

Evaluación del potencial de aumento de cargabilidad en líneas eléctricas mediante el uso de DTR (capacidad térmica dinámica) Caso de estudio para un sistema de transmisión regional

Assessment of the potential for increased capability in electric lines by the use of DTR (dynamic thermal rating) Case study for a regional transmission system

D. Ariza¹, L. Correa²

¹Grupo CALPOSALLE, Programa de Ingeniería Eléctrica, Universidad de La Salle, Colombia. Email: dariza47@unisalle.edu.co

²Grupo CALPOSALLE, Programa de Ingeniería Eléctrica, Universidad de La Salle, Colombia. Email: lcorrea@unisalle.edu.co

RECIBIDO: abril 21, 2017. ACEPTADO: junio 2, 2017. VERSIÓN FINAL: noviembre 1, 2017

RESUMEN

En este trabajo se evalúa, mediante el caso de estudio de un sistema de transmisión regional del país, el potencial de aumento de cargabilidad que tendría el uso de la capacidad térmica dinámica DTR. En una primera parte se revisan los procedimientos y criterios tradicionales (conservativos) usados en el diseño de líneas de transmisión y los antecedentes y experiencias exitosas de la implantación de DTR a nivel mundial. El trabajo prosigue planteando alternativas de esquemas de capacidad térmica dinámica, que integran software, comunicaciones y tecnologías para la captura de variables electromecánicas y meteorológicas aplicables al sector de transmisión del país. Luego de identificado el mejor esquema, el trabajo continúa con el enfoque en la aplicación del modelo térmico del conductor (Norma IEEE 738) [1] para una línea de transmisión de 115 kV de un sistema de transmisión regional del centro del país. En la parte final se define un caso base o de referencia y se plantean escenarios de operación (con cambios en variables meteorológicas) con el propósito de ejecutar simulaciones con el modelo térmico e identificar el potencial de aumento que se podría lograr, con el uso de estas nuevas tecnologías, para la línea en estudio.

PALABRAS CLAVE: DTR, IEEE, Cargabilidad, Energía, Modelo Térmico, Conductor

ABSTRACT

This work evaluates, through a case study of a regional transmission system of the country, the potential of increase of capability that would have the use of the dynamic thermal rating, DTR. In the first part, the traditional (conservative) procedures and criteria used in the design of transmission lines and the background and successful experiences of DTR are reviewed worldwide. The work continues proposing alternative schemes, of dynamic thermal rating, that integrate software, communications and technologies for the capture of electromechanical and meteorological variables applicable to the country's transmission sector. After identifying the best scheme, the work continues with the focus on the application of the conductor thermal model (IEEE Standard 738) [1] for a 115 kV transmission line of a regional system of the center of the country. In the final part, a baseline or reference case is define and operational scenarios (with changes in meteorological variables) are proposed in order to execute simulations with the thermal model and to identify the potential of increase that could be achieved, for this line, with the use of these new technologies.

KEYWORDS: DTR, IEEE, Capability, Energy, Thermal Model, Conductor

1. INTRODUCCIÓN

Los requerimientos y especificaciones tradicionales con los cuales se diseña una línea eléctrica, mencionados en [2] y [3], establecen las condiciones sobre las cuales las líneas de transmisión deben operar permanentemente sin superar los límites de distancias de seguridad y manteniendo la regulación de tensión aceptable,

evitando así los cortes en el suministro. Para lograr lo anterior se realiza un estudio de los parámetros meteorológicos presentes en la zona donde se realizará el proyecto, como lo son la temperatura ambiente máxima, promedio y coincidente y la velocidad de viento de diseño, máxima y promedio.

En la actualidad, debido a aumentos considerables de demanda energética y al crecimiento poblacional en los centros urbanos, es necesario mantener el suministro de energía eléctrica de forma permanente, segura y confiable; sin embargo, regulación ambiental vigente, falta de espacio y dificultades para la intervención de líneas de transmisión existentes dificultan su repotenciación y entorpecen la necesaria satisfacción de los requerimientos adicionales de carga a transportarse por estas líneas. Lo anterior ha llevado a que a nivel mundial se empiecen a contemplar alternativas orientadas a sacar el máximo provecho de la infraestructura eléctrica existente. Una de estas oportunidades tiene que ver con la potencial implantación de la denominada Capacidad Térmica Dinámica (DTR, por sus siglas en inglés), la cual contempla el monitoreo, en tiempo real, de las condiciones eléctricas y meteorológicas en sitio, para el aprovechamiento de una cargabilidad adicional que se pudiera transportar por estas líneas.

