

# Tools to Mitigate Ice Sleeve Formation. Case Study: LAT La Viña – Los Molinos, EPEC.

Baez, Esteban Ariel; Otta, Gerardo

Overhead power lines are exposed to climatic phenomena of various characteristics; therefore, these must be considered to ensure the quality of service. In regions where climatic conditions are adverse, with low temperatures and high humidity, one of the most common phenomena that develops is the ice sleeve, which has made necessary the implementation of techniques to avoid its harmful effects. This article analyzes, the monitoring and mitigation techniques developed for the high voltage line, located in the mountain of the pampa de achala and belonging to the Empresa Provincial de Energía Eléctrica de Córdoba, as well as the additional mitigation measures for an eventual extension of the network. Meteorological stations and cameras were installed as a monitoring method, while the mitigation method is mainly based on the heating of the line by applying the Joule effect method. In conclusion, the contribution made in this article is considered of great importance for the world electrical community, since it establishes a precedent of mitigation of the phenomenon, which can be successfully applied in different geographical areas.

*Palabras claves: Acreción, Manguito de hielo, Líneas de Transmisión, Monitoreo y Mitigación, Continuidad de Servicio, fenómenos climáticos.*

## I. NOMENCLATURA

EPEC: Empresa Provincial de Energía de Córdoba.  
SADI: Sistema Argentino de Interconexión.  
CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista Sociedad Anónima.  
TRANSENER: Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Sociedad Anónima.  
SIP: Sistema Interconectado Provincial.  
EETT: Estaciones Transformadoras.  
CALENTAMIENTO: Acción de forzar una circulación de corriente por una línea.  
ACRECIÓN: Crecimiento por adición de materia.  
LAT: Línea Aérea de Alta Tensión.  
CTP: Centro de Teleoperación Provincial.  
CTZ: Centro de Teleoperación Zonal.  
E/S: En Servicio.

## II. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el calentamiento global está causando un gran impacto sobre el planeta produciendo un cambio climático que ha provocado un aumento de los fenómenos meteorológicos severos y de gran amplitud. Estos fenómenos provocan importantes efectos en la continuidad del servicio de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). Además, los territorios con grandes extensiones en sus superficies están

expuestos a diferentes tipos de clima según la zona geográfica. En este sentido, las empresas abocadas al transporte de energía tienen el desafío de mantener y operar líneas de alta tensión sometidas a diferentes tipos de efectos según la época del año [1], [2]. Por otro lado, la evolución de los hábitos de los usuarios y la creciente dependencia de la energía eléctrica para lograr una adecuada calidad de vida genera la motivación de las empresas de energía a brindar un suministro eléctrico cada vez más fiable [1].

Dentro de la variedad de fenómenos meteorológicos, la formación de acreciones de hielo en las líneas aéreas de alta tensión (LAT) toma un rol destacado en la confiabilidad del servicio. El estudio de un fenómeno de estas características ha sido evidenciado en varios eventos: la tormenta de hielo de 1998 en el noreste de Norteamérica causó el colapso de 1.000 torres y 3.000 kilómetros de líneas eléctricas destruidas [3], en la Patagonia Argentina una tormenta de hielo provocó la caída de 18 torres de 500 kV requiriendo la movilización de 125 colaboradores especializados de todo el país [4], y la nevada en las Altas Cumbres en el 2017 causó el colapso de tres estructuras reticuladas y el corte de los conductores pertenecientes a las tres fases [5]. Esos efectos hacen necesario investigar sobre las diferentes alternativas de monitoreo y mitigación para evitar la interrupción del servicio eléctrico.

Este artículo se enfoca en el impacto que provoca la formación de manguito de hielo sobre el equipamiento de las redes aéreas de alta tensión de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) y las consecuencias a las cual se expone la red eléctrica al operar bajo la presencia del fenómeno de acreción. Además, se presenta la condición actual del método de mitigación adoptado, y las alternativas de solución en caso de que la red de transporte sufra modificaciones topológicas.

El artículo está organizado de la siguiente forma: La sección III presenta el marco teórico que sustenta los conceptos utilizados. La sección IV detalla el caso de estudio, el cual presenta la formación de manguito de hielo en una LAT de 132kV con traza en zona de montaña. A continuación, la sección V detalla las formas de monitoreo y se especifican diferentes metodologías de mitigación adoptadas para darle respuesta al fenómeno. Por último, la sección VI resume las principales conclusiones halladas.

## III. MARCO TEÓRICO

### A. Manguito de hielo

La formación de hielo en las líneas de transmisión se puede observar cuando las temperaturas están comprendidas entre  $-3^{\circ}\text{C}$  y  $+2^{\circ}\text{C}$ , las condiciones de bajas temperaturas o temperaturas de congelación hacen que los conductores se

enfrién. Por otro lado, si la temperatura sobre el suelo aumenta, la precipitación de hielo se reduce a través del aire cálido, dando lugar a que el proceso de congelación solo se presente cuando la humedad entra en contacto con el conductor frío.

Cuando el aire por encima del conductor se enfría demasiado, entonces la precipitación se congela en el aire y no se adhiere al conductor.

Existen dos tipos de hielo:

1) Hielo glaseado: La temperatura adecuada para el glaseado es de  $-3^{\circ}\text{C}$  y  $+2^{\circ}\text{C}$  con velocidades de viento de alrededor de 8 a 9 millas por hora.

