

CAPÍTULO - 10

Impacto de las condiciones climáticas extremas en la sobrecarga de las redes eléctricas aéreas en regiones no interconectadas de Colombia

Impact of extreme climatic conditions on the overload of overhead electrical networks in non-interconnected regions of Colombia

DOI: <https://doi.org/10.35622/inudi.c.03.10>

Carlos Páez

 Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano, Bogotá – Colombia

✉ carlosa.paezc@utadeo.edu.co

 <https://orcid.org/0009-0000-8305-9929>

Resumen

La planificación y operación de los sistemas eléctricos de potencia es una actividad fundamental para garantizar la confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica. Ante el incremento de fenómenos meteorológicos extremos, esta investigación tiene como objetivo evaluar el impacto de las condiciones climáticas, especialmente la temperatura ambiente, en la capacidad de transmisión de las líneas aéreas de distribución. Para ello, se emplearon análisis de datos históricos, simulaciones computacionales y validaciones en escenarios críticos. La metodología se desarrolló conforme al estándar IEEE 738, utilizando el software RStudio para cuantificar la variación en la capacidad de transmisión de los conductores ACSR 4/0 y 2/0 AWG bajo diferentes condiciones térmicas. Se toma como estudio de caso la ciudad de Inírida, departamento de Guainía, Colombia designada como zona no interconectada (ZNI). Los resultados muestran que, en escenarios de altas temperaturas, la capacidad de transmisión de corriente disminuye un 17,1 % en el conductor 4/0 y un 21,9 % en el conductor 2/0. En contraste, en condiciones más favorables, esta capacidad aumenta un 27,3 % y un 23,8 %, respectivamente. Estos hallazgos evidencian la vulnerabilidad de las redes eléctricas a variaciones térmicas y subrayan la necesidad de implementar estrategias que mitiguen los riesgos operativos. En conclusión, este estudio aporta información fundamental para la planificación y el diseño de redes de distribución más eficientes y resistentes ante el cambio climático en regiones aisladas.

Palabras clave: planificación, cambio climático, energía eléctrica, seguridad, previsión.



Abstract

The planning and operation of electrical power systems is a fundamental activity to ensure the reliability and security of electrical energy supply. Given the increase in extreme weather events, this research aims to evaluate the impact of weather conditions, especially ambient temperature, on the transmission capacity of overhead distribution lines. This research employs historical data analysis, computational simulations, and validations in critical scenarios. The methodology was developed according to IEEE standard 738, using RStudio software to quantify the variation in the transmission capacity of 4/0 and 2/0 AWG ACSR conductors under different thermal conditions. The city of Inírida, Guainía Department, Colombia, designated as a non-interconnected zone (NIZ), is used as a case study. The results show that, under high-temperature scenarios, current transmission capacity decreases by 17.1% for the 4/0 conductor and by 21.9% for the 2/0 conductor. In contrast, under more favorable conditions, this capacity increases by 27.3% and 23.8%, respectively. These findings highlight the vulnerability of power grids to thermal variations and underscore the need to implement strategies to mitigate operational risks. In conclusion, this study provides critical information for planning and designing more efficient and climate-resilient distribution networks in isolated regions.

Keywords: planning, climate change, electricity, security, forecasting.

INTRODUCCIÓN

La incorporación de la generación distribuida y el aumento gradual de la demanda de los sistemas eléctricos de potencia requieren un enfoque diferente en la planificación y operación de las redes eléctricas. Sin embargo, su funcionamiento y operación se ven cada vez más afectados por eventos climáticos extremos, como las olas de calor y fenómenos meteorológicos inusuales. Estos eventos no solo afectan la infraestructura física de las redes, sino que también inciden en su capacidad operativa como en la calidad del servicio.

Es esencial asegurar un funcionamiento óptimo, económico y eficiente de los recursos disponibles, maximizando tanto la operación diaria como la continuidad del suministro eléctrico. Por ello, la identificación de eventos climáticos extremos, como las variaciones de temperatura ambiente, que impactan las redes eléctricas, se convierte en una tarea prioritaria y crucial para el sector eléctrico.

Sin embargo, es necesario que cada línea eléctrica mantenga un margen de cargabilidad, conservando las características mecánicas de la línea, garantizando la seguridad de los sistemas de energía eléctrica [1], [2]. Para asegurar un suministro confiable y eficiente de energía, lo que a su vez contribuye al bienestar y progreso de las sociedades, es esencial comprender cómo las variaciones de temperatura afectan directamente a la eficiencia y estabilidad de los sistemas de generación y distribución de energía.

Es fundamental desarrollar herramientas metodológicas novedosas que respalden la producción de energía, especialmente en momentos importantes debido a los efectos del cambio climático. Este enfoque mejora la confiabilidad operativa, la economía y la seguridad del sistema, lo que pone las bases para un sistema energético más sostenible.

