras causas”, mientras que el 27% a fenómenos naturales, el 17% a terceros y el 13% equipos y accesorios.

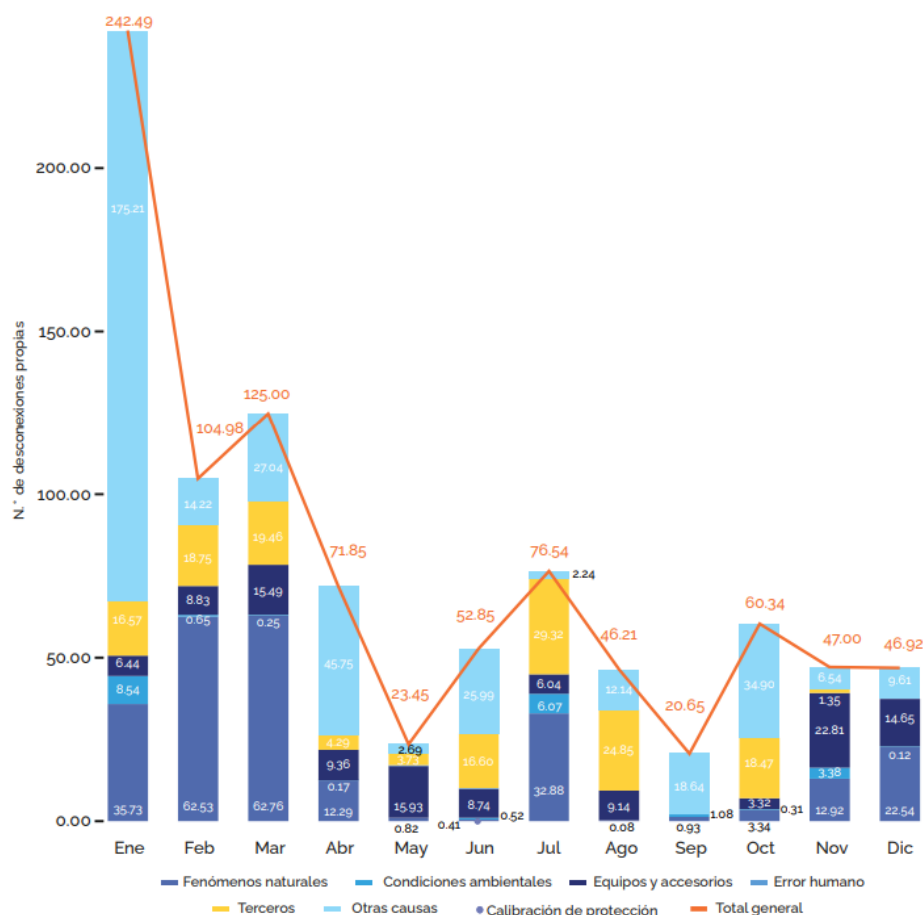


Fig. 5-1 Numero de desconexión por duración de la desconexión en LLTT rango de 60 kV – 500 kV en el 2022 [3].

A partir de los valores y gráficos presentados, se observa que las fallas están vinculadas a fenómenos naturales, indicando que los activos no están respondiendo de manera óptima a las condiciones de su entorno físico. Esta problemática podría derivarse de una selección inapropiada de materiales, equipos y distancias no adecuadas. Además, la presencia de vegetación no controlada en proximidad a las franjas de servidumbre también se identifica como un factor contribuyente.

En cuanto a la clasificación de las fallas bajo la categoría de "otras causas", es imperativo revisar detalladamente esta categorización para identificar y comprender estas causas. Este paso es crucial, ya que las fallas atribuidas a "otras causas" representan un porcentaje significativo de las desconexiones reportadas, y su adecuada identificación es esencial para una gestión eficaz de las fallas.

6. Fiscalización de la seguridad pública en líneas de transmisión - deficiencias en líneas de transmisión y servidumbres

Parte de la fiscalización asociada al PR 91 es verificar el cumplimiento de los requisitos que incluyen los siguientes parámetros: distancias mínimas de seguridad, medidas de resistencia de puesta a tierra, medición de campos electromagnéticos, medición de nivel de ruido y el estado de los vanos de las líneas de transmisión [3].

Que supervisa [2].

- Las fajas de servidumbre de líneas de transmisión con tensiones iguales o mayores a 30kV.
- El cumplimiento de las medidas de seguridad respecto a líneas de transmisión con tensiones iguales o mayores a 30 kV.
- Que la información enviada por las concesionarias esté de acuerdo con lo establecido en el procedimiento.

Como supervisa.

- Revisión de la información.
- Inspección de campo.
- Reporte y sanción de incumplimientos.

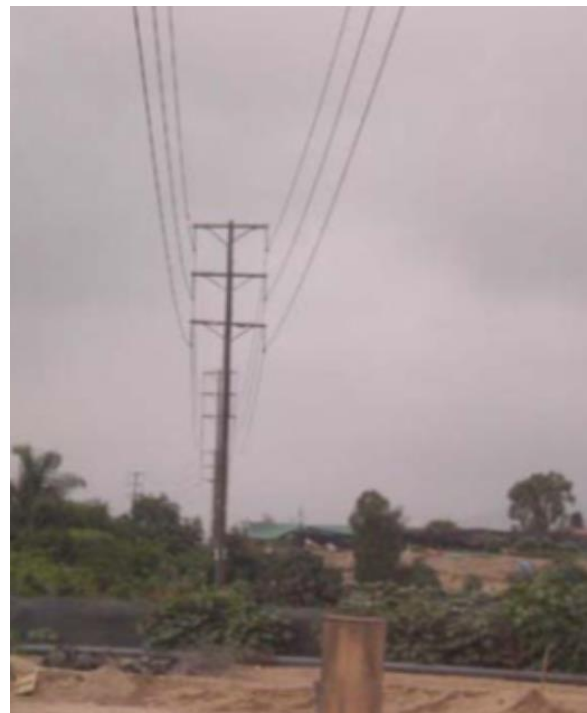


Fig. 6-1 Vano LT con servidumbre afectada y saneada [2]

7. Parque de transmisión

La ampliación de la infraestructura y de la capacidad del sistema de transmisión contribuyen con el crecimiento del SEIN y la confiabilidad del servicio eléctrico, propiciando las inversiones en generación y distribución.

Tabla 7-1 Parque de Transmisión a agosto 2023 [2].

EMPRESAS OPERAN INSTALACIONES DE TRANSMISION	EMPRESAS / ENTIDADES	CANTIDAD DE LÍNEAS	LINEAS DE AT EN KM
Transmisoras (30 -500 kV)	25	256	18110.62
Generadoras	49	158	3255.11
Distribuidoras	15	435	8463.24
Mineras, otros	53	96	2035.65
Total	142	945	31864.62

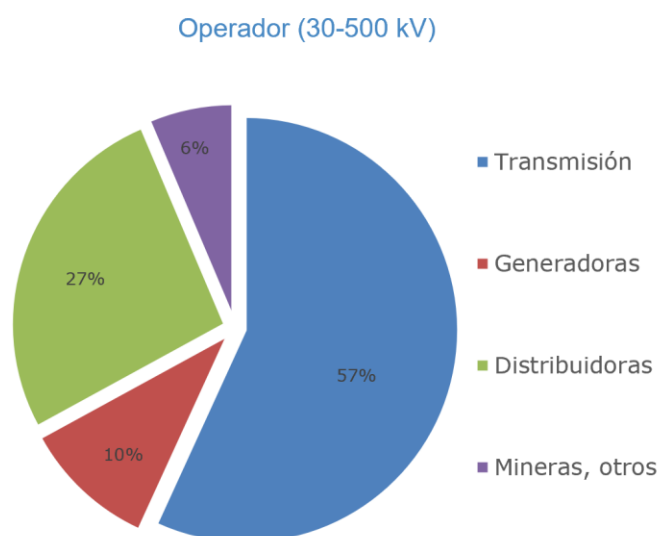


Fig. 7-1 Porcentajes del Parque de Transmisión por operador.