2) Hielo atmosférico: es un término general utilizado para la congelación de la sustancia del agua y tienen tres tipos básicos (i) formación de hielo por precipitación, (ii) formación de hielo en la nube y (iii) formación de hielo por sublimación. Los dos primeros pueden causar daños graves en la línea de transmisión.

Hay varios factores que influyen en la formación de hielo, por ejemplo, la velocidad del viento, la temperatura, el microclima, el micro terreno y la humedad relativa del aire [6].

### B. Galloping

Las líneas de transmisión funcionan en su mayoría en un entorno abierto y están sujetas a los vientos sobre los conductores. Eso incluye en las oscilaciones inducidas por la estela y las vibraciones eólicas. Los efectos adversos de tales vibraciones causan, la reducción de la vida útil de los conductores y sus accesorios relacionados. Sin embargo, el uso de dispositivos y espacios de amortiguación puede ser beneficiosos para aumentar su vida útil.

A medida que aumenta la formación de hielo en el conductor, también aumenta el efecto de la vibración eólica y las oscilaciones inducidas por la estela. Además, la vibración eólica de los conductores recubiertos con hielo puede ocurrir en un rango de frecuencia tal que es inmanejable por las capacidades de los amortiguadores. Entonces, la cantidad de nieve en los conductores aumentará la fuerza aerodinámica que actúa a sotavento hasta un punto en el que podrían producirse oscilaciones significativas. Además, el desprendimiento de hielo puede tener el mismo resultado que el galloping, generando una alta carga dinámica en las líneas, lo que puede resultar en la rotura del brazo de la torre, daños a otras torres conectadas a la línea y, debido al rebote de los conductores, se pueden acercar a otros conductores, cables de tierra y otras partes de torres, generando cortocircuitos eléctricos [6].

### C. Métodos de mitigación

Aunque en la actualidad existen diferentes métodos de deshielo, este artículo analiza el método térmico basado en el efecto Joule, utilizado por EPEC, que es un método ampliamente utilizado para operaciones de deshielo y considerado el método más confiable. Este método térmico implica el calentamiento de la línea de transmisión, que derrite la acumulación de hielo mediante el calor producido por la corriente que fluye por los conductores.

La duración del deshielo se puede analizar en función de la temperatura del aire, el espesor del hielo, velocidad del viento y grosor del cable.

El calentamiento de efecto Joule para el deshielo se utilizó por

primera vez en 1920 y se implementó ampliamente en EE. UU. Rusia y Canadá. Sin embargo, a medida que las líneas de transmisión se hicieron más largas, se complicó el uso de este método. El objetivo principal esta metodología es mantener la temperatura de la superficie por encima de  $0^{\circ}\text{C}$  y puede ser regulado a través de la corriente que circule por la línea de transmisión.

A partir de la ecuación (1), es posible analizar la corriente requerida para prevenir la acumulación de hielo/nieve en la línea de transmisión. Al considerar la pérdida de calor por convección, la ecuación se deriva para calcular el incremento de temperatura en el área de superficie de la línea de transmisión por encima de la temperatura del aire ambiente para velocidades de viento superiores a 1 m/s para evitar la acumulación de hielo [6].

$$\Delta T = 4,43 \times 10^{-4} \frac{I^2 R_{AC}}{\sqrt{dv}} \quad (1)$$

Donde:

$\Delta T$  = Variación de temperatura [ $^{\circ}\text{C}$ ]

$I$  = Corriente que circula por el conductor [A]

$R_{AC}$  = Resistencia en CA del conductor [ $\Omega/\text{km}$ ]

$d$  = Diámetro del conductor [mm]

$v$  = Velocidad del viento [ $\text{m/s}$ ]

### D. Procedimiento de operación

Un procedimiento es un documento que detalla la planificación de tareas importantes para alcanzar un estándar de ejecución. Estos procedimientos son esenciales para guiar la realización de una tarea y preservar el conocimiento sobre cómo se debe llevar a cabo la actividad que describen. Su objetivo principal es garantizar la eficiencia, la calidad y la uniformidad en el desarrollo de las tareas.

Para la ejecución de las pruebas fue necesario confeccionar un procedimiento en el cual se detalló paso a paso cada una de las maniobras a realizar teniendo como principal objetivo garantizar la integridad de los operadores y asegurar las condiciones a ensayar.

## IV. CASO DE ESTUDIO

La provincia de Córdoba se encuentra ubicada en el centro geográfico del país, al oeste de la región Centro de Argentina y cuenta con una superficie de 165 321  $\text{km}^2$ .

La EPEC es la encargada de realizar la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica, este servicio lo brinda de manera directa o indirecta (por medio de las cooperativas eléctricas), a todos los habitantes de la Provincia. Para cumplir este objetivo, cuenta con una red de transporte en alta tensión denominada Sistema Interconectado Provincial (SIP) y conformada por más de 5800km de líneas en servicio en los niveles de tensión de 132kV y 66kV, las mismas permiten el vínculo necesario para concretar el transporte energía dentro de la provincia y hacia las provincias limítrofes de San Luis, La Pampa, Santiago del Estero y Santa Fe [7].