El estudio de los sistemas de potencia ha avanzado significativamente en los últimos años. Investigaciones recientes han desarrollado nuevas metodologías y modelos para evaluar los riesgos y los impactos que los eventos climáticos extremos pueden causar en estas redes. Por ejemplo, en la actualidad algunos estudios se han centrado en desarrollar herramientas para determinar la máxima transferencia de energía por una red eléctrica que se obtiene mediante la determinación de la relación corriente-temperatura, llamada límite térmico [3], [4], [5]. Otros trabajos se han centrado en la identificación de puntos críticos mediante el análisis de datos históricos, permitiendo una priorización más precisa de los elementos vulnerables de la red [6], [7]. Además, la combinación de enfoques computacionales y modelos predictivos ha sido clave para evaluar la capacidad de adaptación de las redes a futuras variaciones climáticas [8]. Otros estudios, como los documentados en [9], [10], analizan el pronóstico de la demanda eléctrica. Esto debido a que la demanda de potencia tiene un comportamiento no lineal. Por otro lado, diversos estudios utilizan algoritmos basados en aprendizaje automático como técnica para determinar el pronóstico de la demanda tal y como se documenta en [11], [12]. Otras investigaciones, se enfocan en la implementación de la generación renovable integrada en las redes eléctricas de distribución. Esta integración contribuye significativamente a la reducción de pérdidas de energía y la estabilidad de voltaje del sistema de distribución, tal y como se detallan en [13], [14].

Sin embargo, a pesar de los avances, persisten vacíos en la integración de estas metodologías de forma global y su validación en escenarios reales que consideren la variabilidad climática futura. La literatura existente subraya la creciente necesidad de adoptar enfoques más integrados en el diseño y planeación de las redes eléctricas. Aunque se han propuesto soluciones innovadoras, muchas de ellas no han sido completamente implementadas o evaluadas en condiciones críticas, lo que limita su efectividad frente a fenómenos impredecibles [15], [16].

Estos vacíos en el conocimiento y la falta de una validación adecuada justifican la necesidad de desarrollar nuevas estrategias específicas para las redes de distribución eléctrica, utilizando enfoques más detallados de análisis de datos históricos, simulaciones precisas y validación en condiciones extremas. El objetivo principal de este artículo es evaluar el impacto asociados a eventos climáticos extremos, especialmente la temperatura ambiente, en la capacidad de transmisión de las líneas aéreas de distribución de ZNI. Además, este estudio busca avanzar en la creación de metodologías más eficaces para enfrentar los desafíos del cambio climático y las variaciones meteorológicas extremas, contribuyendo así a una mayor estabilidad y seguridad en el suministro eléctrico de estas regiones.

MÉTODO

La metodología propuesta se enfoca en un planeamiento energético eficiente y estructurado, abordando los efectos climáticos en el análisis del límite térmico de las líneas aéreas de distribución. El objetivo se centra en fortalecer la seguridad y confiabilidad de las redes eléctrica conforme al estándar IEEE 738-2012. Además, se realiza el pronóstico a largo plazo de la demanda del sistema de potencia utilizando técnicas de series temporales. El diagrama de flujo propuesto se muestra en la Figura 1.

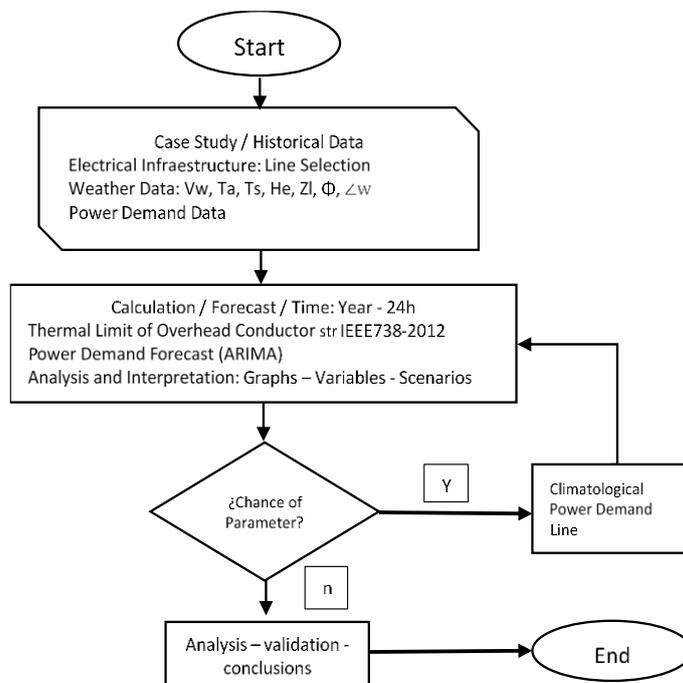


Fig. 1. Diagrama de flujo metodología propuesta

A. Balance térmico en conductores aéreos

En este estudio, se adopta la metodología propuesta por el estándar IEEE 738 – 2012, que tiene como objetivo el cálculo del balance térmico establecido en la ecuación (1). Donde q_j es la tasa de ganancia de calor por efecto joule, q_s es la tasa de ganancia de calor debida al sol, q_c es la tasa de perdida de calor por convección y q_r es la tasa de perdida de calor por radiación.