En el gráfico previo, es relevante destacar que la demanda de distribución en septiembre de 2023 alcanzó los 3.77 GW, constituyendo poco más de la mitad de la demanda total del país, que asciende a unos 7 GW. La diferencia restante se atribuye principalmente a las necesidades de la minería y otros sectores. De este modo, se observa que, aunque la distribución representa el cliente principal del parque de transmisión, no constituye la base total del activo en cuanto a longitudes de líneas. Este aspecto recae en la infraestructura de transmisión, indicando que aún no se ha logrado una penetración completa del sistema de distribución.

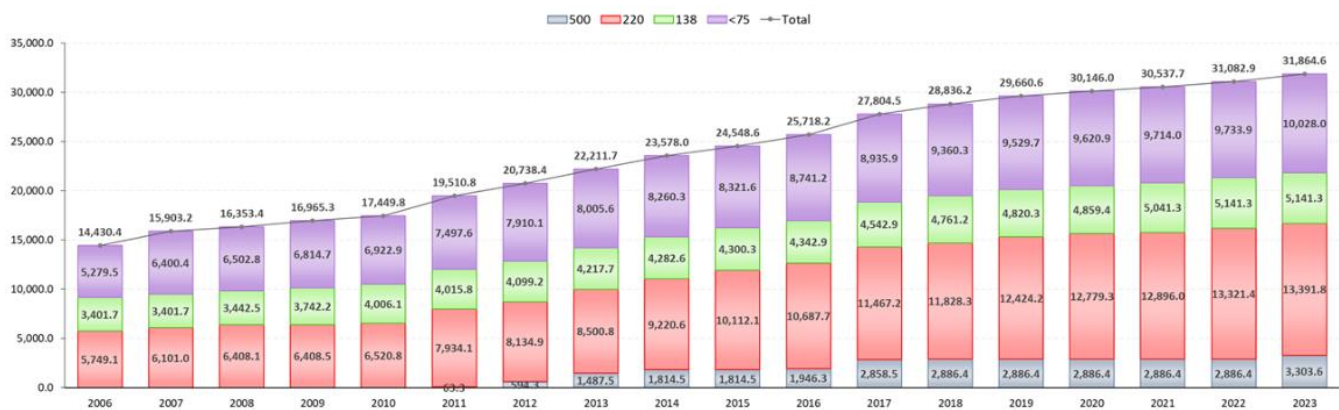


Fig. 7-2 Parque de transmisión, longitudes LLTT periodo 2006-2023(agosto) [2]

La calificación de osinergmin para el parque de transmisión, salta de transmisión a distribución y no considera un sistema de sub-transmisión.

Tabla 7-2 Porcentajes de longitudes LT.

Tensión	km	%	%
500 kV	3,303.60	10%	10%
220 kV	13,391.80	42%	58%
138 kV	5,141.30	16%	
< 75 kV	10,028.00	31%	31%
Total	31,864.70	100%	100%

8. Comentarios

8.1 Situación del parque de transmisión

Tensión	km	%	%
500 kV	3,303.60	10%	10%
220 kV	13,391.80	42%	58%
138 kV	5,141.30	16%	
< 75 kV	10,028.00	31%	31%
Totales	31,864.70	100%	100%

Tensión	km	Incremento km	km (nuevo)	%
500 kV	3,303.60	7,000.00	10,303.60	16%
220 kV, 138 kV	18,533.10	4,000.00	22,533.10	36%
< 75 kV	10,028.00	20,000.00	30,028.00	48%
Totales	31,864.70	31,000.00	62,864.70	100%

1.97

DUPLICAR EL PARQUE LLTT, ES COMPLICADO, PERO SE HA DADO EN LOS ULTIMOS 17 AÑOS

Planteamiento de redistribuir sistemas, según el nivel de tensión. (restricciones de demanda y generación)

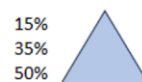
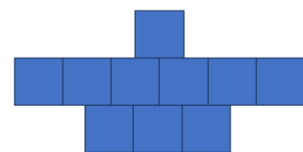


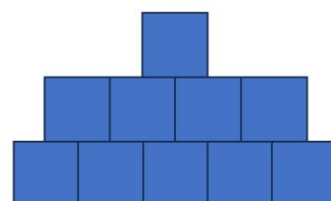
Fig. 8.1-1 Situación del parque de transmisión actual e ideal

8.2 Planteamiento: Transmisión, Sub-Transmisión y Distribución

Debemos impulsar la planificación de la troncal 500 kV y en las dorsales de conexión 220 kV, para sostener la distribución < 75 kV. Sistemas de Transmisión, Sub-Transmisión y Distribución.

Tensión	km	Incremento km	km (nuevo)	%	%	
500 kV	3,303.60	3,000.00	6,303.60	13%	13%	Transmisión
220 kV	13,391.80	-	13,391.80	27%	37%	Sub transmisión
138 kV	5,141.30	-	5,141.30	10%		
< 75 kV	10,028.00	15,042.00	25,070.00	50%	50%	Distribución
Totales	31,864.70		49,906.70	100%	100%	
			1.57			

Tensión	km	Incremento km	km (nuevo)	%	%	
500 kV	3,303.60	1,651.80	4,955.40	10%	10%	Transmisión
220 kV	13,391.80	1,339.18	14,730.98	30%	40%	Sub transmisión
138 kV	5,141.30	-	5,141.30	10%		
< 75 kV	10,028.00	15,042.00	25,070.00	50%	50%	Distribución
Totales	31,864.70		49,897.68	100%	100%	
			1.57			



Planteamiento de redistribuir sistemas, según el nivel de tensión.
(restricciones de demanda y generación)

Fig. 8.1-1 Planteamiento, considerar Sub-transmisión.

8.3 Franjas de servidumbre

ISA/REP tiene más de 11000 km de líneas entre 60kV, 66 kV, 138kV, 220kV y 500kV. La gran mayoría con servidumbres por imposición sobre la propiedad de terceros, efectuado por el estado peruano, no existe un contrato de negociación predial.

