

Capacidad dinámica de transporte en líneas eléctricas aéreas. Métodos de monitorización y aplicación en campo



Dynamic carrying rating on overhead electric lines. Monitoring methods and field application



Miguel-Ángel González-Cagigal¹, José-Antonio Rosendo-Macías¹, Alfonso Bachiller-Soler¹, Lucía Mateo-Sánchez² y Roberto Álvaro-Hermana³

¹ Universidad de Sevilla. Departamento de ingeniería eléctrica. Avd. de los Descubrimientos, s/n - 41092 Sevilla (España).

² Redeia – Red Eléctrica. Departamento de fiabilidad del sistema eléctrico. Paseo del Conde de los Gaitanes, 177 - 28109 Madrid (España).

³ Redeia | Red Eléctrica. Departamento de ingeniería de líneas. Calle Anabel Segura, 11 - 28108, Madrid (España)

DOI: <https://doi.org/10.6036/10729> | Recibido: 30/sep/2022 • Inicio Evaluación: 03/oct/2022 • Aceptado: 07/dic/2022

To cite this article: GONZÁLEZ-CAGIGAL, Miguel-Ángel; ROSENDO-MACÍAS, José-Antonio; BACHILLER-SOLER, Alfonso; MATEO-SÁNCHEZ, Lucía; ÁLVARO-HERMANA, Roberto. DYNAMIC CARRYING RATING ON OVERHEAD ELECTRIC LINES. MONITORING METHODS AND FIELD APPLICATION. *DYNA*. May - June 2023, vol. 98, n.3, pp. 314-320. DOI: <https://doi.org/10.6036/10729>

ABSTRACT

- This paper presents different methods for overhead transmission line monitoring and the calculation of dynamic line rating. Some of these techniques are based on the reading or the prediction of the whole set of meteorological variables involved in the corresponding equations, whereas other methods use direct or indirect measurements of the conductor temperature. Additionally, a correction method will be described for incomplete monitoring situations. Finally, a real case study is presented for a 220-kV overhead line, where a double monitoring technique is considered for the calculation of the dynamic line rating, with a remarkable improvement in the utilization of the assets, compared to the seasonal rating.
- Keywords: Dynamic line rating, overhead transmission lines, grid operation and planning, electric power system monitoring.

RESUMEN

En este artículo se presentan diferentes métodos para la monitorización y el cálculo de la capacidad dinámica de transporte (DLR) en líneas aéreas, distinguiendo los basados en la medición o predicción de todas las variables meteorológicas involucradas en las correspondientes ecuaciones, y los que emplean medidas directas o indirectas de la temperatura del conductor. Además, se describirá un método de corrección para los casos en los que exista una monitorización incompleta de la línea bajo estudio. Finalmente se presentará un caso real de estudio en una línea de 220 kV, donde se aplicará un sistema de doble monitorización para el cálculo del DLR, obteniendo mejoras considerables en el aprovechamiento de las líneas, comparado con el uso de capacidad estacional.

Palabras clave: Capacidad dinámica de transporte (DLR), líneas aéreas, planificación y operación de red, monitorización del sistema eléctrico.

1. INTRODUCCIÓN

Los elementos involucrados en el transporte de energía eléctrica son de una innegable importancia dentro del sistema eléctrico, de ahí que exista un gran interés en optimizar el mantenimiento de estos activos, así como mejorar su aprovechamiento. En el caso

concreto de las líneas aéreas, una de sus limitaciones principales, en términos de la potencia que pueden transportar, es de índole térmica, dado que una excesiva intensidad por la línea puede causar que la temperatura del conductor exceda en algún vano del circuito la temperatura límite de servicio de la línea, que típicamente es de 50, 75 o incluso 85 °C en España.

Las consecuencias de este calentamiento excesivo pueden ser de dos tipos: por una parte, el material conductor es más susceptible de sufrir un deterioro en sus propiedades tanto eléctricas como mecánicas. Por otro lado, la flecha máxima de cada vano se incrementará debido al aumento de la temperatura, pudiendo llevar a un incumplimiento de las distancias reglamentarias, [1].

En este contexto, se define la capacidad de transporte como la intensidad máxima que puede circular de forma permanente por el conductor sin que su temperatura sobrepase un valor límite. Para determinar esta intensidad se pueden seguir diferentes enfoques, siendo el más simple de todos tomar un único valor de corriente máxima, constante para todo el año. Este método, conocido como capacidad estática de transporte (*static line rating, SLR*), puede basarse bien en usar las densidades de corriente estipuladas por el reglamento o en emplear condiciones meteorológicas desfavorables para mantenerse del lado de la seguridad en la mayoría de los casos, [2].

Dado que los métodos de SLR pueden resultar ineficientes desde el punto de vista operativo, se han estudiado alternativas para mejorar el aprovechamiento de las líneas aéreas, entre las que se encuentra el uso de la capacidad de transporte estacional, [3], donde se tienen en cuenta las condiciones ambientales particulares para cada estación del año, calculando de esta manera un conjunto de valores de intensidad máxima.

Finalmente, dada la gran variabilidad de las condiciones ambientales, se está optando en la actualidad por emplear la denominada capacidad dinámica de transporte (*dynamic line rating, DLR*), [4], que tiene en cuenta el estado de la línea y las variables meteorológicas en tiempo real para calcular con una mayor frecuencia (por ejemplo, cada 10 minutos) un valor de la intensidad máxima que puede circular por el conductor.