$$q_j + q_s = q_c + q_r \quad (1)$$

1) Corriente en el conductor

De este modo, la corriente que circula por el conductor puede ser calculada partiendo de la tasa de ganancia de calor, como se muestra en la fórmula (2), donde R_{Tavg} es la resistencia eléctrica del conductor, I es la corriente del conductor.

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R_{Tavg}}} \quad (2)$$

2) Tasa de pérdida de calor por radiación

Intercambio de energía electromagnética alrededor de los conductores. Donde, D es el diámetro del conductor, ε es la emisividad varía en un rango desde 0.23 hasta 0.91, T_s es la temperatura de superficie del conductor y T_a es la temperatura ambiente.

$$q_r = 17,8 * D * \varepsilon * \left[\left(\frac{T_s + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] W/m \quad (3)$$

3) Tasa de pérdida de calor por convección

Transferencia de calor por movimiento de masa o circulación dentro de la sustancia.

$$q_{cn} = 3,645 * \rho_f^{0,5} * D^{0,75} * (T_s - T_a)^{1,25} W/m \quad (4)$$

$$N_{RE} = \frac{D * \rho_f * V_W}{\mu_f} W/m \quad (5)$$

Donde, q_{cn} es la convección natural, ρ_f es la densidad del aire, μ_f es la viscosidad absoluta del aire, D es el diámetro del conductor, V_W es la velocidad del viento, N_{RE} es el número de Reynolds.

4) Tasa de ganancia de calor solar

Es la cantidad de energía solar entregada al conductor.

$$q_s = \alpha * Q_{se} * \sin(\theta) * A' W/m \quad (6)$$

$$\theta = \cos^{-1} [\cos(H_c) * \cos(Z_c - Z_L)] \quad (7)$$

Donde, q_s es la tasa de ganancia de calor, α es el coeficiente de absorción solar del conductor, Q_{se} es el flujo de calor total irradiado por el sol, θ es el ángulo efectivo de incidencia de los rayos del sol, A' es la proyección del diámetro del conductor, H_c es la altitud del sol, Z_c es el azimut del sol, Z_L es el azimut de la línea.

B. Técnica de pronóstico – ARIMA

Los modelos ARIMA son técnicas de pronóstico estadístico basado en series tiempo, ya que pueden representar varios tipos diferentes de series temporales. La popularidad del modelo ARIMA es tanto por sus propiedades estadísticas como por la conocida metodología de Box-Jenkins [17], [18]. Para corroborar la estacionariedad se aplica la prueba de Dickey – Fuller, con la condición de que el p-valor sea inferior a < 0.05 [19]. El modelo general ARIMA (p,d,q) toma la expresión general de la siguiente ecuación:

$$(1 - a_1L_1 - a_2L_2 - \dots - a_pL_p)(1 - L)dY_t = (1 - b_1L_1 - b_2L_2 \dots b_qL_q)\varepsilon_t \quad (8)$$

Donde: Y_t : Valor de la variable en el momento t , L : Operador de retardos ($Y_{t-1} = Y_t * L$), a_p : Coeficientes del operador de retardos para el componente autorregresivo,

b_q : Coeficientes del operador de retardos para el componente de medias móviles,
 ε_t : Componente aleatorio.

C. Estudio de caso

El sistema eléctrico de distribución se encuentra ubicado en la región del municipio de Inírida, departamento de Guainía, Colombia. Esta región está clasificada como Zona No Interconectada (ZNI), lo que indica que estas áreas geográficas no se encuentran acopladas eléctricamente al Sistema Interconectado Nacional (SIN) [20].

La red de distribución presenta una infraestructura con diseño trifásico y topología radial que opera a un nivel de tensión de 13,2 kV. Asimismo, se compone de cuatro circuitos principales que atienden una demanda de 3911 kW a finales del año 2022. La red de distribución cuenta con líneas aéreas del tipo ACSR calibre 2/0 y 4/0 AWG.