Tabla 8.3-1 Anchos de servidumbre, CNE Tabla 219

Anchos mínimos de fajas de servidumbres	
Tensión nominal de la línea (kV)	Ancho (m)
10 – 15	6
20 – 36	11
50 – 70	16
115 – 145	20
220	25
500	64

Estimo que el 46% del parque de LLTT, entre 60 kV y 500 kV son activos bajo la gestión de ISA REP. Esta incertidumbre a menudo da lugar a conflictos, en ocasiones originados de manera intencionada. Estos conflictos siguen un proceso legal y, en algunos casos, se resuelven mediante acuerdos extrajudiciales. Sin embargo, es crucial destacar que dichos acuerdos no deben

confundirse con los pactos de saneamiento de servidumbre, ya que el término "saneamiento" implica desconocer la imposición inicial.

Los nuevos activos de líneas de transmisión y transporte de energía (LLTT) están sujetos a una gestión predial que implica la formalización de contratos, lo que facilita en gran medida la administración de cualquier afectación que pueda surgir.

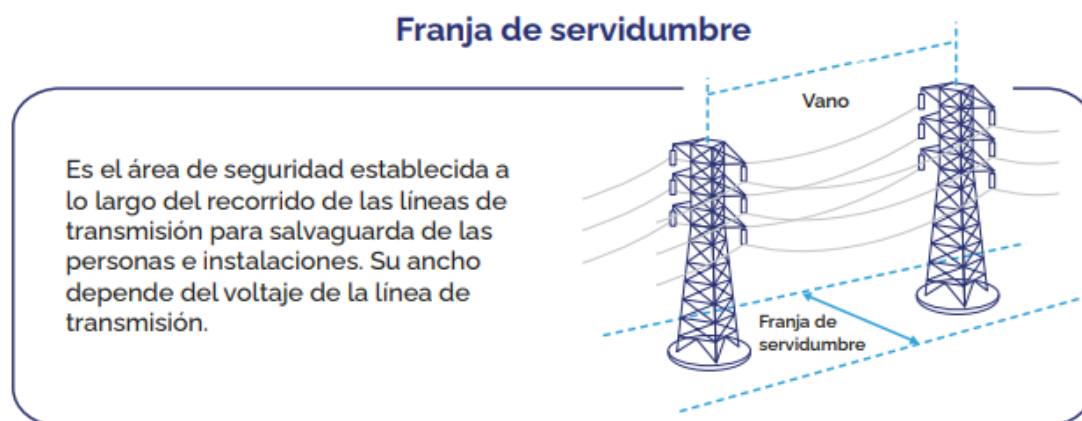


Fig. 8.3-1 Franja de servidumbre [3]

8.4 Afectación urbana a franjas de servidumbre.

La afectación en entornos urbanos es más agresiva y es mayor la pasividad de las entidades involucradas.



Imágenes: Fotografías de campo (**).

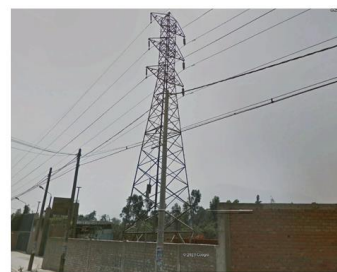
Fig. 8.4-1 Afectación urbana a franja de servidumbre

Mientras que en zonas rurales es más por desconocimiento, salvo los intencionados.



Imágenes: Fotografías de campo (**).

Fig. 8.4-2 Afectación rural a franja de servidumbre



Imágenes: Google earth.



Fig. 8.4-3 Afectación urbana por vegetación y límites de propiedad a franja de servidumbre

8.5 Máximas demandas y DMS – Identificar los vanos críticos, planteamiento – (ítem c, requerimiento de la información).

La identificación de los vanos críticos inicialmente se lleva a cabo en un entorno de escritorio, pero requiere complementarse con información recopilada en el campo, que abarca aspectos como topografía, flecha, temperatura, velocidad del viento y corriente del momento. Posteriormente, se

llevan a cabo simulaciones para obtener el tiro en condiciones de Estado de Diseño (EDS) y la flecha en la condición real medida. Este proceso se realiza con el objetivo de llevarlo a la máxima flecha, determinando así la DMS en estos vanos, ya sea basándose en la potencia máxima de diseño o en aquella que podría registrarse según los informes disponibles.



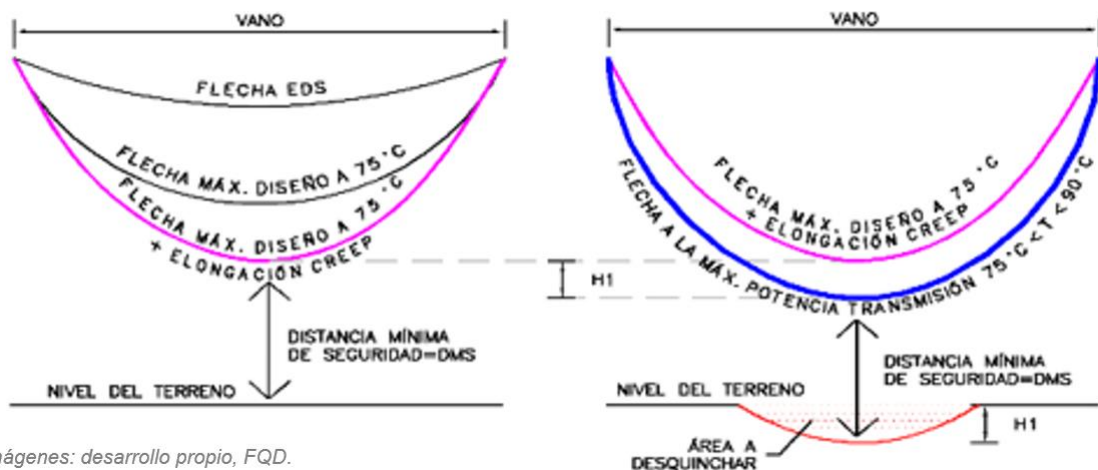
*Imágenes: Fotografías de campo (**).*

Fig. 8.5-1 Vanos críticos y afectación de DMS

- La potencia máxima de transmisión define el DMS, a más potencia más temperatura y flecha, consecuentemente disminuye el DMS.
- Vanos críticos, que son los aquellos que están muy cercanos al DMS en el diseño inicial (distribución de estructuras) - vanos largos.
- La evaluación del DMS en LLTT puede ser realizada principalmente por: Seguridad, incumplimiento del DMS e Incremento de potencia "up grade", usualmente entre 20% y 30% más.

8.6 Máximas demandas - incrementar el DMS

El diseño de la potencia de transmisión en un conductor para una línea a 75°C, es un límite teórico y no representa necesariamente la potencia máxima de transmisión calculada en las líneas de actual operación, las que usualmente han sido establecidas con su potencia de diseño máximo a 50°C, 55°C. Por lo que hay margen en el diseño, que hace viable mayor potencia en función de un mayor DMS, que ayudaría a resolver la congestión y sobrecargas que haya identificado la fiscalización mediante el procedimiento 91.