En lo que respecta a la aplicación de DLR en los últimos años, destaca el caso de Suiza, con la implementación de DLR para aumentar la integración de renovables en el sistema eléctrico, [5], y el de Nueva York, donde en 2022 se ha iniciado un proyecto para la incorporación de capacidad dinámica en tiempo real a gran escala,

[6]. En la referencia [7] aparecen más ejemplos de aplicaciones de DLR relacionadas con la integración de energía eólica. Por su parte, en España se están llevando a cabo algunos proyectos de investigación relacionados con DLR, como el que se expone en este artículo.

En este artículo se presentan diferentes métodos para el cálculo en tiempo real de DLR, haciendo uso de variables meteorológicas de manera exclusiva o incluyendo mediciones directas o indirectas de la temperatura del conductor, lo que además aporta una información del estado real de la línea. También presenta, como alternativa para la mejora de la explotación de la red, el uso de predicciones de las variables ambientales para obtener una estimación a futuro del DLR.

Como puede comprobarse, la monitorización de la línea bajo estudio es un aspecto clave en la capacidad de transporte. En caso de que no exista una monitorización completa del circuito, se propone un método para compensar esta deficiencia de información, basado en el uso de coeficientes de corrección, calculados con un histórico de datos meteorológicos.

Finalmente, se presentan los resultados obtenidos en un proyecto piloto llevado a cabo por el operador de la red eléctrica de transporte española, Red Eléctrica, para una línea de 220 kV, en la que se comparará el desempeño del DLR obtenido mediante doble monitorización del circuito (estaciones meteorológicas y medida de flecha máxima) con respecto a la capacidad estacional.

2. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

En esta sección se presentan las ecuaciones que permiten obtener la capacidad de transporte de una línea aérea. El método de cálculo está basado en la aplicación de la ecuación de equilibrio térmico en una sección del conductor. Dicha expresión se presenta en su forma diferencial mediante la ecuación (1):

$$m \cdot c \cdot \frac{dT_c}{dt} = P_s + P_j - P_c - P_r \quad (1)$$

donde T_c es la temperatura del conductor; m y c son, respectivamente, la masa por unidad de longitud y el calor específico del material conductor; P_s es calentamiento por radiación solar; y P_j representa las pérdidas por efecto Joule, mientras que P_c y P_r se refieren a los mecanismos de convección y radiación, respectivamente. Todos los términos a la derecha en la ecuación (1) están expresados por unidad de longitud.

Dado que la capacidad de transporte se ha definido anteriormente como la intensidad que puede circular por la línea de forma continuada haciendo que el conductor alcance la temperatura límite de servicio de la línea, pueden considerarse condiciones de régimen permanente en la ecuación (1), por lo que la derivada en el término de la izquierda se anula y queda la ecuación (2), ilustrada en la Figura 1 para facilitar su comprensión.

$$P_s + P_j = P_c + P_r \quad (2)$$

Para unas condiciones meteorológicas dadas y conocida la temperatura límite establecida para el conductor, así como sus propiedades mecánicas y térmicas, la única incógnita en la ecuación (2) es la intensidad por la línea, es decir, esta expresión puede utilizarse para el cálculo de la capacidad de transporte.

Existen dos estándares principales que incluyen expresiones para los distintos términos en la ecuación (2): el estándar del IEEE, [8], y la guía de la CIGRE, [9]. A continuación, se indican los aspectos principales de ambas alternativas:

- El estándar del IEEE presenta dos expresiones diferentes para calcular las pérdidas por convección, que son las que determinan en mayor medida la intensidad máxima, dependiendo del valor de la velocidad del viento. En cuanto al cálculo de las pérdidas por efecto Joule, no cuenta con una corrección de la resistencia en AC con respecto a su valor en DC.
- La guía de la CIGRE da la posibilidad de añadir elementos adicionales en la ecuación de equilibrio térmico, derivados del efecto corona, las pérdidas magnéticas o el enfriamiento debido a la evaporación. Además, cuenta con elementos correctores para evitar el cálculo de estos términos de manera explícita, manteniendo la simplicidad de la expresión (2). Finalmente, a diferencia del estándar del IEEE, esta guía sí incluye un factor de corrección de la resistencia en AC utilizada en el cálculo de las pérdidas por efecto Joule.

En un estudio realizado en [10], donde se comparaban ambos métodos de cálculo, se concluyó que, aunque las diferencias no son excesivas, los resultados obtenidos utilizando el estándar del IEEE resultaban ser excesivamente conservadores, comparados con los que presentaba la guía de la CIGRE, dando lugar a capacidades de transporte demasiado reducidas en algunas ocasiones. Por este motivo, en el caso de estudio real que se presentará en la sección 4 se utilizarán las expresiones recogidas en la guía de la CIGRE.

Finalmente, cabe destacar que la ecuación de equilibrio térmico debe aplicarse en cada uno de los vanos que componen la línea bajo estudio, siendo en cada instante la mínima de las intensidades obtenidas la que determina el verdadero valor de la capacidad de transporte del circuito. Este aspecto da lugar a la existencia de vanos limitantes, importantes si la monitorización de la línea no es completa, tal y como se mostrará en el apartado 3.3 de este artículo.