El flujo de potencia que circula por la red de EPEC proviene en gran medida del aporte que realizan los nodos de interconexión que cuenta el SIP con el Sistema Argentino de

Interconexión (SADI), dichas interconexiones se concretan en tres estaciones transformadoras de 500/132 kV, que se denominan Malvinas Argentinas, Almafuerte y Arroyo Cabral. El resto de la energía transportada por la red del SIP es suministrada por las diferentes centrales de generación que se encuentran distribuidas en puntos estratégicos de la provincia, algunas de ellas propiedad de EPEC y las restantes de carácter privado [7].

El SIP ha operado más de 2400 MW de potencia instantánea durante el verano de 2024, convirtiéndose en el récord histórico de suministro de demanda (2429 MW).

Este trabajo está enfocado puntualmente en la LAT de 132 kV La Viña – Los Molinos la cual tiene una longitud de 60 km y atraviesa el Valle de San Javier, Calamuchita y la zona montañosa de las Altas cumbres.

Aproximadamente 33 km, el 56% del largo total de su traza, se encuentra emplazada a una altitud superior a los 1000 m s. n. m. Por lo mencionado, el tramo en cuestión se encuentra expuesto a grandes exigencias climatológicas como son: temperaturas inferiores a los 0 °C, vientos de gran magnitud, descargas atmosféricas, amplios saltos térmicos, elevados porcentajes de humedad ambiente, etc.

A continuación, en la Fig. 1, se aprecia la traza de la línea, la cual es el vínculo físico entre las Estaciones Transformadoras (EETT) La Viña y Los Molinos. Además, se observa el perfil de elevación del terreno a lo largo de la traza, identificando que en el tramo más crítico del emplazamiento se encuentra sobre la parte montañosa de las Altas Cumbres, en las Sierras de Pampa de Achala, donde el punto de mayor altura es de 2318 m s. n. m.

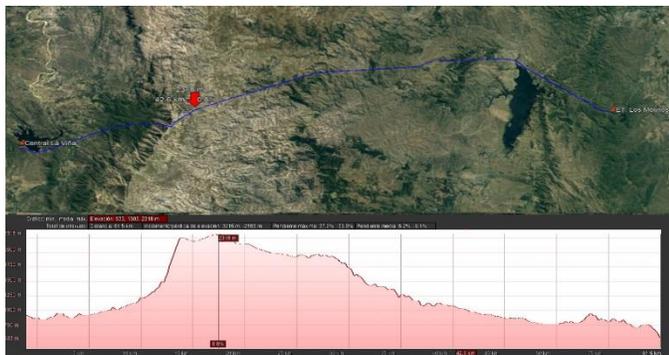


Fig. 1. Trazo y elevación de la LAT 132 kV La Viña – Los Molinos.

La problemática se presenta durante la temporada invernal, en los meses de junio, julio y agosto, donde las temperaturas y humedad de la zona son propicias para la acumulación de nieve y formación de manguito de hielo sobre estructuras portantes y conductores. Sin embargo, debido a las características de la zona, se presentan microclimas en diferentes épocas del año que pueden ser favorables para la formación de manguito de hielo fuera de la época de invierno.

En la Fig. 2 se observa un relevamiento fotográfico del evento sucedido el día 17 de mayo del 2017 sobre la línea en análisis.

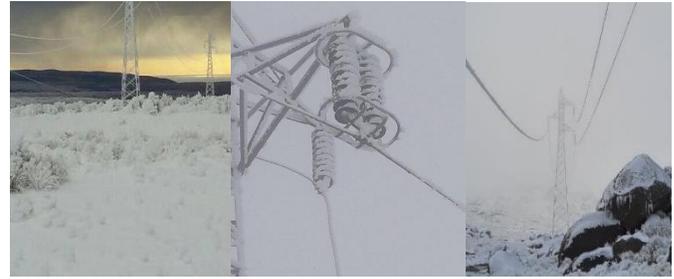


Fig. 2. Relevamiento fotográfico – evento del 17/05/2017

La presencia de este tipo del manguito de hielo genera sobrecarga mecánica, la cual se acentúa en dos situaciones claves, con la formación de hielo y durante la descarga de hielo en el que predominan los efectos dinámicos del galloping. Cuando dichos efectos superan los márgenes de seguridad contemplados en el diseño original desencadenan en una salida de servicio de la LAT, por colapso de las estructuras y/o el corte de conductores.

Ante la ocurrencia de estos casos, la EPEC cuenta con vehículos especiales para acceder por los caminos de difícil acceso y un refugio que permite albergar al personal especializado en el desarrollo de las tareas de mantenimiento correctivo.

Es de gran importancia resaltar que la salida de servicio de esta línea es una perturbación muy crítica para el SIP debido a que imposibilita la capacidad de brindar el servicio eléctrico en la zona de traslasierra, afectando tanto el suministro eléctrico de EPEC como de EDESAL y dejando sin atender, en escenarios picos, una demanda máxima de 70 MW aproximadamente [8]. En escenarios de menor consumo, se puede operar sin cortes de demanda, pero bajo la condición de red N-1 se pueden producir subtensiones considerables, con valores fuera de los límites admisibles que impone la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) [9]. Además, esta condición, expone al SIP a funcionar en estado de emergencia y sin capacidad de tolerar un N-2 en la zona de influencia.