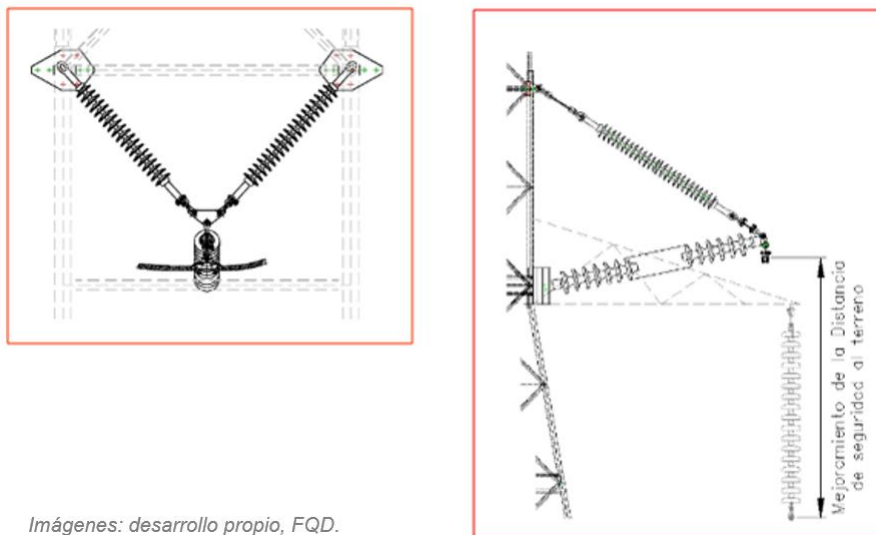


Imágenes: desarrollo propio, FQD.

Fig. 8.6-1 Esquema básico de incremento de DMS.

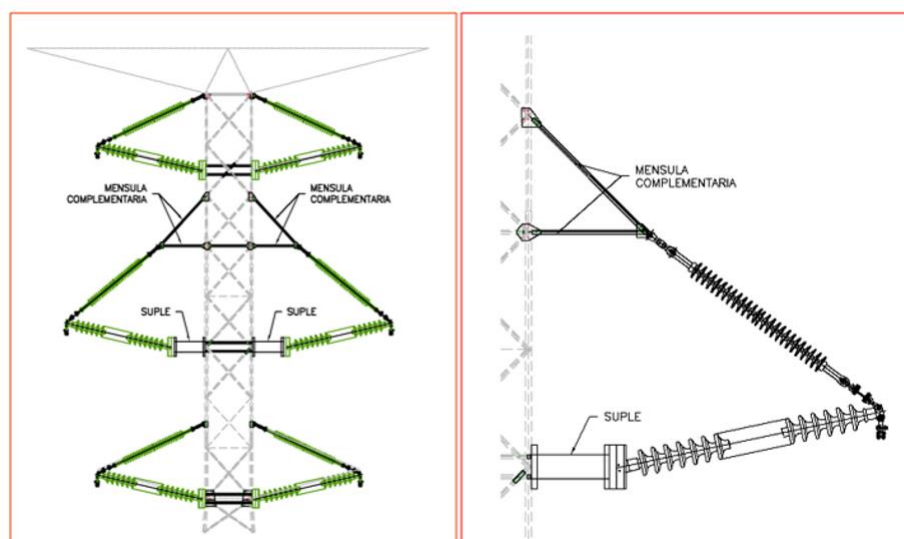
8.7 Máximas demandas -incrementar el DMS con arreglos de aisladores

Se pueden lograr mayores distancias DMS mediante el re-tensado de los conductores, pero esta medida impacta las estructuras. Otra alternativa es la remoción del terreno debajo del conductor para compensar el DMS afectado. Asimismo, se puede considerar elevar las cadenas de aisladores, como se ilustra a continuación.



Imágenes: desarrollo propio, FQD.

Fig. 8.7-1 Incremento DMS, reemplazo de crucetas con aisladores "line post".

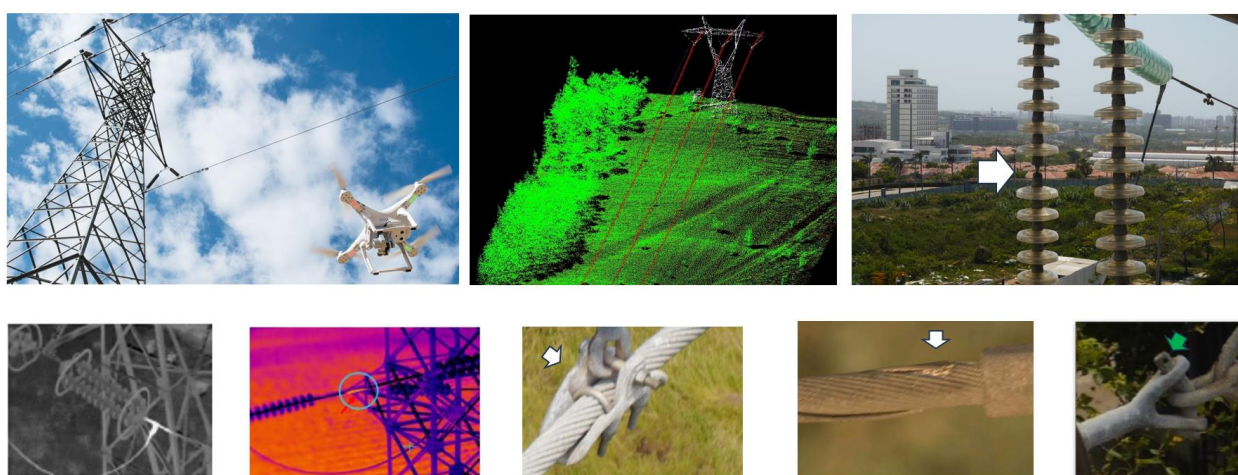


Imágenes: desarrollo propio, FQD.

Fig. 8.7-2 Incremento DMS, arreglo con suples, ménsulas cortas y aisladores "line post".

8.8 Situación del activo – mejoramiento/reemplazo del activo, plan de contingencia y programa de mantenimiento. (ítems d, e y f, requerimiento de la información).

Es esencial promover el registro de información del activo de transmisión a través de tecnologías avanzadas, como los sistemas LIDAR y termografía, implementados en drones, entre otras herramientas. De esta manera, se logra obtener una información base del estado inicial de la franja de servidumbre y las distancias DMS. Durante la fase operativa, la identificación de puntos calientes mediante estas tecnologías permite detectar afectaciones en el activo de manera temprana, facilitando la planificación proactiva de reemplazos, la formulación de planes de contingencia y la ejecución eficiente de actividades de mantenimiento.



Imágenes: [Applus+](#), RPAS.

Fig. 8.8-1 Inspección de líneas con drones.

8.9 Situación del activo – nuevas regulaciones

La exigencia normativa, de seguridad y ambiental (OEFA), ¿aplican a los activos ya existentes?

En la regla 013.A.1, se indica que la exigencia normativa del CNE se aplica a toda nueva instalación, ampliación o modificaciones.

Además, aclara con la regla 013.B.2 que cuando una instalación existente cumple - *o es modificada para que cumpla con estas reglas*- tal instalación puede considerarse conforme con lo estipulado por CNE.

Mientras que la regla 013.B.2 indica que las instalaciones existentes incluyendo reemplazos por mantenimiento, que actualmente cumplen con códigos previos no necesitan ser modificadas para cumplir con las reglas de este Código, *excepto cuando sea exigido por un ente autorizado por razones de seguridad, con el adecuado sustento técnico*.