Este documento hace aportes para mostrar que el estudio y la aplicación de la capacidad térmica dinámica en las líneas de transmisión es de muy alta conveniencia, debido a que se puede aumentar la cargabilidad de las mismas, lo que significa una mayor energía transferida con la misma infraestructura. Esto es de suma importancia, ya que los grandes centros de demanda del país van en un creciente aumento y este tipo de sistemas resultarían apropiados, debido a que su implementación no requiere un alto costo, comparado con una reestructuración y repotenciación tanto de los conductores como de los soportes o estructuras necesarias para la interconexión de los sistemas eléctricos de potencia existentes en el sistema interconectado nacional.

2. METODOLOGÍA

El trabajo comienza estableciendo las limitantes y desventajas en la concepción de los diseños tradicionales y mencionando algunos antecedentes y referentes importantes de esta tecnología, sobre todo en lo relacionado con los porcentajes de aumento de cargabilidad que se pueden obtener con estos esquemas tecnológicos. El trabajo prosigue con el planteamiento de alternativas de esquemas DTR y su evaluación cualitativa, con el propósito de seleccionar un esquema para la evaluación detallada del porcentaje de aumento de cargabilidad en un caso concreto. Seleccionado el esquema se prosigue con el enfoque en el modelo térmico del conductor, el cual es el que finalmente establece la cargabilidad dinámica de la línea sometida a diferentes escenarios de operación. En la parte final se establecen las conclusiones más importantes del trabajo desarrollado.

3. DISEÑOS TRADICIONALES

A continuación, en la Tabla 1, se muestran las limitantes y desventajas que presentan los diseños tradicionales y conservativos, basados en índices estáticos de cargabilidad (la sola capacidad de corriente del conductor eléctrico de la línea)

Tabla 1. Limitantes y desventajas de diseños conservativos tradicionales.

LIMITANTES	DESVENTAJAS
Restringidos principalmente por tres factores: a. Corriente máxima permitida b. Temperatura de operación. c. Distancia del conductor sobre el suelo.	No se tiene en cuenta la máxima transferencia de energía, que puede ser obtenida mediante la relación corriente-temperatura o límite térmico. Ante escenarios de importantes aumentos en la demanda se requiere de nueva infraestructura eléctrica, lo que genera costos muy elevados, intervenciones prologadas y un impacto negativo al medio ambiente.

Fuente. Elaboración propia.

4. ANTECEDENTES DE SISTEMAS DTR IMPLANTADOS A NIVEL MUNDIAL

4.1. Proyecto ONCOR Electric Delivery Company, EE.UU. Potencial de aumento de cargabilidad: 6%-14% en líneas de 345 kV; 8%-12% en líneas de 138 kV. Aspecto importante: Como aspecto importante se tiene que la capacidad adicional está disponible del 84% al 91% del tiempo.[4]

4.2. Proyecto ERCOT Implementation of DLR. Potencial de aumento de cargabilidad: 10%-25% en líneas de 130 kV. [5]

4.3. Proyecto Peak Reliability (WECC)'s implementation of DLR. Potencial de aumento de cargabilidad: 13%-18% en líneas de 220 kV. [6]

Principales variables consideradas en esquemas DTR

Mecánicas:

- Tensión mecánica.
- Sag (flecha)
- Distancia del conductor al suelo.

Meteorológicas:

- Temperatura ambiente
- Velocidad y dirección del viento
- Intensidad solar
- Tasa de lluvia (RATE RAIN)

Eléctricas:

- Ampacidad
- Corriente de operación
- Temperatura en la superficie del conductor

6. MODELO TÉRMICO DEL CONDUCTOR.

6.1. Modelo matemático

Balance de calor en estado estacionario: El balance de calor, o de energía, es el principio de la conservación de la energía, en donde se igualan la energía de entrada con la energía de salida del sistema (conductor eléctrico):

$$q_c + q_r = q_s + I^2 \times R(T_{avg}) \quad (1)$$

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_{avg})}} \quad (2)$$

Donde:

Qc: Rango de pérdida de calor por convección, por unidad de longitud [W/m]

Qr: Rango de pérdida de calor irradiada, por unidad de longitud [W/m]

Qs: Rango de ganancia de calor por el sol [W/m]

I: Corriente del conductor [A]

R (Tavg): Resistencia unitaria AC del conductor a la temperatura promedio [Ω /m]

6.2. Selección de la línea de transmisión

6.2.1. Caracterización de la línea de transmisión seleccionada:

La línea de transmisión en estudio se encuentra ubicada entre los corregimientos de Chivor y Santamaría, en el departamento de Boyacá, Colombia, con una tensión de operación de 115 kV, capacidad de corriente de 493 Amperios, 60 Hz, relieve montañoso, longitud de 14651 m y 41 vanos.