Durante el evento del 17 de mayo de 2017, la combinación entre la formación de hielo y la presencia de vientos de elevada intensidad generaron las condiciones propicias para exigir la LAT de 132 kV La Viña – Los Molinos por encima de sus condiciones de diseño, causando el colapso de tres estructuras reticuladas y el corte de los conductores pertenecientes a las tres fases.

En esta oportunidad, la perturbación causó la actuación de la protección de impedancia en ambos extremos, con señal de falla fases RST a tierra y el localizador de falla indicó una distancia de 24 km desde ET La viña hacia ET Los Molinos.

El evento no provocó cortes de demanda, pero si requirió de una ardua tarea del equipo perteneciente a la Gerencia de Transmisión. Por un lado, para lograr operar el sistema bajo las condiciones descritas, garantizando el suministro de energía en la región. En este sentido, con la finalidad de brindar una adecuada calidad de servicio se instaló, en ET Cura Brochero de 66/13,2kV, dos grupos generadores de 1 MW cada uno, que cuenta EPEC para afrontar contingencias de estas características. Por otro, se coordinaron y ejecutaron las tareas necesarias para lograr la restitución de la LAT colapsada, con el objetivo de disponerla E/S, en el menor tiempo posible.

V. DESARROLLO

En esta sección se presentan las diferentes herramientas de la EPEC que permiten un adecuado monitoreo del estado del conductor en la zona descrita anteriormente. Además, se detallarán las medidas adoptadas para lograr la mitigación de los efectos adversos que conlleva la formación del manguito de hielo sobre la LAT.

A. Herramientas de monitoreo

El monitoreo consiste en la utilización de una serie de herramientas y tecnologías que se complementan entre sí con el fin de evaluar adecuadamente el estado del conductor en tiempo real.

La implementación de las herramientas tecnológicas a la que se hace referencia está compuesta por una estación meteorológica, dos equipos especiales proporcionados por la empresa Laki Power – Grid Monitoring Solutions, que se encuentran montados directamente sobre el conductor, incluyendo tres cámaras infrarrojas, diferentes sensores y vínculos de conectividad.

En Fig. 3 se observa que las cámaras muestran el estado del conductor y el grosor del hielo. Además, el sistema de cámaras permite ver el conductor en las dos direcciones durante todo el día. A su vez los sensores miden de manera directa e indirecta los parámetros a los que se ve sometido el conductor, como la intensidad y dirección de viento, la temperatura del conductor, entre otros. Otro de los aspectos tecnológicos de gran envergadura es la implementación de vínculos de conectividad en esta zona, lo cual facilita la transmisión de los datos recabados por los diferentes equipos hacia el Centro de Teleoperación Provincial (CTP), en donde se procesa la información. Todo esto permite la toma de decisiones de manera eficiente y confiable.

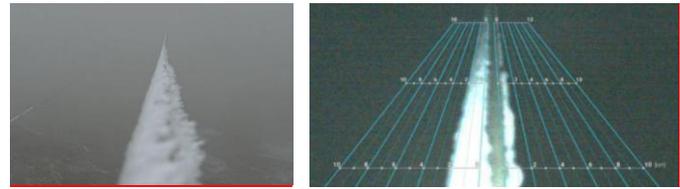


Fig. 3. Imágenes del manguito de hielo capturadas por las cámaras.

B. Metodologías de mitigación

En lo que respecta a las medidas preventivas que se realizan para mitigar la formación del manguito de hielo, se puede mencionar la ejecución del calentamiento de la LAT, el cual consiste en realizar las maniobras necesarias para lograr un flujo de corriente que evite o minimice la acreción de hielo sobre el conductor.

1) Situación actual

En este sentido, en la actualidad el calentamiento de la LAT se realiza mediante la utilización de un generador hidráulico dispuesto en la Central Hidráulica (CH) Los Molinos, un conjunto de seccionadores de maniobra instalados en Estación Transformadora (ET) La Viña y la línea propiamente dicha.

En la Fig. 4 se observa el esquema unifilar del circuito de calentamiento, el cual se encuentra resaltado en color magenta para diferenciarlo del resto de la red de transporte, que esta mostrada en color azul.

En la ET Los Molinos, el grupo hidráulico (GH1) cuenta con una configuración especial, la cual permite que, mediante la ejecución de diversas maniobras, se desvincule el generador de la red y se predisponga para la función de calentamiento, conectando el grupo directamente a la línea en cuestión.

Para cumplir con el principal objetivo que, es hacer circular una corriente determinada que genere el calor suficiente para mitigar el efecto de la formación de manguito de hielo es necesario contar con la línea fuera de servicio y realizar un