3. MÉTODOS DE MONITORIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

A continuación, se muestran las principales técnicas para determinar la capacidad de transporte de una línea aérea. Se efectuará una primera división entre los métodos que utilizan las

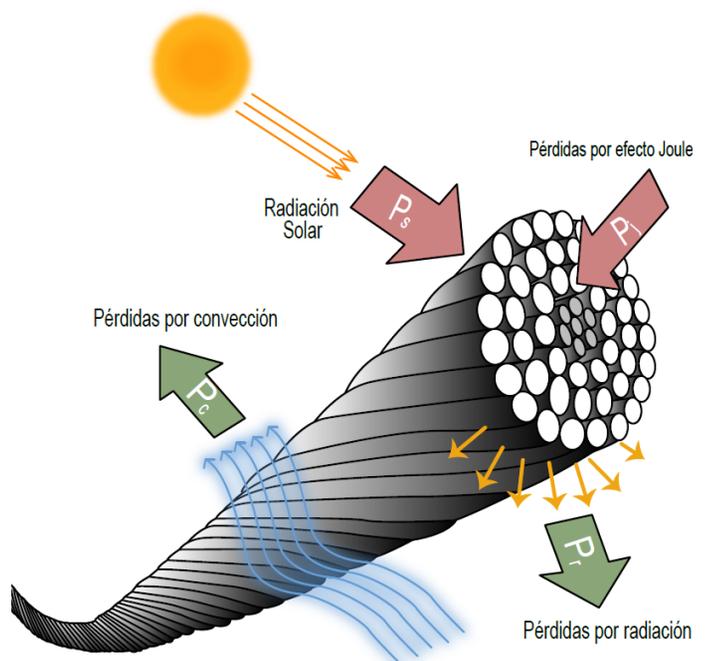


Fig. 1. Ilustración del equilibrio térmico en una sección del conductor, basada en la imagen análoga incluida en [8].

variables meteorológicas medidas en un instante concreto (o sus predicciones para un horizonte temporal determinado) y los que se orientan a obtener la temperatura real del conductor, de manera directa o indirecta.

3.1. USO DE VARIABLES METEOROLÓGICAS

Este método de cálculo de DLR emplea mediciones de variables ambientales (temperatura, radiación solar, velocidad y dirección del viento), proporcionadas por estaciones meteorológicas. En la referencia [7] puede encontrarse una profunda revisión de esta técnica, así como de las que se muestran en el apartado 3.2.

Finalmente, es importante destacar que, si se contara con una predicción fiable de estas magnitudes en un horizonte temporal determinado, se podría establecer también una previsión de la corriente que podrá circular en dicho periodo de tiempo, lo cual sería de gran utilidad en tareas de planificación y operación de red, [11].

3.2. MEDICIÓN DE LA TEMPERATURA DEL CONDUCTOR

Este apartado se refiere a los métodos de obtención de la temperatura del conductor en base a mediciones en campo, ya sea de la propia variable de interés o de alguna otra magnitud intermedia que permita su cálculo de manera indirecta. Una vez conocida la temperatura del conductor, el proceso de cálculo utilizado para obtener la capacidad de transporte, ilustrado en la Figura 2, consiste en aplicar la ecuación de equilibrio térmico (2), conocida la intensidad por el circuito, para determinar el viento perpendicular al eje del conductor que produce la refrigeración convectiva necesaria, lo que se conoce como viento eficaz. Finalmente, con este viento eficaz calculado, se vuelve a aplicar la ecuación (2), dejando esta vez como incógnita la intensidad que llevaría la temperatura del conductor a su valor límite. En ambos casos, el hecho de calcular un viento eficaz, utilizando la temperatura ambiente y radiación solar medidas, se debe a la alta variabilidad espacial y temporal de la velocidad del viento, lo que reduce la confianza en esta medida concreta comparada con el resto de las variables ambientales.

3.2.1. Métodos de medición directa

Con estas técnicas, se obtiene de manera directa una medida de la temperatura del conductor, de forma puntual o de manera distribuida a lo largo de la línea. Entre las diferentes técnicas existentes se destacan las siguientes, [12]:

- Sensores térmicos. Basados en el uso de termorresistencias o termopares en contacto con el conductor, [13], consiguen una medida puntual de la temperatura en la superficie del conductor. Aunque este tipo de tecnologías están muy consolidadas y presentan errores muy bajos, tienen el inconveniente de no ser suficientemente representativas de la temperatura real del conductor por tratarse de medidas en un punto concreto de la línea.
- Cámaras infrarrojas. Esta tecnología permite obtener la temperatura del conductor en un espacio mayor que los sensores térmicos, [14], aunque las medidas obtenidas siguen siendo superficiales.
- Fibra óptica. Se conoce como *Distributed Temperature Sensing (DTS)*, ya que consigue una medida distribuida de la temperatura del conductor, por lo que la información es más representativa del estado real de la línea, teniendo en consideración la variación longitudinal de la temperatura, [15]. Su principio de funcionamiento se puede basar en el efecto *Raman*, la dispersión de *Brillouin* o la dispersión de *Rayleigh*, [16]. Esta técnica es considerada en numerosos estudios como la más apropiada para la monitorización de la temperatura del conductor en líneas eléctricas, tanto aéreas como subterráneas, e incluso submarinas, [17].