D. Escenarios de simulación

Se han propuesto cinco escenarios de simulación con el propósito de evaluar la sensibilidad de las líneas eléctricas de distribución ante las variaciones climáticas. El análisis se evaluó para los meses de marzo, junio y diciembre. Además, se han desarrollado proyecciones del crecimiento de la demanda de potencia para los años 2022, 2027, y 2032 tal y como se detalla en la Tabla 1.

Tabla 1

Escenario de simulación

Escenario 1: Análisis de sensibilidad
con variación de temperatura ambiente
Curva de capacidad de conducción (ampacidad): línea 2/0 AWG - (marzo - junio - diciembre)
Curva de capacidad de conducción (ampacidad): línea 4/0 AWG - (marzo - junio - diciembre)
Escenario 2: Análisis de sensibilidad
con variación de velocidad del viento
Curva de capacidad de conducción (ampacidad): línea 2/0 AWG - (marzo - junio - diciembre)
Curva de capacidad de conducción (ampacidad): línea 4/0 AWG - (marzo - junio - diciembre)
Escenario 3: Análisis de sensibilidad
con variación de dirección del viento
Curva de capacidad de conducción (ampacidad): línea 2/0 AWG - (marzo - junio - diciembre)
Curva de capacidad de conducción (ampacidad): línea 4/0 AWG - (marzo - junio - diciembre)
Escenario 4: Análisis de sensibilidad
Condiciones ambientales más desfavorables / favorables.
Relación corriente-temperatura línea 2/0 - 4/0 AWG
Escenario 5: Pronóstico de carga y capacidad de conducción
Curva de carga: Demanda proyectada para 24 horas (2022 - 2027 - 2032)
Curva de capacidad de conducción (ampacidad): línea 2/0 AWG - (marzo - diciembre)

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección, se analizan los resultados obtenidos a partir de la metodología propuesta para el estudio de caso, en la que se han evaluado los impactos de las condiciones climáticas extremas y su efecto sobre las redes eléctricas de distribución. Se examina el enfoque que combina el análisis de datos históricos, simulaciones computacionales y validación en escenarios críticos.

A. Escenario 1 – Análisis de sensibilidad con variación de la temperatura ambiente

Como se observa en la Figura 2, al incrementarse la temperatura ambiente, disminuye la capacidad de transferencia de corriente a través del conductor. Esto demuestra que un mismo conductor puede tener diferentes límites térmicos operativos según la época del año. La temperatura ambiente, el azimut y la elevación de la línea con respecto a la ubicación del sol influyen significativamente en el balance térmico del conductor.

Indicando así, que para un conductor calibre 2/0, cuando está operando a una temperatura mínima de 16°C, registrara valores de corriente de 261,8 A, 248,2 A, 232,7 A, correspondientes a cada periodo del año simulado, hasta alcanzar la temperatura máxima pronosticada del orden de los 36°C. Demostrando que, a mayor temperatura ambiente, y época del año disminuye la capacidad de transferencia de potencia entre el 21,4% y 23,6% para los meses de diciembre, marzo y 27,8% para el mes de junio.

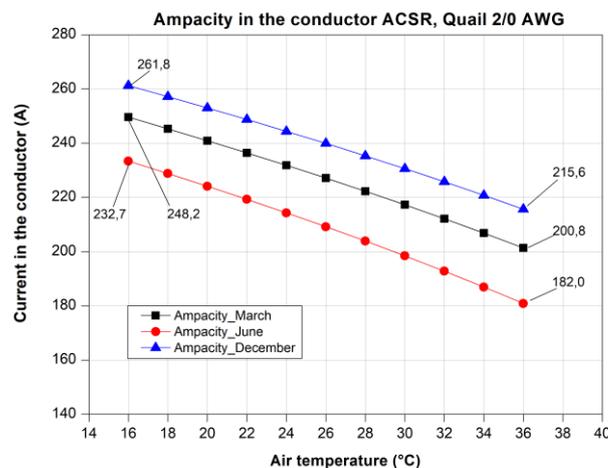


Fig. 2. Efecto de la temperatura ambiente en líneas 2/0 AWG

Igualmente, en la Figura 3, se observa el mismo comportamiento para el conductor calibre 4/0, cuando está operando a temperaturas mínimas de 16°C, registra valores de corriente de 360,6 A, 341,2 A, 319,6 A, correspondientes a cada periodo del año simulado, demostrando que, a mayor temperatura ambiente, y época del año disminuye la capacidad de transferencia de potencia entre el 21,9% y 24,6% para los meses de diciembre, marzo y 31,5% para el mes de junio; cuando la línea está sometido a temperaturas del orden de los 36°C.