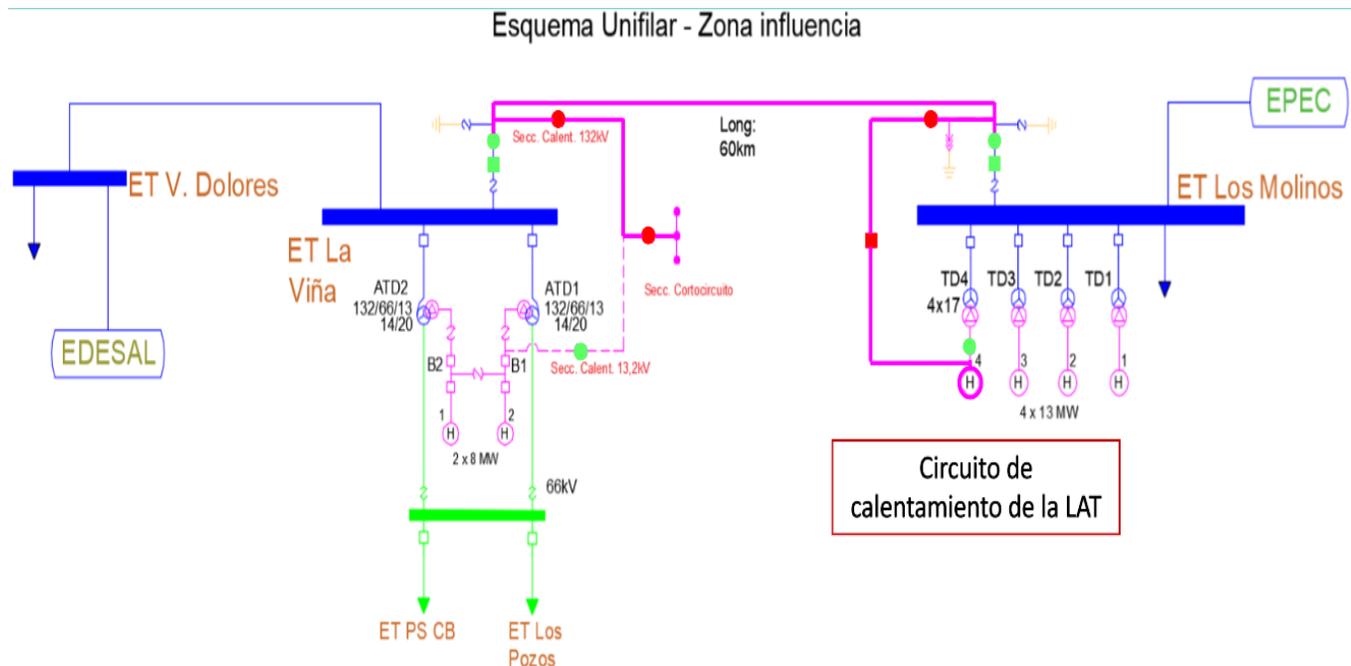


Fig. 4. Esquema unifilar de calentamiento.

cortocircuito aislado de tierra. En ET La Viña hay un juego de seccionadores que brinda la configuración necesaria para desvincular la LAT del resto de sistema y predisponerla en cortocircuito trifásico aislado de tierra.

Para concretar lo descripto anteriormente se procede según lo detallado en la Tabla 1.

Tabla 1

Procedimiento de acciones operativas para el calentamiento (OE: Orden de Ejecución; PR: Personal Responsable).

OE	ACCIÓN A EJECUTAR	PR
1	Se define la necesidad de realizar el calentamiento, indicando la hora de inicio.	OP y RAT
2	Se convoca a los operadores para realizar, en forma manual, la apertura y cierre de los seccionadores en ET La Viña y ET Los Molinos.	CTP y CTZ Reolín
3	Se verifica que el GH1 se encuentre fuera de servicio.	CTP
4	Se abre en forma teleoperada los interruptores de 132kV en ET Molinos campo de línea salida a La Viña y en ET La Viña campo de línea salida a Molinos.	CTP
5	Se ordena al CTZ Reolín la apertura de los seccionadores de línea en ET Molinos campo de línea salida a La Viña y en ET La Viña campo de línea salida a Los Molinos.	CTP
6	Se ordena a CTZ Reolín la ejecución de la maniobra de calentamiento.	CTP
7	Se ordena al EOR la apertura de seccionadores 13,2 kV que se encuentran a la entrada del campo del transformador TD1 perteneciente al generador GH1.	CTZ Reolín
8	Se ordena al EOR el cierre del seccionadores 13,2 kV que vincula el GH1 con LAT de 132kV La Viña – Los Molinos.	CTZ Reolín
9	Se ordena al EOR el cierre del seccionador de cortocircuito y de calentamiento en ET La Viña.	CTZ Reolín
10	Se ordena al EOR el cierre, en forma manual, del interruptor de 13,2kV en ET Los Molinos para vincular el GH1 con la línea.	CTZ Reolín
11	Se informa al CTP la finalización de las maniobras de calentamiento.	CTZ Reolín
12	Se solicita a personal de la central, el ingreso del GH1 predispuesto para calentamiento. El generador tiene la capacidad de inyectar una corriente de aproximadamente 200A, la cual depende directamente la impedancia de la LAT a calentar.	CTP

El impacto de la acción de calentar se representa en la Fig. 5, donde se aprecia la circulación de corriente real por la línea en color rojo y en color verde se muestra el valor estimado de la corriente que hubiese circulado por la línea, para el caso de no realizar el calentamiento.