Finalmente, la regla 013. B.3, indica que cuando se añada, se modifique, o se reemplace conductores o equipos de una estructura existente, la estructura o los componentes de la estructura no requieren ser modificados o reemplazados si la instalación resultante cumple con: (a) las reglas vigentes durante la instalación original, o (b) las reglas vigentes en ediciones posteriores a las cuales la instalación ha sido adecuada, o (c) las reglas de este Código en conformidad con la Regla 013.B.1.

8.9.1 Desviadores de vuelo

La colisión de aves contra los conductores y cable de guarda de las líneas impactan en el hábitat y áreas de vuelo de las aves, al no ser visible para las mismas, por lo que una forma de minimizar este impacto es colocando desviadores de vuelos en los conductores, cables de guarda en estas zonas, usualmente se instalan cada 10m de forma alternada, de tal forma que aparenten estar cada 5m y resultan son más visibles para las aves [4].



Imágenes: Fotografías de campo (**)

Fig. 8.9-1 Balizamiento aeronáutico (aeropuerto cercano) y con desviadores de vuelo de aves



Imagen: PLP

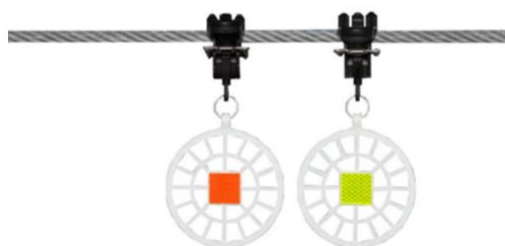


Imagen: P&R Tech BirkMark

Fig. 8.9-2 Desviadores de vuelo de aves tipo espiral y tipo paleta reflectiva

Existen en el mercado varios modelos y combinaciones, los más usuales son los del tipo espiral que se montan en conjunto con la línea y los del tipo paleta circularles reflectivos los que pueden ser montados tanto en conjunto con la línea como también cuando la línea ya está en servicio, mediante drones, como se puede apreciar en la figura siguiente.



<https://www.youtube.com/watch?v=2dXNsKUpePs>

Fig. 8.9-2 Montaje de desviadores de vuelo de aves con “drones”

8.9.2 Pozas de retención de aceite en transformadores, unidades de reserva

El CNE solo se hace referencia al uso de una poza por riesgos de incendios, que se entiende son para unidades en operación y para contener fugas de aceite masiva en un corto periodo de tiempo, durante el evento, incluso en llamas.



Imagen: Alfredo Rivas

Fig. 8.9.2-1 Banco de transformadores y unidad de reserva en bahías, SE Brillantes, Guatemala



*Imágenes: Fotografías de campo (**).*

Fig. 8.9.2-2 Banco de transformadores y unidad de reserva en bahía, SE Malvinas

La disposición de un transformador de gran potencia como reserva, sin contar con una bahía de transformación que incluye la poza de recolección de aceite, no es la configuración ideal, ya que esto complica las facilidades de conexión y la posibilidad de permutar su uso.

No obstante, existen subestaciones en la disposición para la unidad de reserva no considera bahía de transformación, incluso respetando las distancias establecidas. En este escenario, cuando un transformador se encuentra en estado de reserva y no está en operación, es común que el aceite en su interior cause deterioro en los empaques. Como consecuencia, existe la probabilidad de que se produzca una fuga por goteo. Es importante señalar que esta fuga no suele ser masiva ni inmediata; más bien, se desarrolla a largo plazo. En este caso, resultaría adecuado contar con una

bandeja conectada a la poza de recolección general para gestionar de manera efectiva este posible goteo de aceite.

8.10 Situación del activo – condición física de operación

La realización de una inspección de campo implica examinar minuciosamente las características del entorno y del activo, lo cual puede proporcionar de manera segura indicaciones sobre las tendencias de la condición física de operación y señales tempranas que facilitan la identificación de problemas futuros. En este contexto, la experiencia y paciencia del inspector o fiscalizador desempeñan un papel crucial para garantizar una evaluación exhaustiva y precisa.



*Imagen: Fotografía de campo (**)*

Fig. 8.10-1 Colapso de torre en cerro San Cristóbal 2013, por cambio de conductor

Por ejemplo, es posible identificar áreas cercanas a vertederos que atraen la presencia de aves de tamaño mediano. Estas aves tienden a posarse sobre los conductores eléctricos, y cuando forman un grupo significativo, se presenta el riesgo de un fenómeno similar al "galloping" sobre el conductor. Esto se debe a que, si las aves despegan simultáneamente, el conductor experimentará oscilaciones que podrían resultar en un contacto entre fases. Ante esta situación, es crucial anticipar posibles soluciones, como el aumento de las distancias entre crucetas, la instalación de separadores de fases, o la implementación de métodos ambientalmente aprobados para repeler aves, como sistemas de radiofrecuencia o la introducción de depredadores naturales.



Imagen: Top Cable

Fig. 8.10-2 Bandada de aves sobre el conductor, riesgo de similar al efecto "galloping"

En la figura que sigue, se observa que los aisladores de suspensión presentan una desalineación notable, indicando que están "pateando". Esta situación representa un riesgo significativo, evidenciando una selección inadecuada de la estructura, ya que se ha adoptado un ángulo mayor al aceptable para una configuración de suspensión. Esto genera tensiones adicionales y afecta las distancias DMS desde las fases hasta la masa, pudiendo resultar en problemas serios de descarga a tierra. En la imagen de la izquierda, la distancia de la terna izquierda está demasiadas próximas a la ménsula, mientras que en la imagen de la derecha se recurre a contrapesos para contrarrestar posibles acercamientos causados por la fuerza del viento.

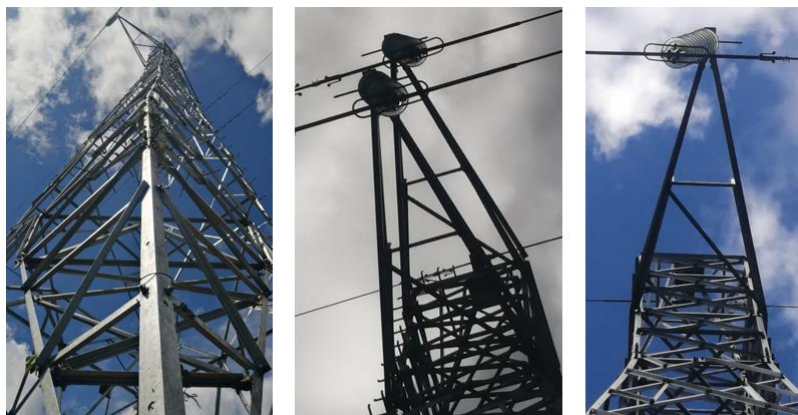


*Imágenes: Fotografías de campo (**) Junín-Perú (izq.), Torbes-Francia (der.)*

Fig. 8.10-3 Estructuras de suspensión con aisladores mal alienados.

Los perfiles que componen los montantes en una estructura de celosía son elementos estructurales fundamentales que aportan rigidez y soporte a la construcción, conectándose con las fundaciones a través de "stubs". En la figura siguiente, se evidencia una torsión en los perfiles de los montantes y una desalineación en las ménsulas de suspensión entre fases y la vertical. Esta distorsión solo puede ser resultado de la rotación de la estructura, indicando que está experimentando tensiones diferentes a las previstas en su diseño original, posiblemente debido a hundimientos en algunas de las fundaciones. Este fenómeno representa un riesgo potencial de colapso.