3.2.2. Métodos de medición indirecta

En este caso, las medidas tomadas en campo no son de la propia temperatura del conductor, sino de otras variables intermedias que permiten su cálculo de forma indirecta. Se destacan los siguientes métodos, [12]:

- Tense del conductor. Mediante una o varias células de carga, es posible conseguir una medida del tense axial del conductor, con la que se puede calcular su temperatura haciendo uso, bien de la ecuación de cambio de condiciones, [18], bien de una función de calibración que relaciona directamente el tense con la temperatura, [19]. La estimación de temperatura de conductor con cualquiera de estos métodos se corresponde con la temperatura media a lo largo del tramo de línea correspondiente, por lo que no son válidos para detectar puntos calientes en el conductor. En los casos con cadenas de suspensión, la ecuación de cambio de condiciones se aplica con el vano regulador, contemplando así la posible desviación de las cadenas.

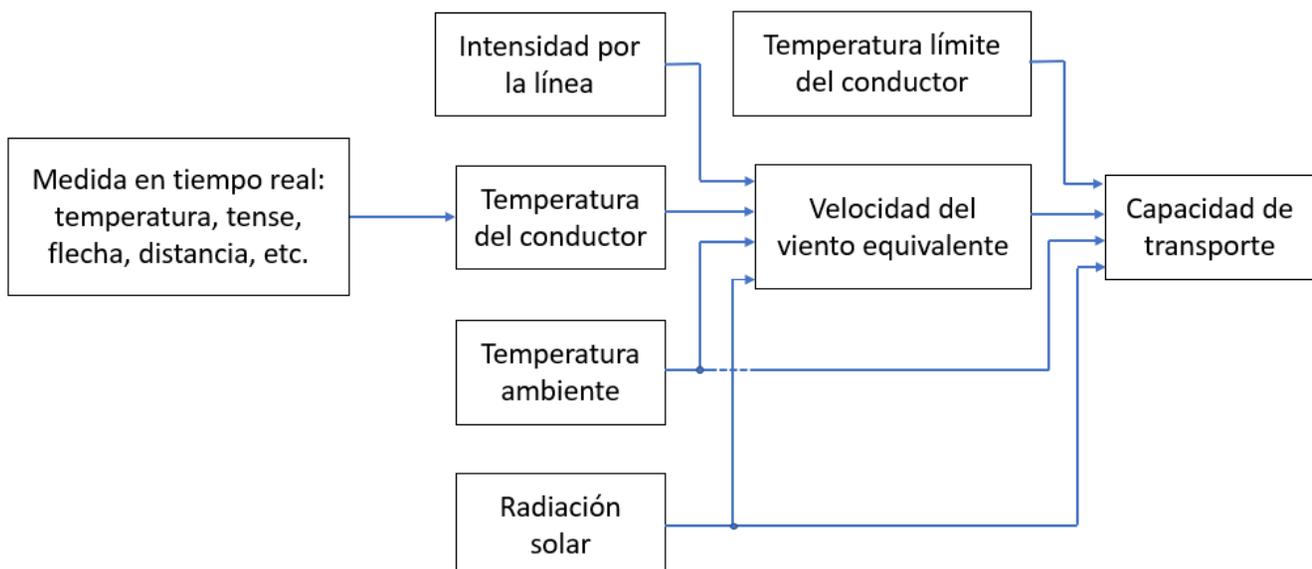


Fig. 2. Diagrama de flujo de los métodos basados en medición de la temperatura del conductor.

- Flecha máxima. Esta técnica también está destinada a determinar el tense axial del conductor y, a partir de ella, su temperatura. No obstante, la variable monitorizada es en este caso la flecha máxima del conductor en un vano de la línea, para posteriormente relacionarla con el tense mediante la ecuación de la catenaria o su aproximación parabólica, [20]. Diversos métodos pueden emplearse para medir la flecha del conductor, como pueden ser cámaras con tecnología LIDAR, [21], medida del ángulo de inclinación del conductor, [22], o sensores que determinan la distancia mínima del conductor al terreno, [23].
- *Phasor Measurement Units (PMUs)*. Finalmente, con estos equipos de medida se obtiene la tensión y la intensidad que circula por la línea aérea, de manera que se puede estimar la resistencia serie equivalente del conductor y, a partir de ella, la temperatura media del tramo que está siendo monitorizado, [24].

3.3. MONITORIZACIÓN INCOMPLETA DE LA LÍNEA

En esta sección se han presentado diversas técnicas para determinar la capacidad de transporte de una línea aérea, ya sea tomando exclusivamente datos de estaciones meteorológicas o usando medidas directas o indirectas de la temperatura del conductor. Sin embargo, tal y como se expresó en la sección 2, la intensidad máxima que puede circular finalmente por el conductor se corresponderá con el mínimo de los valores en cada vano, existiendo la posibilidad de que, en el vano con la menor capacidad de transporte (vano limitante), no haya datos de sensores disponibles.

Aunque los esfuerzos por parte de los operadores de red, al menos en el caso de España, se enfocan en lograr una monitorización completa de sus líneas, es necesario establecer procedimientos para compensar la posible falta de monitorización en alguno de los cantones, ya sea por no existir suficientes equipos de medida instalados o por defectos en su funcionamiento. Con este propósito, se muestra en este artículo un método de cálculo de unos coeficientes de corrección por monitorización incompleta, obtenidos en base a datos meteorológicos históricos en las proximidades de la línea bajo estudio.

Para el conjunto completo de vanos del circuito, se calcula la capacidad de transporte utilizando un histórico de datos meteorológicos en un periodo de tiempo representativo (por ejemplo, un año). Una vez calculada la intensidad máxima para cada vano, la capacidad de transporte del circuito se define como el mínimo de estos valores para cada instante de tiempo. El mismo procedimiento es repetido considerando esta vez solo los vanos con monitorización (puntos de cálculo), calculando así un valor intermedio de capacidad de transporte. Finalmente, para todo el histórico de datos disponible, se obtiene el coeficiente de corrección como el mínimo de los cocientes entre la capacidad de la línea completa y la de los vanos monitorizados.