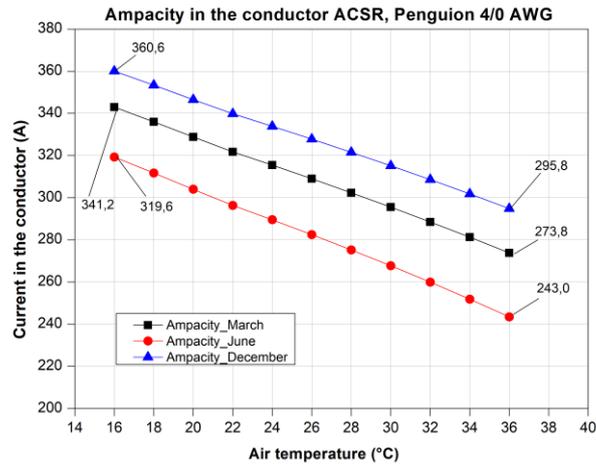


Fig. 3. Efecto de la temperatura ambiente en líneas 4/0 AWG

B. Escenario 2 – Análisis de sensibilidad con variación de la velocidad del viento

Siguiendo la misma metodología del caso anterior, se realiza el estudio y análisis de sensibilidad con la variación de la velocidad del viento. En la Figura 4 se puede observar que el conductor calibre 2/0, cuando se encuentra en presencia de velocidades mínimas del viento que oscilan entre los 0 m/s y los 0,4 m/s, registra valores de corriente de 206,0 A, 190,3 A, 170,0 A. Caso contrario cuando se incrementa la velocidad del viento, aumenta la capacidad de transferencia de corriente a través del conductor. A velocidades del viento superiores a 0,4 m/s, la capacidad de transmisión de potencia en la línea puede incrementarse en un 26,2%. Este resultado se obtuvo considerando vientos máximos del orden de 1,8 m/s durante el mes de diciembre.

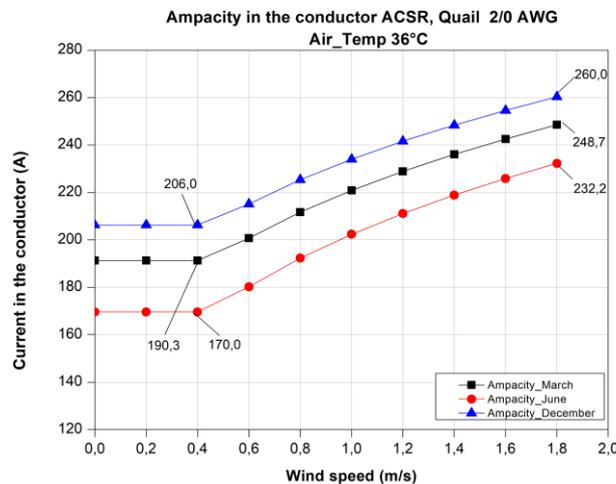


Fig. 4. Efecto de la velocidad del viento en líneas 2/0 AWG

De manera similar, en la Figura 5 se observa el mismo comportamiento para el conductor calibre 4/0, registrando valores de corriente de 354,2 A, 336,9 A y 312,0 A. Esto indica que, a mayor velocidad del viento y en determinadas épocas del año, aumenta la capacidad de transferencia de potencia a través del conductor. En particular, en el mes de diciembre se registra un aumento en la

transferencia de potencia en la línea del 23,1% cuando la velocidad del viento alcanza un máximo de 1,8 m/s.

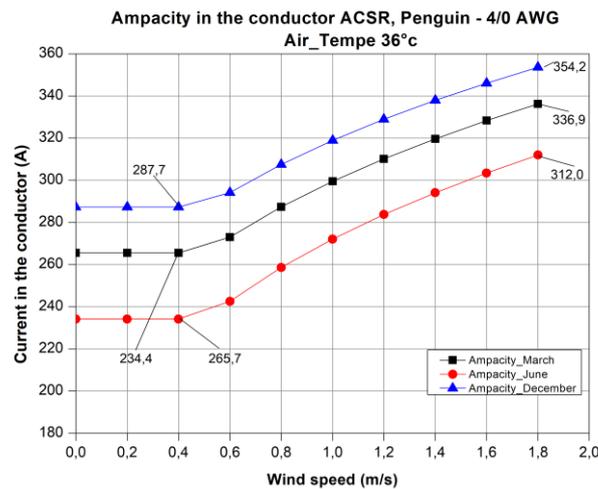


Fig. 5. Efecto de la velocidad del viento en líneas 4/0 AWG

C. Escenario 3 – Análisis de sensibilidad con variación de la dirección del viento

En la Figura 6, se puede observar que cuando la dirección del viento supera los 45°, se incrementa la capacidad de transferencia de corriente a través del conductor. Demostrando, que cuando el conductor se encuentra con choques de viento que superen los 45° hasta los 90°, se presenta la mayor transferencia de potencia por la refrigeración que se ejerce en la línea.