Una vez identificada la causa de estas tensiones rotacionales, es crucial analizar la naturaleza del problema, ya que, si ocurrió una vez, existe la probabilidad de que vuelva a suceder. Es imperativo examinar detalladamente el entorno físico y determinar la mejor solución a largo plazo. Incluso si la resolución implica variantes en el trazo o reubicaciones de estructuras, que se deben considerar para garantizar la integridad estructural y prevenir futuros incidentes.

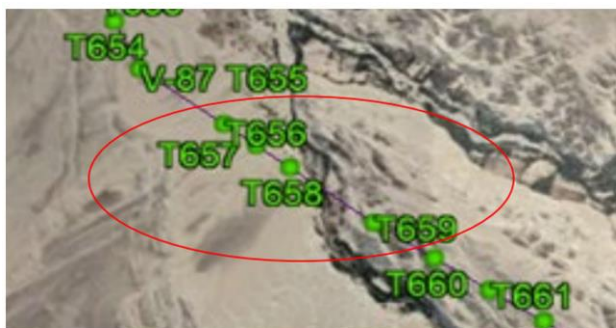


Imágenes: Fotografías de campo (**).

Fig. 8.10-4 Torsión en perfiles de montantes

8.11 Situación del activo – condición física del entorno de operación, plan de contingencias

La torre T658 de la línea 500 kV Chilca Poróma (L-5032) fue instalada en un terreno caracterizado como dunas con arena limosa, en las proximidades de un borde de talud que conducía a una quebrada seca. Durante el fenómeno del niño costero en 2017, esta quebrada se activó con un considerable caudal, generando graves afectaciones en el talud. Este evento resultó en el desplazamiento de las fundaciones de la estructura T658, provocando el colapso de dicha torre y de las torres T657, T656 adyacentes.



Imágenes: Atlantica/ Omega Perú.



Fig. 8.11-1 LT 500 kV (L5032), colapso de torres T658, T657 y T656.

Ante la eventualidad se activaron los planes de contingencia, con un equipo profesional altamente calificado y mediante el uso de estructuras provisionales (torretas de emergencia) logran hacer un “by pass” del tramo afectado, restaurando el servicio.

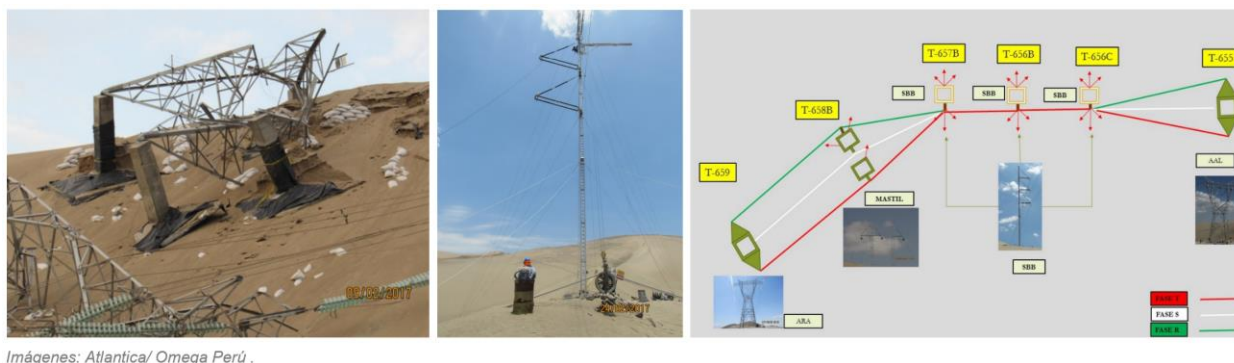


Fig. 8.11-3 T658 colapsada, torreta de emergencia tipo y arreglo del “bay pass”.

Tras el incidente, se hizo evidente la necesidad de evaluar de manera integral el riesgo del entorno físico donde se instalan los activos ante eventos ambientales. Se destaca la importancia de revisar detenidamente los estudios de geotecnia e hidrología contemplados en el diseño original y verificar que hayan sido debidamente considerados. La evaluación geotécnica debe trascender la simple delimitación del tipo y características del suelo para las fundaciones de las estructuras, abordando aspectos cruciales como la estabilidad del terreno y los taludes en la zona de influencia de eventos cíclicos, como el fenómeno del Niño. Esta evaluación debe complementarse con estudios hidrológicos.

Además, se sugiere capitalizar la valiosa experiencia del equipo de respuesta ante el evento, especialmente en lo que respecta a las torretas de emergencia. Este conocimiento puede ser analizado para extraer lecciones aprendidas y mejorar los tiempos de respuesta ante eventos similares que puedan ocurrir en el futuro.

8.12 Situación del activo – condición física del entorno de operación, soluciones de largo plazo.

En ocasiones, los diseños electromecánicos descuidan la evaluación integral del entorno en términos de riesgos geológicos, geotécnicos e hidrológicos. Resulta esencial adoptar un enfoque de mapeo más amplio, evitando limitarse a puntos específicos. La mayoría de los problemas de contingencias emergen debido a condiciones en el entorno provocadas por la activación de efectos físicos debidos a causas geológicas e hidrológicas que, lamentablemente, no han sido debidamente identificadas. Los profesionales electromecánicos suelen enfocarse exclusivamente en comprender las características del terreno en el punto específico de implementación del activo, descuidando los estudios que podrían revelar las particularidades y rasgos distintivos del entorno. Lo más preocupante es la falta de consideración de los posibles efectos del proyecto en la zona circundante, lo que podría ocasionar deslizamientos o desplazamientos debido a eventos activados, generalmente asociados con quebradas secas o tipos de terrenos inestables. Aunque estas situaciones cuentan con soluciones, su implementación suele acarrear costos elevados y, lamentablemente, en la mayoría de los casos, pasan desapercibidas. La importancia crucial de comprender las componentes geológicas, los suelos y la hidrología del entorno, así como sus influencias en el sitio focalizado a través de estudios especializados, no puede ser subestimada.

Es esencial examinar minuciosamente los activos para identificar la solución implementada frente a desviaciones o afectaciones que no fueron contempladas en el diseño o construcción, y que han surgido durante la fase operativa.

Dado que el tiempo de vida útil de un activo puede extenderse hasta 25 años, los problemas que surgen a lo largo de este período son de naturaleza a largo plazo. En consecuencia, resulta crucial determinar que la solución adoptada también esté diseñada para abordar estos desafíos a largo plazo. A menudo, nos encontramos con soluciones ingeniosas, pero que, debido a la presión de mantener la producción y a las limitaciones de recursos del equipo de operaciones del activo, tienden a ser de corto plazo.



Imagen: Fotografías de campo (**).