Es directo comprobar, por su definición, que este coeficiente de corrección, c , está comprendido entre 0 y 1, alcanzando el valor unitario cuando la monitorización de la línea es completa. Finalmente, para cada instante de tiempo, la capacidad de transporte corregida de la línea aérea en cada instante t , denominada CdT_t^{cor} , se calculará aplicando el coeficiente de corrección atendiendo a la expresión:

$$CdT_t^{cor} = c \cdot CdT_t^{VM} \quad (3)$$

donde CdT_t^{VM} es la capacidad de transporte para el conjunto de vanos monitorizados. De esta manera, se garantiza que la

capacidad de transporte nunca excederá el valor más restrictivo marcado por el vano limitante en cada instante de tiempo.

Finalmente, es importante destacar que los coeficientes de corrección mostrados anteriormente también pueden resultar de gran utilidad a la hora de determinar qué vanos son críticos dentro de la línea, con los siguientes aspectos positivos:

- En caso de que no se desee invertir en una monitorización completa, el estudio de los coeficientes ayudará a determinar en qué vanos es más adecuado instalar los equipos de medida disponibles.
- Por otro lado, un objetivo adicional puede ser establecer una priorización del mantenimiento de los equipos en base al nivel de criticidad del vano correspondiente, determinado por un coeficiente de mantenimiento. El cálculo de este coeficiente se hace de la siguiente manera: para un vano en concreto, se obtiene, durante un periodo de tiempo representativo, el cociente entre la capacidad individual de dicho vano y la total de la línea. El valor del coeficiente individual para el vano será el mínimo de estos cocientes.

El histórico de datos meteorológicos utilizado en el cálculo de los coeficientes debería ser lo más fiel posible a la realidad en cada vano de la línea, por ejemplo, a partir de estaciones meteorológicas locales. En su defecto, en este trabajo se han tomado datos procedentes de las estaciones meteorológicas más cercanas, incluyendo las públicas de AEMET, asumiendo la consecuente imprecisión.

4. APLICACIÓN EN CAMPO

En esta sección se muestran los resultados de un proyecto piloto llevado a cabo por Red Eléctrica, con la colaboración de la Universidad de Sevilla. El objetivo es evaluar la mejora que supone la aplicación del DLR con respecto a la capacidad estacional que se utiliza actualmente. Los resultados que se van a detallar se corresponden con los de una línea de 220 kV situada en la provincia de La Rioja, España, conectando las subestaciones de Logroño y El Sequero, y cuyos datos estructurales junto con las capacidades de transporte para cada estación se resumen en la Tabla 1. En esta tabla, los valores de capacidad estacional se han calculado utilizando datos históricos de temperatura y radiación solar, para cada estación, junto con un valor constante de la velocidad del viento, como establecen los procedimientos de operación de Red Eléctrica.

En este caso, el operador de red ha implantado un sistema de doble monitorización, basado en el uso de estaciones meteorológicas y una medida indirecta de temperatura de conductor en tiempo real a partir de la flecha máxima medida por inclinómetros instalados a lo largo de la línea. Ambos equipos de medida aparecen representados en la Figura 3.

Aunque el objetivo de REE es conseguir una monitorización completa de todas las líneas en las que se implante un sistema de DLR, en el momento de obtención de los resultados de este artículo, existían un total de 15 puntos de cálculo en la línea objeto de estudio, cada uno de ellos compuesto por una estación meteorológica y un inclinómetro. Por este motivo se calculó, tomando un histórico de datos meteorológicos de un año, el cociente en cada instante de tiempo entre la capacidad de estos puntos de cálculo y la capacidad de la línea completa, obteniendo un valor mínimo igual a 0.84224, que fue tomado como coeficiente de corrección por monitorización incompleta. Este cociente, variable en el tiempo, alcanza un valor unitario cuando el vano limitante de la línea esté incluido entre los 15 vanos con monitorización, coincidiendo

Mnemónico	220LOG-SEQ
Tensión nominal	220 kV
Número de conductores por fase	1
Temperatura límite	85 °C
Tipo de conductor	ACSR 455-54/7 (CONDOR)
Longitud del circuito	27415 m
Número total de apoyos	84
Número de apoyos de amarre	16
Número de apoyos de suspensión	68
Capacidad de transporte: Primavera	400 MVA
Capacidad de transporte: Verano	370 MVA
Capacidad de transporte: Otoño	380 MVA
Capacidad de transporte: Invierno	430 MVA

Tabla 1. Datos característicos de la línea Logroño-El Sequero.

ambas capacidades de transporte. Adicionalmente, y con el objetivo mencionado al final del apartado 3.3 de conseguir una priorización en el mantenimiento de los equipos de medida, se calcularon los coeficientes individuales para cada punto de cálculo, variando sus valores entre 0.65552 y 0.67164. Como puede comprobarse, los coeficientes individuales son notablemente menores que el coeficiente de corrección correspondiente a los 15 puntos de cálculo, ya que esta última situación se acerca más a una monitorización completa. Es importante resaltar que estos coeficientes individuales tienen exclusivamente la misión de priorizar el mantenimiento en los equipos de medida, sin influir de ninguna forma en el cálculo de la capacidad final de transporte. Precisamente, esa diferencia entre valores en torno a 0.65 para vanos individuales y 0.84 para el grupo de vanos que cuentan con equipo de medición subraya el valor de acercarse a la monitorización completa del circuito, como es la apuesta de Red Eléctrica.