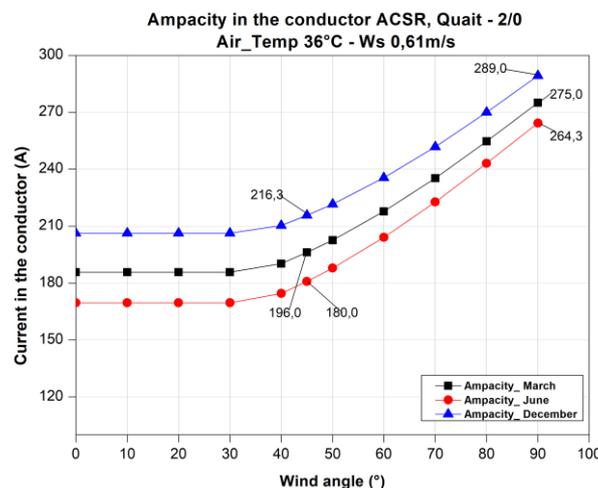


Fig. 6. Efecto de la dirección del viento en líneas 2/0 AWG

Es así, que en el mes de diciembre la ampacidad de la línea registra valores que superan la corriente nominal del conductor en un 4,5 %, pasando de 276 A que representa la corriente nominal del conductor 2/0, a 289 A cuando alcanza choques de viento a 90°.

Igualmente, en la Figura 7 se observar el mismo comportamiento que ejerce la dirección del viento sobre las líneas eléctricas, ósea, que cuando el conductor se encuentra con choques de viento que superen los 45° hasta los 90°, se presenta la mayor transferencia de potencia por la refrigeración que se ejerce en la línea. De esta manera, la corriente registrada para el conductor 4/0 es de 390,4 A, superando un 8,5 % los límites de diseño del conductor cuya capacidad nominal es de 357 A.

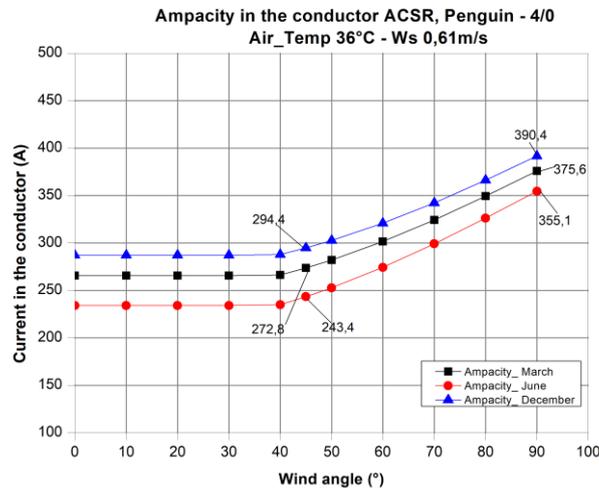


Fig. 7. Efecto de la dirección del viento en líneas 4/0 AWG

D. Escenario 4 – Análisis de sensibilidad con variación de la dirección del viento

El siguiente análisis muestra el comportamiento de la corriente – temperatura de los conductores aéreos cuando se encuentran sometidos a diferentes valores ambientales. En la Figura 8, aplicamos la metodología teniendo en cuenta las condiciones ambientales más desfavorables cuando las líneas están sometidas a velocidades del viento de 0,61 m/s, ángulo de impacto sobre las líneas de 45°, temperatura ambiente máxima de 36°C, ángulo de azimut y altitud de la línea de 165,47° y 61,75° con respecto a la ubicación del sol registrados el 21 de diciembre de 2022, hora 11:00 am, y tipo de ambiente limpio. Los datos que permanecen constantes son la emisividad, absorptividad, altura de la línea sobre el nivel del mar. Mencionado lo anterior hacemos el estudio y análisis de sensibilidad de la relación corriente – temperatura del conductor tipo ACSR calibre 2/0 y 4/0 AWG (código Quail y Penguin).

En condiciones nominales, el conductor 4/0 soporta 357 A a 75°C, según la especificación técnica. Sin embargo, bajo condiciones climatológicas desfavorables, su capacidad de transmisión de corriente disminuye a 296,0 A, presentando un déficit de 61,0 A, lo que corresponde a una reducción del 17,1% en la transmisión de potencia.

De manera similar, el conductor 2/0 soporta 276 A a 75°C en condiciones nominales, pero su capacidad de transmisión de corriente se reduce a 215,5 A bajo condiciones desfavorables, resultando en un déficit de 60,5 A, equivalente a una reducción del 21,9% en la transmisión de potencia.