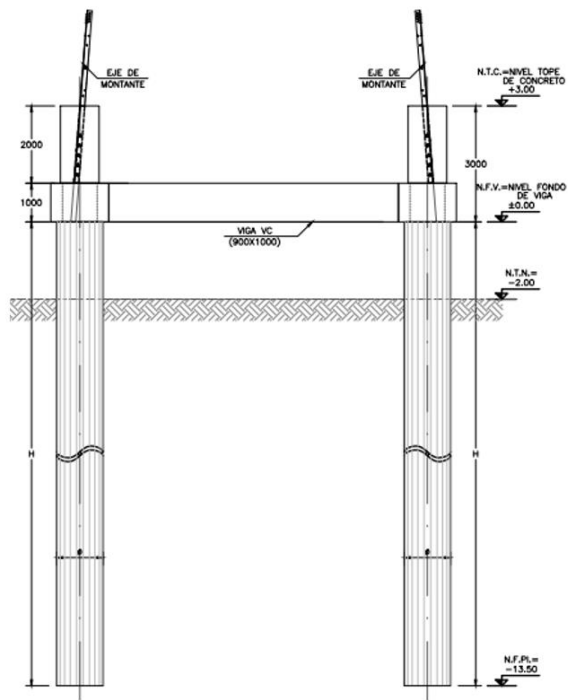
Fig. 8.12-1 Estructuras de madera, con recubrimiento de concreto

Por ejemplo, en la figura anterior se observa que el problema identificado por la operación es la activación de quebradas, una situación de naturaleza cíclica y a largo plazo. La solución implementada en su momento fue de corto plazo, consistiendo en un recubrimiento de concreto que, considerando la naturaleza de los postes de madera, no resulta la opción ideal. Además, dicho recubrimiento no fue reforzado, lo que se evidencia por su deterioro debido a un desplazamiento en la dirección del tiro sobre el poste, el cual no está debidamente compensado con las retenciones. Por ende, en este caso, el riesgo de colapso ha prevalecido sobre la solución de corto plazo.

Se pueden contemplar otras soluciones de largo plazo, siendo la más sencilla la modificación de la ruta para evitar la dirección del agua de la quebrada durante su activación. En caso de que esto no sea factible, podría diseñarse elementos que permitan "convivir" con el evento. Por ejemplo, la instalación de pilotes con una corona de vigas de concreto podría servir como base para nuevas estructuras de celosía, asegurando que el nivel del agua no entre en contacto directo con la estructura.

Además, la opción de utilizar postes de fibra de vidrio podría ser viable, ya que están diseñados para ser anclados sobre pedestales de concreto. La altura de estos pedestales podría ajustarse para elevarlos por encima del nivel de inundación en caso de activación de la quebrada. También es una

alternativa considerar la restauración de los postes de madera, reforzar las retenciones y llevar a cabo obras de protección y contención alrededor de las estructuras mediante sistemas de gaviones.



**CIMENTACIÓN CON PILOTES
(ELEVACIÓN)**

Imagen: Desarrollo propio



Imagen: Abengoa.



Imagen: ISA/Rep.

Fig. 8.12-2 Estructuras sobre pilotes y obras de contención con gaviones

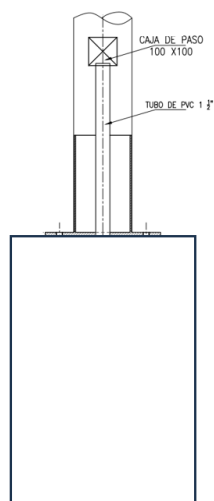


Imagen: Desarrollo propio

Fig. 8.12-3 Esquema de poste de FV sobre pedestal de concreto

8.13 Situación del activo – condición física del entorno de operación, ¿alienadas con las normas de diseño?

8.13.1 Dimensiones de pozas de transformadores

Las bases y pozas de contención del líquido aislante (aceite) deben ser impermeables, con dimensiones adecuadas y capacidad de volumen suficiente para retener tanto el aceite como el agua de lluvia, además de considerar un espacio adicional para el agua de extinción, en caso de ser necesario.

Es crucial prevenir cualquier fuga de aceite hacia el entorno. Los flujos de agua pueden retenerse en la poza de contención o dirigirse a un separador de aceite y tanques de captación auxiliar.

La posibilidad de vaciar la poza mediante una bomba está condicionada a un sistema de bombeo automático que debe ser diseñado y controlado de manera que evite que el aceite fluya hacia los desagües generales de la subestación. La capacidad de volumen de las pozas de contención no debe reducirse debido al ingreso de agua de lluvia.

Las dimensiones de las pozas de contención para los transformadores instalados al aire libre (IEC 61936-1, ítem 8.8.1.3, nota 2) [5], debe ser consideradas igual a la longitud y ancho de los transformadores más el 20% de la altura del transformador (incluyendo el tanque conservador) a cada lado con un mínimo de 800 mm (IEEE 980 recomienda como mínimo 1500 mm), dimensiones que se recomiendan también en la página 15, ítem 4.4.1 del Informe CIGRE 23-07 (1972).

La poza de contención deberá tener un sumidero con una capa de piedra de mínimo 300 mm de espesor de 40/60 mm de diámetro sobre una parrilla de fierro galvanizado o viguetas de concreto, con el propósito de enfriar el aceite en llamas y ahogar (extinguir) las llamas cuando pase a través de ella.

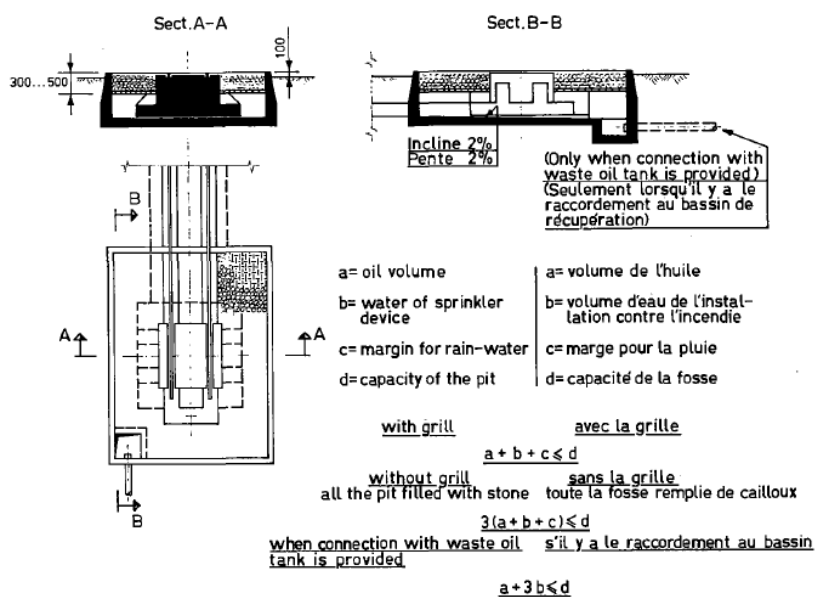


Fig.8.13.1-1. Dimensiones de poza según IEC 61936-1[5], ítem 8.8.1.3, nota 2 y CIGRE 23-07

La poza de retención de aceite no es simplemente una medida estándar; es una salvaguarda esencial para contener el aceite en caso de un colapso o explosión del transformador. En estas circunstancias, la fuga de aceite puede ser masiva e incluso inflamable, subrayando la crítica importancia de garantizar dimensiones específicas para la poza, con una distancia mínima de 800 mm entre el transformador y el borde de esta.