A la hora de realizar el procedimiento de cálculo de DLR, se distinguieron dos algoritmos diferentes y que serán comparados más adelante:

- Algoritmo de doble monitorización (EM+INC): incluye, para cada punto de cálculo, tanto la capacidad calculada mediante estación meteorológica como la que se obtiene con el inclinómetro, siguiendo por tanto la estrategia de doble

monitorización de REE. En cada instante se tomará la menor de ambas capacidades.

- Algoritmo de simple monitorización (EM): algoritmo alternativo en el que no se utiliza la información de los inclinómetros, sino que solo se calcula la intensidad máxima con la información meteorológica proporcionada por las estaciones.

Para una mejor comprensión de los resultados, se han representado en la Figura 4 las curvas monótonas para cada estación del año, tanto para el algoritmo de doble monitorización como para el de simple monitorización (que no emplea inclinómetro), considerando el coeficiente de corrección grupal, e incluyendo además en el gráfico la correspondiente capacidad de transporte estacional. Cabe aclarar que la diferencia en el número de casos para cada estación se debe a que solo se han incluido aquellas situaciones con disponibilidad de todas las medidas involucradas en ambos algoritmos.

Como puede verse en la gráfica, en la mayoría de los casos, tanto el DLR con doble monitorización como el calculado sin inclinómetros superan notablemente la capacidad estacional de la línea, suponiendo una gran mejora en el aprovechamiento de la línea. Solo en primavera se observa, para el algoritmo con inclinómetros, cómo los resultados son ligeramente inferiores a los 400 MVA de capacidad estacional. Aunque en todas las estaciones el algoritmo sin inclinómetro presenta valores superiores de DLR, cabe destacar que la doble monitorización proporciona una información acerca de la flecha real del conductor, lo cual es de gran importancia para la seguridad en el mantenimiento y operación de los activos correspondientes, así como para garantizar que se cumple la normativa vigente relacionada con las distancias eléctricas mínimas.

Para comparar los valores dados por los dos sistemas de monitorización, en la Figura 5 se muestra la evolución temporal de las capacidades calculadas con inclinómetros y con estaciones meteorológicas correspondientes a la gráfica "Primavera" de la Figura 4. En ambas curvas se puede apreciar un comportamiento periódico, siendo la variabilidad mayor en el caso del inclinómetro, que presenta unos picos intermitentes que pueden deberse a la sensibilidad del método de cálculo bajo ciertas condiciones ambientales y de carga en la línea, y que se reflejan en el resultado anómalo de la monótona correspondiente en la Figura 4, incenti-



Fig. 3. Estación meteorológica (izquierda) e inclinómetro (derecha) instalados en la línea Logroño-El Sequero.

vando así los algoritmos con doble monitorización como el que se presenta en este artículo.

Finalmente, se recoge en la Tabla 2 la comparación de la energía que se puede transportar con la aplicación del DLR. Los valores en esta tabla se calculan a partir de las integrales bajo cada una de las curvas en la Figura 4. Posteriormente, tomando como referencia la capacidad estacional, se muestra la relación, en porcentaje, de cada uno de los algoritmos de DLR. Es posible comprobar que el incremento en la energía que se puede transportar es muy notable, llegando a alcanzar valores medios en torno al 180 % de la energía empleando la capacidad de transporte estacional.

5. CONCLUSIONES

En este artículo se ha tratado un tema de gran importancia en la actualidad como es el DLR en líneas aéreas. En primer lugar, se han descrito las ecuaciones en las que se basa el cálculo de la intensidad máxima, distinguiendo los dos estándares principales utilizados en la práctica. Posteriormente se ha hecho una detallada división entre los principales métodos de cálculo de DLR, tanto basados en información procedente de estaciones meteorológicas como los que radican en la medida directa o indirecta de la temperatura del conductor. También se han presentado algunas estrategias destinadas a la predicción de la capacidad de transporte para tareas de planificación de red.

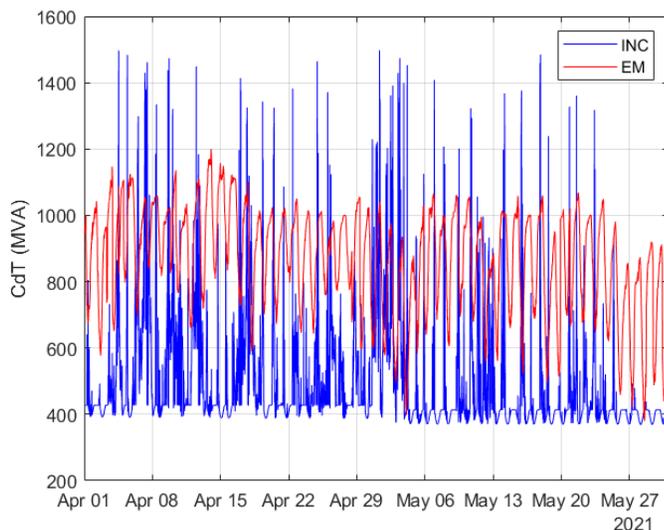


Fig. 5. Evolución temporal de las capacidades dinámicas para la estación primavera.