El rango horario de calentamiento ronda entre las 22:30hs y las 08:30hs, en este período se ve que mediante la acción de calentamiento se mantiene una circulación de corriente de aproximadamente 200A, mientras que si no se hubiese realizado el calentamiento la corriente es considerablemente menor. Por la experiencia que se cuenta de casos previos, al estar expuestos a condiciones de temperaturas (rango 0 °C y -4 °C) como los representados en la curva de color naranja, con un porcentaje de humedad mayor al 95% y asumiendo una mínima circulación de corriente sobre la línea, es factible la formación de manguito de hielo, sin embargo, habiendo efectivizado el calentamiento se atraviesa la exigencia climatológica de manera satisfactoria. Lo mencionado, queda validado por lo expresado en la sección III A, donde se puede asegurar que lo definido teóricamente concuerda con lo sucedido en la realidad.

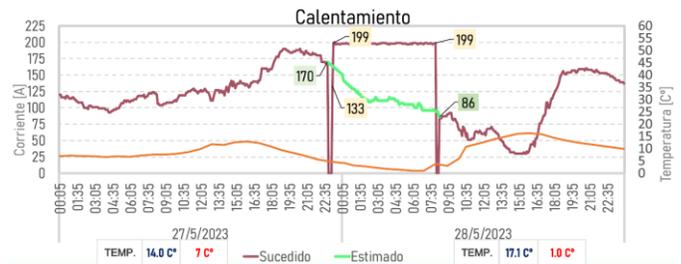


Fig. 5. Curva de corriente de calentamiento vs corriente estimada sin calentamiento.

## 2) Cambio topología de la red de transmisión

El incremento de la demanda, principalmente en la zona del valle de Calamuchita, genera la necesidad de interceptar la LAT de 132kV La Viña – Los Molinos, con el objetivo de vincular una nueva ET de 132/13,2kV que permite el suministro de la demanda de manera eficiente y confiable.

La ejecución de una obra de estas características provoca una modificación importante de la red de transporte, lo que conlleva a un nuevo desafío para EPEC en lo que respecta a proporcionar una solución a la formación de manguito de hielo.

Debido a la nueva topología del sistema y teniendo en consideración la ubicación de la zona crítica de la LAT en estudio, ante el ingreso de esta nueva obra, ya no se cuenta con la disponibilidad de la generación dispuesta en la CH Los Molinos para realizar el calentamiento.

Como alternativa a este nuevo reto, se analizó la posibilidad de calentar desde la CH La Viña, opción que no fue factible por encontrarse indisponible la central.

Otra de las alternativas planteadas fue realizar el calentamiento mediante la utilización de un transformador de potencia con relación de transformación de 132/13,2kV, instalado en la nueva EETT en conjunto con la disposición en cortocircuito aislado tierra de la LAT, en ET La Viña.

Se estudió la propuesta utilizando el software PSSE de SIEMENS, obteniendo del análisis de flujos de potencia resultados favorables, con una circulación de corriente por la línea en el orden de los 300A.

Motivados por los resultados obtenidos en las simulaciones, se realiza un ensayo real sobre la línea, el cual consistió en utilizar el transformador de máquina (132/13,2kV) perteneciente al GH1 e instalado en ET Los Molinos para

tensionar la LAT, la cual se cortocircuito trifásicamente y aislada de tierra en ET La Viña.

El acondicionamiento de la red para la ejecución del ensayo fue de rápida implementación, debido a que se realizó mediante la utilización de equipos existentes y usando el mismo circuito de calentamiento mencionado anteriormente. La mayor intervención se realizó sobre la calibración de las protecciones, con el fin de lograr selectividad y evitar posibles inconvenientes en la operación del resto de sistema.

A continuación, se procede a detallar el procedimiento operativo en cuestión:

Tabla 2

Procedimiento de acciones operativas para el ensayo de calentamiento (OE: Orden de Ejecución; PR: Personal Responsable).

OE	ACCIÓN A EJECUTAR	PR
1	Verificar en ET Los Molinos, la correcta desvinculación del generador de la red eléctrica.	CTP
2	Verificar en ET Los Molinos, la apertura del D13,2kV de calentamiento.	CTP
3	Verificar en ET Los Molinos, la apertura del D132kV del transformador TD4.	CTP
4	Realizar en ET Los Molinos, el cierre del D132kV del acoplamiento de barra de 132kV.	CTP
5	Realizar en ET Los Molinos, cambio de barra del campo de transformación perteneciente al TD4 de 132/13,2kV. De barra B a barra A, quedando protegido mediante la protección asociada al interruptor del acoplamiento de barras de 132kV.	CTP
6	Realizar en ET Los Molinos, el cierre del SPAT del centro de estrella lado 132kV del transformador TD4.	CTZ Reolín y EOR
7	Realizar en ET La Viña y ET Los Molinos, las maniobras necesarias para concretar el cortocircuito trifásico aislado de tierra de la LAT de 132kV La Viña – Los Molinos. En ET Los Molinos, se abre el D132kV y el SL132kV del campo de línea salida a ET La Viña. En ET La Viña, se abre el D132kV y el SL132kV del campo de línea salida a ET Los Molinos y se predisponen para calentamiento los seccionadores de calentamiento y cortocircuito.	CTZ Reolín y EOR
8	Realizar en ET Los Molinos, el cierre del D132kV del transformador TD4.	CTP
9	Realizar en ET Los Molinos, en forma local a distancia, el cierre del D13,2kV de calentamiento.	CTZ Reolín y EOR
10	El ensayo tendrá una duración de 20 minutos desde el momento en que comienza el calentamiento. Posteriormente se procederá a realizar las maniobras necesarias para adoptar nuevamente la configuración normal de ET Los Molinos y ET La Viña.	CTP

En la Fig. 6, se observa, en color magenta, el esquema unifilar del circuito de calentamiento predispuesto para el ensayo. En color azul (132kV) y verde (66kV) el resto de la red del sistema eléctrico.