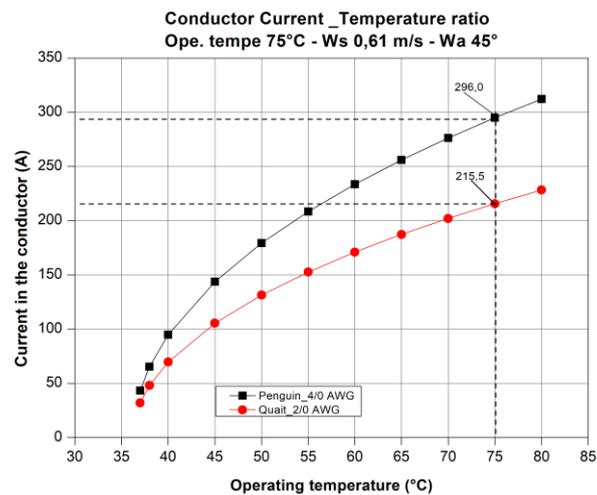


Fig. 8. Relación corriente – temperatura con condiciones desfavorables

En la Figura 9, se aplica la metodología teniendo en cuenta las condiciones ambientales más favorables cuando las líneas están sometidas a velocidades del viento máxima registrada de 1,8 m/s, ángulo de impacto sobre las líneas de 90°, temperatura ambiente de 36°C, ángulo de azimut y altitud de la línea de 165,47° y 61,75° con respecto a la ubicación del sol. Realizando el mismo análisis, el conductor 4/0 soporta 357 A a 75°C en condiciones nominales según la especificación técnica de construcción. Sin embargo, bajo condiciones climatológicas favorables, su capacidad de transmisión de corriente aumenta a 491,3 A a 75°C, lo que representa un incremento de 134,3 A, correspondiente al 27,3% en la transmisión de potencia.

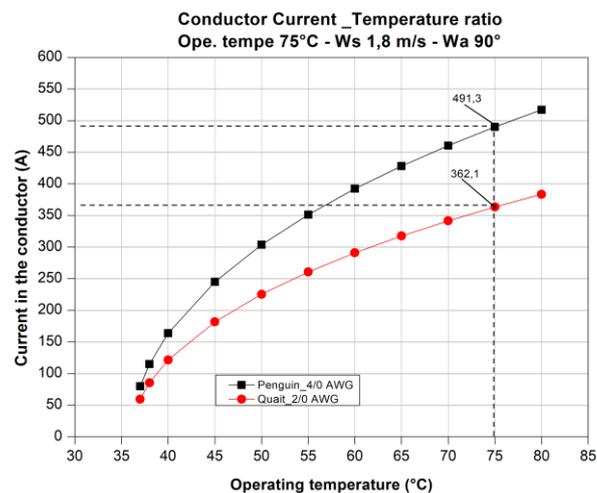


Fig. 9. Relación corriente – temperatura con condiciones favorables

De manera similar, el conductor 2/0 soporta 276 A a 75°C en condiciones nominales de acuerdo con la ficha técnica de construcción, pero bajo condiciones climatológicas favorables, su capacidad de transmisión de corriente se incrementa a 362,1 A a 75°C, presentando un aumento de 86,1 A, equivalente a un 23,8% más en la transmisión de potencia.

E. Escenario 5 – Pronóstico de potencia y ampacidad

1) *Pronóstico de potencia – modelo ARIMA*

La base de datos de la demanda de potencia se consolida mensualmente desde enero del año 2013 hasta diciembre del año 2022. Como se detalla en la Figura 10 (a) y (b), se observa la tendencia anual del pronóstico de la demanda Figura (a) usando el modelo ARIMA. De manera similar, la gráfica (b) proyecta la demanda de potencia horaria con picos máximos de potencia eléctrica del orden de los 3911 kW para el año 2022, 5308 kW para el año 2027 y de 6156 kW para el año 2032. El error porcentual absoluto medio (MAPE) [21] fue de 2,68%. Donde se puede definir que el modelo ARIMA es eficiente y adecuado para el pronóstico.

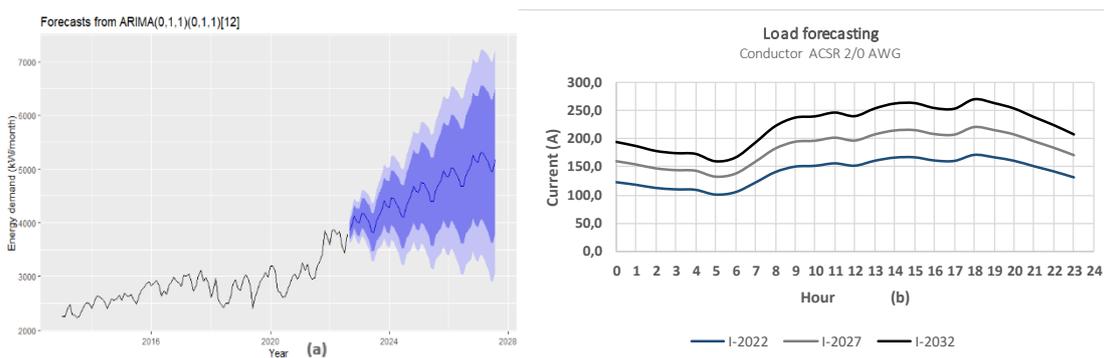


Fig. 10. Pronóstico con modelos ARIMA (a) Demanda de potencia anual (b) Demanda de potencia horaria