Aunque una monitorización completa de la línea aérea garantiza una mayor seguridad a la hora de aplicar DLR, se ha presentado un método destinado a compensar los casos en los que exista una monitorización incompleta o se produzcan averías en los equipos de medida que ocasionalmente dejen sin monitoriza-

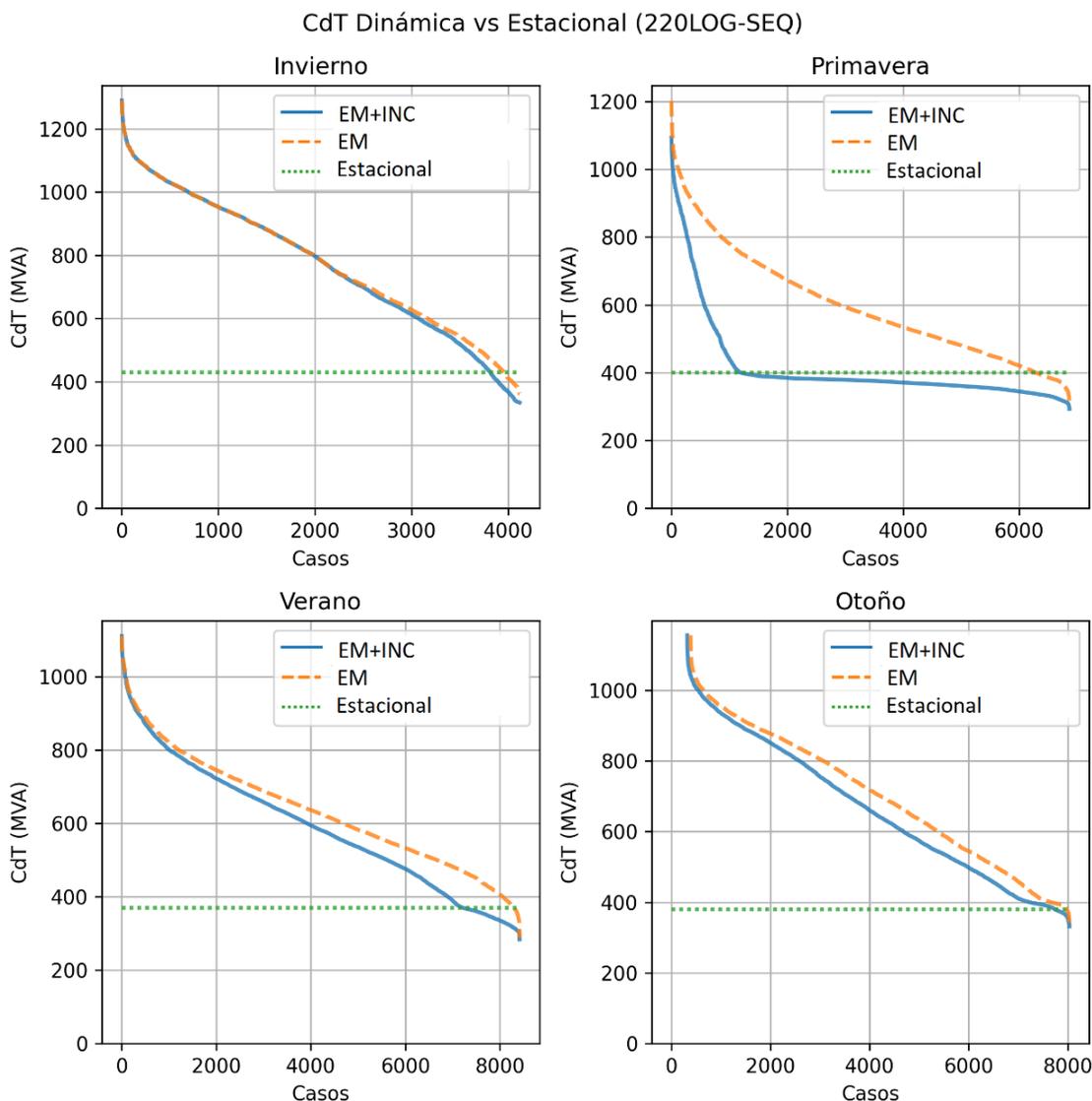


Fig. 4. Capacidades de transporte dinámica y estacional en la línea Logroño-El Sequera.

Estación	EM + INC	EM
Invierno	178.91 %	181.19 %
Otoño	173.49 %	183.29 %
Primavera	103.17 %	149.38 %
Verano	159.36 %	171.51 %

Tabla 2. Mejora, en porcentaje, de la energía media transportada aplicando el DLR frente a la capacidad estacional.

ción a un vano o cantón. Este método se basa en el uso de unos coeficientes de corrección calculados con datos meteorológicos históricos. Este mismo procedimiento de cálculo puede aplicarse de manera individual a cada vano de la línea para establecer una priorización en el mantenimiento de los equipos de medida en base a la criticidad del correspondiente tramo del circuito.

Finalmente, se han presentado los resultados obtenidos en un proyecto piloto llevado a cabo por Red Eléctrica, en el que se ha comparado la capacidad estacional de una línea de 220 kV en La Rioja, España, con la capacidad dinámica calculada utilizando estaciones meteorológicas y un sistema de doble monitorización que también incorpora inclinómetros que proporcionan información sobre la flecha máxima del conductor, y, por tanto, su temperatura. Los resultados mostrados en este artículo muestran que la capacidad dinámica supera en la gran mayoría de los casos a la estacional, llegando a obtener incrementos medios por encima del 180 % en la energía que puede transportar el circuito bajo estudio. El algoritmo con doble monitorización ha superado a la capacidad estacional en más del 75 % de los casos estudiados a lo largo de un año, mientras que este porcentaje es aún mayor para el algoritmo de monitorización simple.