La principal meta a conseguir en el ensayo estaba centrada en la obtención de resultados concretos que permitieran

asegurar la factibilidad técnica del proyecto. En este sentido, previo a la ejecución, se instaló sobre el campo del transformador de máquina un equipo registrador de parámetros eléctricos, para que luego de la prueba se pueda analizar en detalle los valores obtenidos.

Los resultados del ensayo fueron satisfactorios y los mismos se pueden apreciar en la Fig. 7. En ella, se grafica el valor de la corriente de cada fase (R, S, T) y se identifica un primer evento el cual representa un pico de corriente asociado a la energización del transformador de potencia.

El segundo evento relevante, representa la circulación de corriente cuando se cierra del interruptor de 13,2kV de calentamiento, dispuesto en ET Los Molinos.

La corriente de calentamiento alcanzada durante el periodo de prueba estuvo aproximadamente en 290A, lo cual se corresponde con los resultados obtenidos por simulación.

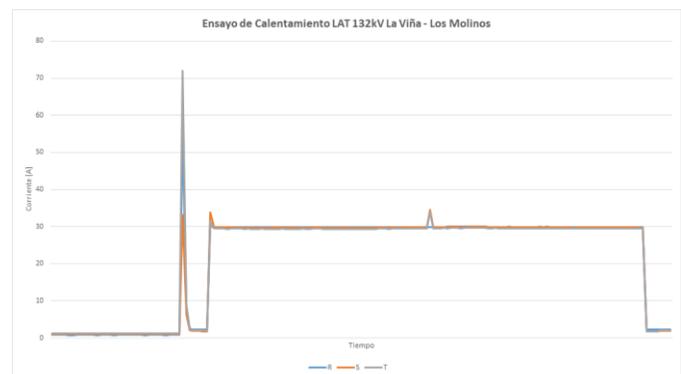


Fig. 7. Registro del medidor de parámetros eléctricos durante el ensayo de calentamiento.

La etapa posterior al ensayo consistió en la realización del informe correspondiente, para poner en conocimiento a diferentes áreas de incumbencia dentro de la EPEC, que la alternativa propuesta es viable desde el punto de vista técnico, quedando validado mediante simulaciones y aplicación real.

Actualmente, el proyecto se encuentra en una fase de ingeniería de detalle, para posteriormente proceder a la ejecución de la solución.

## VI. CONCLUSIÓN

En lo que respecta a la implementación de nuevas herramientas de monitoreo y control para la acreción de hielo sobre la LAT, se puede mencionar que la aplicación de las mismas, resalta la importancia que generan al habilitar el incremento de la observabilidad de los tramos de red de transmisión que se encuentran expuestos a estos tipos de eventos e incrementa la confiabilidad del sistema, ya que se logra tomar decisiones asertivas que permiten ejecutar las medidas preventivas necesarias para la mitigación del fenómeno

Es importante mencionar que, tras comenzar con la utilización de la tecnología para el análisis de este fenómeno, se detectó un incremento en la eficiencia de las horas de calentamiento, debido a que permitió identificar de manera puntual, las situaciones de mayor exigencia.

Por otro lado, referido a las estrategias de mitigación para la formación del manguito de hielo, la estrategia actual de