En las memorias de cálculo de diseño de la línea de transmisión se tiene que el conductor escogido es AWG LINNET 336,4 kcmil, cableado 27/7, carga de rotura 6377,5 kg, peso unitario de 689 kg/km, capacidad de corriente 529 A y resistencia unitaria A.C, a 60Hz @ 25 °C, de 0,170 Ohm/km.

6.2.2. Vanos seleccionados:

A continuación se muestran los vanos de la línea de transmisión que han sido seleccionados para la evaluación del sistema DTR:

Tabla 3. Vanos seleccionados de la línea de transmisión.

# VANO	Tipo de torre		Longitud VANO [m]	Flecha [m]
	A	B		
1	CA-010	R-007	407,61	11,23
6	S-021	S-020	390,53	10,31
16	CA-008	S-014	596,56	24,08
18	S-013	CA-007	459,82	14,30
24	T-001	S-011	515,55	17,98
34	S-006	S-005	494,55	16,54
41	S-001	R-001	464,74	14,60

Fuente. Elaboración propia.

6.3. Definición de caso base y escenarios de simulación:

Caso base:

Para el caso base se tienen las siguientes condiciones:

1. Un vano establecido en 350 metros; altitud, dependiendo de cada uno de los 3 tramos en que ha sido dividida la línea de transmisión de la siguiente forma:

- Primer tramo: 1300 msnm
- Segundo tramo: 1600 msnm
- Tercer tramo: 1450 msnm

2. Temperatura en superficie del conductor, la máxima establecida por el fabricante (75 °C)

3. Condiciones meteorológicas promedio (día: 10 de junio, hora: 11 A.M.):

- Temperatura ambiente; 20 °C,
- Velocidad de viento; 2,1 m/s, con un ángulo de incidencia de 90°.
- Factor de Emisividad y absorción solar: 0,5
- Tipo de atmósfera: limpia

4. Un factor de seguridad establecido en 5, lo que significa una tensión de operación del 20% de la tensión de rotura del conductor.

Escenarios de operación:

Se efectuó la evaluación del modelo térmico en estado estable en los vanos críticos seleccionados con las siguientes variaciones:

- La temperatura ambiente en un rango de (15-25 °C) en el día y (5-13 °C) en la noche, de forma independiente y manteniendo los demás parámetros constantes.
- La velocidad de viento entre 1,5-2,5 m/s en pasos de 0,1m/s dependiendo de la hora del día, de forma independiente y manteniendo los demás parámetros constantes.
- La hora del día entre las 0 h y las 23 h, en periodos de muestreo de 2h.
- Se evaluaron 2 semanas entre junio y julio y dos semanas entre noviembre y diciembre.
- Longitud del vano: depende de cada tramo.
- Elevación de la línea: depende de cada tramo.
- El factor de seguridad varía entre 4 y 6, dependiendo de la temperatura ambiente y la velocidad del viento.

En la parte final se realizaron pruebas con la variación simultánea de dos parámetros (temperatura ambiente y velocidad del viento) en base a datos hipotéticos dentro de los rangos establecidos en los puntos anteriores, pero no alejados de la realidad; con una tasa de muestreo de una hora, en un periodo de 10 días entre junio-julio y 10 días entre noviembre-diciembre.

7. DETERMINACIÓN DE AUMENTO DE CARGABILIDAD.

7.1. Identificación de porcentaje de aumento de cargabilidad por hora.

Para la identificación del porcentaje de aumento de cargabilidad de la línea de transmisión en las diferentes horas del día, y en cada periodo, se ha determinado el promedio de todos los porcentajes por hora, evaluada en cada vano (independiente de los casos base) y en cada uno de los escenarios de operación, tal como se muestra a continuación:

- a. Escenario de operación 1 (variación de temperatura ambiente):

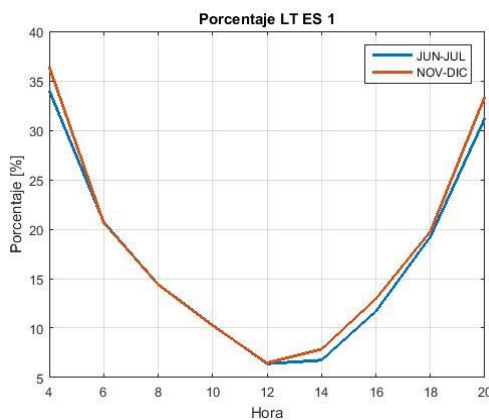


Figura 3. Porcentaje de aumento de cargabilidad por hora en el escenario de operación 1. **Fuente.** Elaboración propia.