Estos resultados demuestran que la aplicación del DLR puede mejorar notablemente el aprovechamiento de los equipos de transmisión de potencia en el sistema eléctrico, lo cual puede ser de especial importancia para satisfacer el criterio N-1 ante contingencias en la red. Futuras investigaciones en este campo están orientadas a implantar las técnicas de predicción de variables meteorológicas y, por tanto, del DLR, que se han descrito en este artículo en proyectos reales, valorando las potenciales mejoras que estas estrategias puedan tener en la planificación del sistema.

REFERENCIAS

[1] Babar Noor, et al., Temperature and wind impacts on sag and tension of AAAC overhead transmission line, *Int. J. Adv. Appl. Sci.* 5 (2018) 14–18.
 [2] F. R. McElvain and S. S. Mulnix, "Statistically determined static thermal ratings of overhead high voltage transmission lines in the Rocky Mountain region," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 2, pp. 899–902, May 2000
 [3] J. Heckenbergerova, P. Musilek and K. Filimonenkov, "Assessment of seasonal static thermal ratings of overhead transmission conductors," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011, pp. 1–8, DOI: <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039393>.
 [4] M. Maksić, G. Kosec, V. Djurica, A. Souvent, R. Trobec, Dynamic thermal rating of power lines in raining conditions – model and measurements, 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PESGM, 2016, pp. 1–4.
 [5] J. Vinklers, et al., Improved integration of European renewables using dynamic line rating in Switzerland, in: 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2016, pp. 1–5.
 [6] National Grid and LineVision deploy largest Dynamic Line Rating Project in the USA, online: <https://www.prnewswire.com/news-releases/national-grid-and-linevision-deploy-largest-dynamic-line-rating-project-in-the-united-states-301653906.html>
 [7] Elvira Fernández Herrero et al., Review of dynamic line rating systems for wind power integration, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 53, pp. 80 – 92. 2016.
 [8] IEEE standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors, in: *IEEE Std*, Vol. 738–2012, 2013, pp. 1–72

[9] C.W.G. B2.12., Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings, in: *Technical Brochure*, Vol. 299, 2006
 [10] Mathew Simms, Lasantha Meegahapola, Comparative analysis of dynamic line rating models and feasibility to minimize energy losses in wind rich power networks, *Energy Convers. Manag.* 75 (2013) 11–20.
 [11] Michiorri, Andrea et al. "Forecasting for dynamic line rating." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 52. pp. 1713–1730. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.134>.
 [12] Pavlinić, A. & Komen, Vitomir. Direct monitoring methods of overhead line conductor temperature. *Engineering Review*. Vol. 37. pp. 134–146, 2017.
 [13] Guide for Application of Direct Real Time Monitoring Systems, Cigre Technical Brochure (N° 498), 2010
 [14] Black, C. R., Chisholm, W. A.: Key considerations for the selection of dynamic thermal line rating systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30 (2015), 5, pp. 2154–2162
 [15] Lovrenčić, V., Kozjek, D., Gabrovšek, M., et. al.: Spot and longitudinal temperature measurements base for static and dynamic thermal rating of ohl 2x110 kv Slovenj Gradec – Dravograd, Cigre, Cavtat, 2013, pp. 1–10.
 [16] Abhisek, U., Braendle, H., Krippner, P.: Distributed Temperature Sensing: Review of Engineering Review, Vol. 37, Issue 2, 134–146, 2017. 145 Technology and Applications, *Sensors Journal*, 12 (2011), 5, pp. 885–892.
 [17] J. Lux, M. Olschewski, P. Schäfer and W. Hill, "Real-Time Determination of Depth of Burial Profiles for Submarine Power Cables," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 3, pp. 1079–1086, June 2019, DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2018.2881770>.
 [18] Kiessling, F., Nefzger, P., Felix, J., et al.: *Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction*, Springer, New York, 2003.
 [19] Bedialauneta, M. T., Albizu, I., Fernandez, E. et al.: Monitoring the Tension and the Temperature in an Overhead Line, *Mediterranean Electrotechnical Conference, Sfax*, 2012, pp. 1–4.
 [20] Cloet, E., Lilien, J-L.: Uprating Transmission Lines through the use of an innovative real-time monitoring system, *Trans. and Distr. Construction, Operation and Live-Line Maintenance*, Rhode Island, 2011, pp. 1–6.
 [21] Forbes, B., Bradshaw, D., Campbell, F.: Finding hidden capacity in transmission lines, *Transm. Distrib. World*, 54 (2002), 9, pp. 99–108.
 [22] Tlotlollo, S. H., Shengzhi, D.: Real Time Monitoring of High Voltage Transmission Line Conductor Sag: The State - of -The -Art, *International Journal of Engineering and Advanced Tech.*, 3 (2013), 1, pp. 297–302.
 [23] Syracuse, S., Clark, R., Halverson, P. et al.: Sensor, method and system of monitoring transmission lines, US Patent 8280652 B2, Priority Date Sept. 8, 2006.
 [24] RuiKun, M., Fuling, X. H.: Dynamic Line Rating Estimator with Synchronized Phasor Measurement, *The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, Beijing, 2011, pp. 940–945.