Es imperativo destacar la presencia de una capa de "ripio" estratégicamente ubicada debajo de la poza, con un espesor entre 300 mm y 500 mm. Esta capa no solo tiene la función de extinguir el fuego del aceite en llamas, sino que también actúa como un medio efectivo para enfriar el aceite al pasar a través de ella. Estos detalles no son simplemente recomendaciones, sino medidas críticas para garantizar la seguridad en situaciones de emergencia.



*Imágenes: Fotografías de campo (**).*

Fig.8.13.1-2. Poza de retención de aceite, que no está adecuadamente dimensionada



*Imágenes: Fotografías de campo (**).*

Fig.8.13.1-3. Vista de con poza de retención con dimensiones no adecuadas

8.13.2 Distancias de separación entre transformadores y edificios

Algunas directrices ofrecen recomendaciones de distancias basadas en el flujo de calor calculado a partir del tamaño potencial de la fuente de fuego. Otras normas y guías de referencia, mencionadas posteriormente, brindan orientación sobre la distancia de separación, ya sea basada en el volumen de aceite o en los MVA nominales de los transformadores [6].

Es importante destacar que las distancias de separación recomendadas pueden experimentar una reducción significativa cuando el transformador utiliza un líquido aislante de clase menos inflamable, como el tipo "K", en lugar de aceite mineral. Además, es posible lograr una reducción adicional en las distancias de separación si el transformador cuenta con características de protección mejoradas, como un aumento en la resistencia del tanque, sistemas de alivio de presión y protección adicional contra corrientes de falla [6].

Como referencia, se han consultado las tablas señaladas en el CIGRE 537 [6] que son en conformidad las normativas IEC, FM Global y ENA, las cuales proporcionan las distancias recomendadas que se detallan a continuación:

Table 16 : IEC 61936-1 Recommendations for separation distances between outdoor transformer and buildings

Transformer Type	Liquid Volume (l)	Clearance to	
		Other Transformers or non Combustible Building Surfaces [m]	Combustible Building Surfaces [m]
Oil Insulated Transformers (O)	>1 000 < 2 000	3	7.6
	≥ 2 000 < 20 000	5	10
	≥20 000 < 45 000	10	20
	≥ 45 000	15.2	30.5
Less Flammable Liquid insulated Transformers (K) without Enhanced Protection	≥1 000 < 3 800	1.5	7.6
	≥ 3 800	4.6	15.2
Less Flammable Liquid insulated Transformers (K) with Enhanced Protection	Clearance to Building Surfaces or Adjacent Transformers		
	Horizontal [m]		Vertical [m]
	0.9		1.5

Note: Enhanced protection means: Increased Tank rupture strength, Tank pressure relief, Low current fault protection, High current fault protection. For examples of enhanced protection, see Factory Mutual Global's standard 3990 or equivalent.

Fuente de tablas: Cigre TB 537 [6].

Table 17 : FM Global's recommendations for separation distances between outdoor transformer and buildings

Fluids	FM Approved or Equivalent Transformer	Liquid Volume [l]	Horizontal Separation [m]			Vertical Separation [m]
			2 Hour Fire Resistant	Combustible Walls		
				No	Yes	
Less flammable	Yes	n/a	0.9	0.9	0.9	1.5
	No	< 38,000	1.5	1.5	7.6	7.6
		>38,000	4.6	4.6	15.2	15.2
Mineral oil	N/A	< 1900	1.5	4.6	7.6	7.6
		1,900 to 19,000	4.6	7.6	15.2	15.2
		> 19,000	7.6	15.2	30.5	30.5

Fuente de tablas: Cigre TB 537 [6].

Además de las distancias de separación entre transformadores y edificios, FM Global también establece distancias de separación entre transformadores y otros equipos.

Table 18 : FM Global's recommendations for separation distance between outdoor transformers

Fluid	FM Approved or Equivalent Transformer	Liquid Volume [l]	Horizontal Separation [m]
Less flammable	Yes	N/A	0.9
	No	< 38,000	1.5
		> 38,000	7.6
Mineral oil	N/A	< 1900	1.5
		1,900 to 19,000	7.6
		> 19,000	15.2

Fuente de tablas: Cigre TB 537 [6].

También, el documento: ENA DOC 18 "Interim Guide for the Fire protection of Substations", proporciona otro conjunto de recomendaciones para las distancias de separación entre el transformadores y edificios, según la cantidad de volumen de líquido aislante. Las distancias aquí mostradas son coincidentes con lo indicadas por IEC.

Table 19 : ENA Document 18. Recommendation for separation distance between outdoor transformer and equipment

Transformer Liquid Volume [l]	Minimum Clearance to Other TXs or Non-combustible Building Surface [m]	Minimum Clearance to Combustible Building Surface [m]
1,000 < 2,000	3	7.5
2,001 < 20,000	5	10
20,001 < 45,000	10	20
45,001 < 60,000	15	30
> 60,000	23	30

Fuente de tablas: Cigre TB 537 [6].

Las distancias recomendadas entre transformadores, muros cortafuegos y edificaciones tienen como objetivo principal contener el incendio, facilitar la intervención del personal de extinción. Es primordial asegurar que las distancias sean las apropiadas para que el equipo de intervención pueda operar efectivamente con sus equipos. Es crucial destacar que, a distancias menores, el flujo de calor tiende a aumentar, lo que dificulta tremendamente el trabajo del equipo de extinción. Por tanto, se respetar las distancias permitan manejar de manera efectiva el flujo de calor para garantizar un mínimo de condiciones para la extinción de forma segura.

Así por ejemplo en la siguiente figura se puede ver el riesgo, por no tener una distancia adecuada entre el transformador con la edificación, los materiales de la edificación no garantizan ser a prueba de fuego de por lo menos 2 horas, dado que tiene ventanas es usado para adosar cables de fuerza



Imagen: Fotografía de campo (**).

Fig.8.13.2-1. Distancias de seguridad a edificación, inadecuada

Referencias

- [1] Resolución N° 091-2006-OSCD, <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/708901-091-2006-os-cd>
- [2] Performance de Sistemas de Transmisión, <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision/performance>
- [3] Memoria Institucional 2022 – Osinergmin, <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/4666230/Memoria%20Osinergmin%202022%20.pdf>
- [4] Interactions between Electrical Infrastructure and Wildlife, CIGRE TB 876, 2022
- [5] IEC 61936-1 Power installations exceeding 1 kV AC and 1,5 kV DC - Part 1: AC
- [6] Guide for Transformer Fire Safety Practices, CIGRE TB 537, 2013

Imágenes:

Imágenes (**): Todas las fotografías de campo son de uso y propiedad reservada.

Información de Contacto



Freddy Quijaite Dávila

Ing. Electricista, CIP 64760

fquijaite@gmail.com

PERÚ >

San Martín: Tras varios días sin luz, empresa Electro Oriente restableció energía eléctrica en todo el Alto Mayo

La prestadora del servicio aseguró que este se reanudó en los distritos de Rioja, Soritor, Nueva Cajamarca, y otras localidades anexas; sin embargo, ciudadanos aún reportan cortes intermitentes

Por Daniela Valderrama Blume



Incendio en SE Querétaro México, miércoles 8/11/2023



Registan explosión e incendio en subestación de CFE en Querétaro. (Emmanuel Rincón)