- b. Escenario de operación 2 (variación de velocidad del viento):

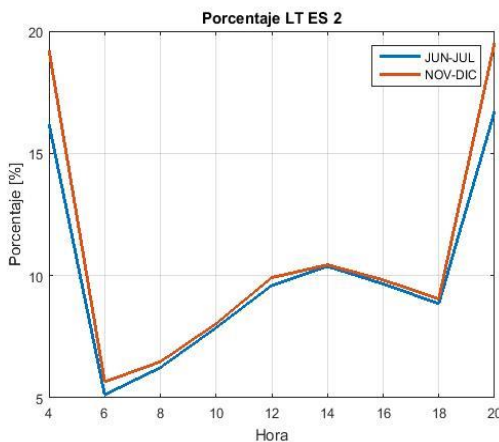


Figura 4. Porcentaje de aumento de cargabilidad por hora en el escenario de operación 2. **Fuente.** Elaboración propia.

- c. Escenario de operación 3 (variación de temperatura ambiente y velocidad del viento):

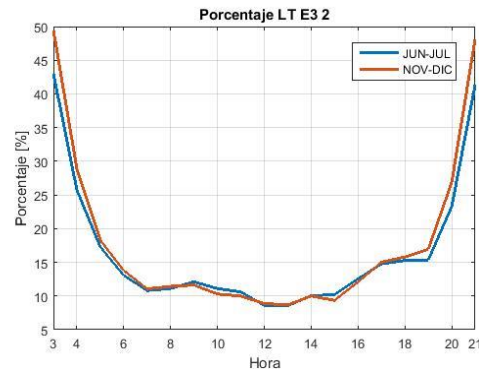


Figura 5. Porcentaje de aumento de cargabilidad por hora en el escenario de operación 3. **Fuente.** Elaboración propia.

7.2. Identificación de porcentaje de aumento de cargabilidad por periodo.

Se determinó el promedio de todos los vanos, tal como se muestra a continuación:

- a. Escenario de operación 1:

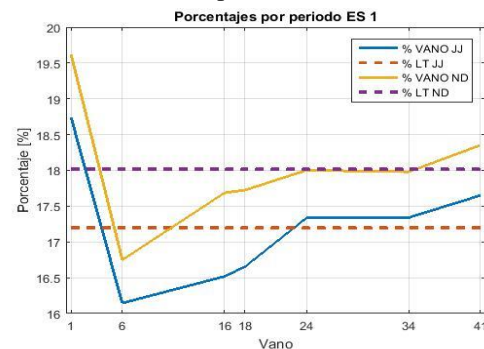


Figura 6. Porcentaje de aumento de cargabilidad por periodo en el escenario de operación 1. **Fuente.** Elaboración propia.

- b. Escenario de operación 2:

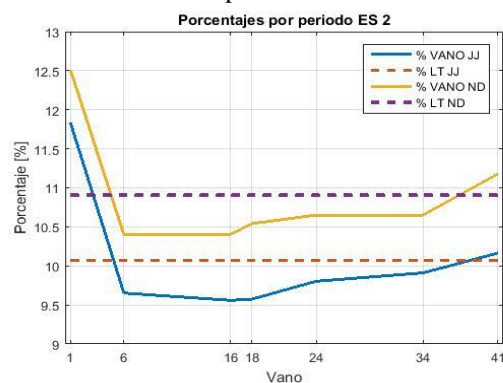


Figura 7. Porcentaje de aumento de cargabilidad por periodo en el escenario de operación 2. **Fuente.** Elaboración propia.

CONVENCIONES:

JJ: Junio-Julio

ND: Noviembre-Diciembre

LT: Línea de transmisión

c. Escenario de operación 3:

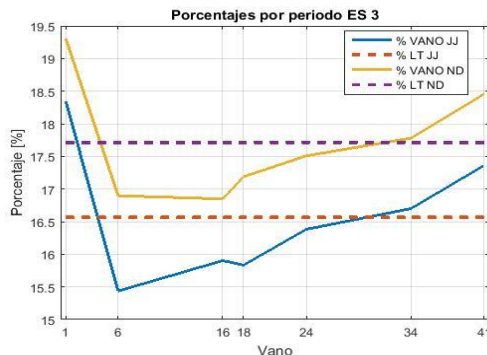


Figura 8. Porcentaje de aumento de cargabilidad por periodo en el escenario de operación 3. **Fuente.** Elaboración propia.