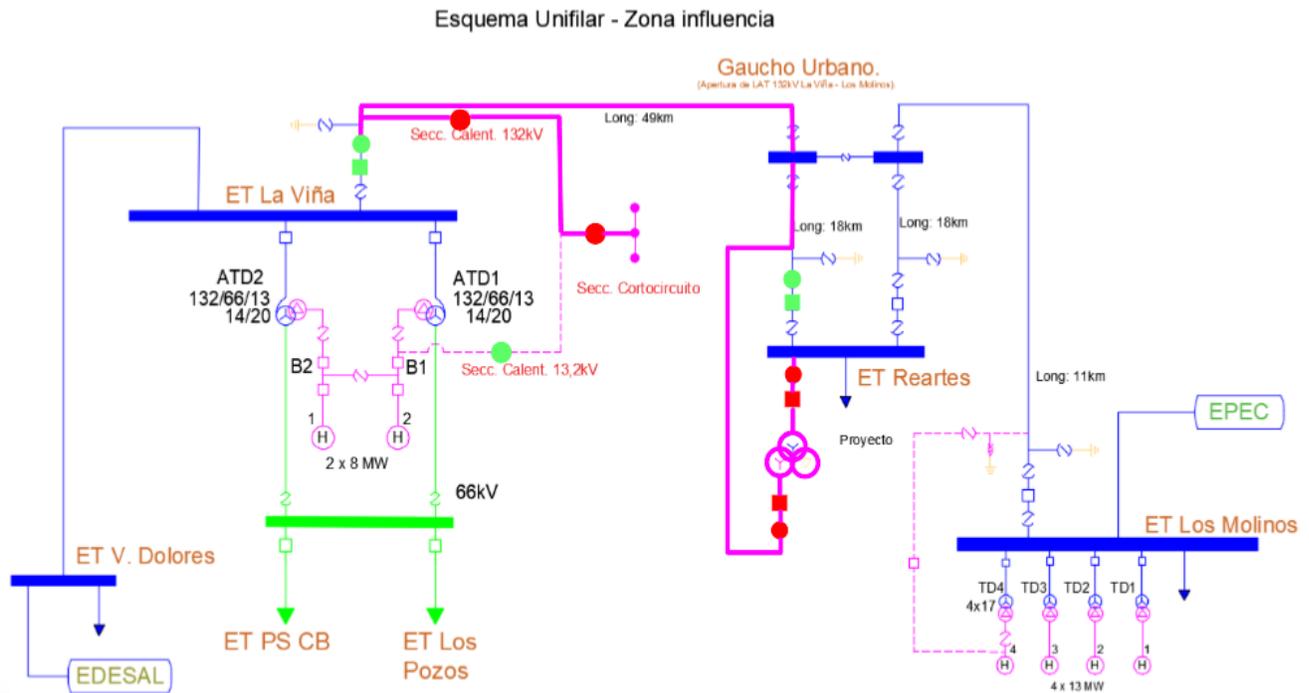


Fig. 6. Esquema unifilar de ensayo de calentamiento.

calentamiento permite controlar el fenómeno de manera satisfactoria.

En este marco, la necesidad de realizar un cambio topográfico en la red con el fin de garantizar una adecuada calidad de servicio, presentó un gran desafío. El mismo, fue muy interesante porque las alternativas propuestas debían estar ajustadas rigurosamente a las necesidades requeridas.

Llevar adelante un proyecto de esta envergadura fue de gran aprendizaje en lo que respecta a cuestiones técnicas, ya que permitió aplicar software de simulación para la determinación de los posibles valores de circulación de corriente, y se pudo concretar un ensayo real sobre la red de alta tensión que permitió validar los modelos utilizados y además garantizó la factibilidad técnica de la solución propuesta.

En lo que respecta al aprendizaje interdisciplinario, se destaca que los resultados obtenidos fueron exitosos debido al compromiso y al trabajo en equipo que se realizó durante todo el proceso.

## VII. REFERENCIAS

- [1] D. Falabretti, M. Delfanti, y M. Merlo, «Power Systems' Resilience Against Ice Sleeves: An Assessment Methodology Tested in the Smart City Vizze Project», en *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, IEEE, 2018, pp. 1-6.
- [2] S. Quaia, A. Mauri, M. Marega, A. Marchesin, D. Rampazzo, y C. Vergine, «Subtransmission overhead lines mechanical monitoring for fast detection of damaging events», *Electrical Engineering*, vol. 104, n.º 6, pp. 3881-3891, 2022.
- [3] M. Huneault, C. Langheit, y J. Caron, «Combined models for glaze ice accretion and de-icing of current-carrying

electrical conductors», *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 20, n.º 2, pp. 1611-1616, 2005.

- [4] J. Cebreiro, «Emergencia de Puelches – Transener». Accedido: 7 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.transener.com.ar/emergencia-de-puelches/>
- [5] «Tormenta de nieve del viernes afectó línea de alta tensión en Altas Cumbres», *La Nueva Mañana*. Accedido: 7 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://lmdiaro.com.ar/contenido/14656/tormenta-de-nieve-del-viernes-afecto-linea-de-alta-tension-en-altas-cumbres>
- [6] A. R. Solangi, «Icing effects on power lines and anti-icing and de-icing methods», *UiT The Arctic University of Norway*, 2018.
- [7] EPEC, «Reporte de Sustentabilidad.» 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.epec.com.ar/docs/transparencia/reporte-sustentabilidad-2022.pdf>
- [8] EPEC, «Guía de Referencia 2024-2028.pdf». 2023.
- [9] CAMMESA, «Los Procedimientos Versión XXXIII». 2023. [En línea]. Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/los-procedimientos/>

## VIII. BIOGRAFÍAS



**Baez Esteban** es Ingeniero Mecánico Electricista graduado en la Universidad Nacional de Córdoba (UNC), Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales (FCEFyN). Experiencia laboral como Ayudante de Primera (AP) en Universidad Tecnológica Nacional (UTN – FRC) y en la Empresa de Energía de Córdoba (EPEC) en la Gerencia de Transmisión como Jefe de División de

Estudios Eléctricos, Ayudante Técnico de la Gerencia de Transmisión y actualmente como Jefe de Departamento Operaciones. Tiene habilidades en la utilización y configuración del software SACADA y sus aplicaciones, como también en el software PSS E de SIEMENS. Sus intereses y campo de aplicación se enfocan en la planificación, la coordinación, la seguridad y el análisis pre y post operativo de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).



**Otta Gerardo** es Ingeniero Electricista en la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) desde 2011. Se desempeña como subgerente de Transmisión en la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC). Ejerce como Investigador categoría “E” en el Centro de Investigación, Desarrollo y Transferencia de Ingeniería en Energía Eléctrica (CIDTIEE) del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la UTN donde es jefe de Trabajos Prácticos en la cátedra de Sistemas Eléctricos de Potencia en el mencionado Departamento. Sus intereses de investigación incluyen el control y la optimización de sistemas de red complejos y la seguridad a los Sistemas Eléctricos de Potencia.