7.3. Comparación entre capacidad estática (actual) y capacidad térmica dinámica.

Para realizar la comparación entre la capacidad estática y la capacidad térmica dinámica se realiza el cálculo a través de la tensión de operación, la corriente estática y la corriente dinámica en función de la hora, tal como se muestra gráficamente a continuación:

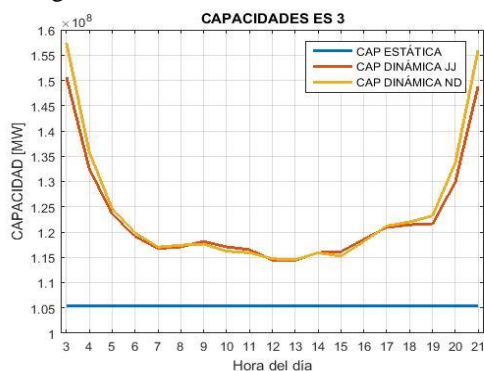


Figura 9. Comparación de capacidad estática y dinámica por hora del día. **Fuente.** Elaboración propia.

8. CONCLUSIONES

- Los resultados muestran que se están obteniendo unos porcentajes de aumento de cargabilidad que son comparables con los obtenidos en proyectos ya ejecutados a nivel mundial.
- Dentro de los parámetros que fueron evaluados y variados, el que ejerce un mayor efecto dentro del modelo térmico es la velocidad del viento, puesto que presentan un mayor impacto en la cargabilidad.
- Tal como se observa en la figura 5, el porcentaje de aumento, para el escenario de operación 3 (es decir, ante la variación simultánea de la temperatura ambiente y la velocidad del viento), tiene una tendencia a ser mayor en las primeras y últimas horas del día debido a que se tienen menos

ganancias por calor solar llegando a estar por encima del 25%; y para las horas del mediodía, en donde suelen presentarse las temperaturas ambiente más altas y en donde las ganancias de calor solar toman el valor máximo. El porcentaje de aumento se hace mínimo, con un valor de 8,5%; sin embargo, es un porcentaje de aumento adicional significativo sobre la capacidad estática.

- Como se observa en la figura 8, el porcentaje de aumento promedio, por periodo, que se logró fue de 16,56% y 17,71% para el periodo entre junio-julio y noviembre-diciembre, respectivamente, lo que significa 17,4 y 18,7 MW adicionales que no son contemplados en la capacidad estática.

9. REFERENCIAS

- [1] IEEE Standard for Calculating the current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Standard 738- 2012
- [2] Reglamento técnico de instalaciones eléctricas, RETIE, 2013.
- [3] Código Eléctrico Colombiano, Norma Técnica NTC 2050, 1998.
- [4] U. D.ENERGY, "Oncor's Pionering Transmisssion Dynamic Line Rating (DLR) Demonstration Lays Foundation for Follow-On Deployments". *Electricity Delivery & Energy Reliability*, may, 2014.
- [5] E. RPG, "Oncor West Texas Dynamic Line Rating (DLR) Project." (2013).
- [6] W.Kwok, H.W. Cheung, "Implementation of Dynamic Thermal Ratings in the Operational Environment". FERC Technical Conference: Increasing Real-Time and Day-Ahead Market Efficiency through Improved Software, EE.UU.,Junio 2014.
- [7] S. E. EPRI Project Manager, "Video Sagometer Application Guide". California, 2001.
- [8] C. A. UC Synergetic, "The ThermalRate™ System: A Solution for Thermal Uprating of Overhead Transmission Lines". *Power Technology Newsletter Issue*, 2004.
- [9] E. P. EPRI, "Sensors Technologies for a Smart Transmission System", 2009.
- [10] T. V Group, "CAT-I Transmission Line Monitoring System", 2011.
- [11] P. D. Alcan Cable, "Real-Time Transmission Line Monitoring System", 2010.
- [12] E.Cloet, J.-L.Lilien, & P. Ferrieres, "Experiences of the Belgian and French TSOs using the "Ampacimon" real-time dynamic rating system", *CIGRE C2_106_2010*, 2010.
- [13] C.Singh, A.Singh, P. Pandey,& H.Singh, "Power Donuts in Overhead Lines for Dynamic Thermal Measurement, Prediction and Electric Power Line Monitoring", *Intern.Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Eng.*, 2014.