2) *Curvas de ampacidad línea 2/0 AWG*

Finalmente, como se detalla en la Figura 11 (a) y (b), se comparan las curvas de ampacidad del conductor tipo ACSR calibre 2/0 AWG (representada por las líneas roja y verde), con las curvas de corriente de la demanda proyectada para los años 2022, 2027 y 2032 (indicada por las líneas de color azul, gris y negro). Se observa en esta grafica que existe zonas de cruce entre la curva de demanda y la curva de ampacidad, indicando que para este periodo de análisis se presenta violación en los límites térmicos de las redes de distribución. Esto debido al crecimiento de la demanda para el año 2027 y 2033, reflejando un aumento de la carga del 29,4% y del 57,4% respectivamente.

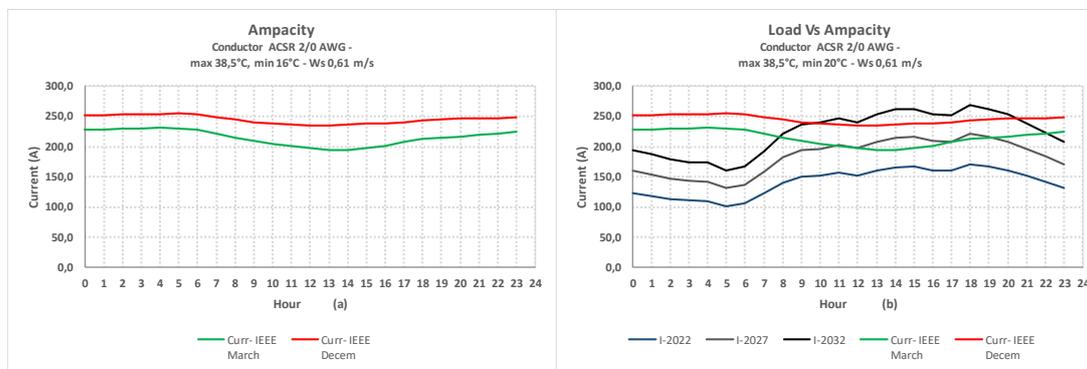


Fig. 11. Curvas de potencia línea 2/0 AWG (a) Curvas de Ampacidad (b) Curvas de demanda y ampacidad

Los resultados obtenidos contribuyen a la discusión actual sobre el comportamiento y eficiencia de las redes eléctricas ante eventos climáticos extremos. A continuación, se presenta un análisis comparativo de los hallazgos de este estudio con la literatura existente, se abordan las limitaciones del estudio y se sugieren direcciones para futuras investigaciones.

El análisis realizado en este estudio ha identificado una serie de vulnerabilidades en las redes de transmisión, las cuales han sido asociadas principalmente con eventos climáticos extremos. Este enfoque coincide con los hallazgos de estudios previos como se mencionan en [22], [23], [24] quienes abordan la sobrecarga de las líneas de distribución aplicando simulaciones computacionales para modelar la interacción entre las condiciones climáticas extremas y la infraestructura de distribución, pero con un enfoque más limitado en la modelización de la demanda.

Sin embargo, el estudio realizado por [25] se enfoca principalmente en los impactos a largo plazo, sin una validación exhaustiva en escenarios críticos. Por otro lado, el enfoque propuesto por [26], [27], quien propone la implementación de tecnologías de redes inteligentes para mitigar los efectos de las condiciones extremas, pero no abordan de manera exhaustiva la identificación de vulnerabilidades específicas en las infraestructuras existentes. Esto resalta la necesidad de una evaluación más profunda de las infraestructuras antes de adoptar soluciones tecnológicas, una brecha que este trabajo ha tratado de llenar.

Este estudio presenta algunas limitaciones metodológicas y contextuales que deben ser consideradas al interpretar los resultados. En primer lugar, la investigación se centró en un número limitado de escenarios con variables climáticas extremas, como una limitación para la generalización de los resultados, ya que las redes eléctricas se comportan de manera distinta de acuerdo a zona de ubicación y topología.

Además, las simulaciones computacionales utilizadas en este estudio se basan en modelos matemáticos que simplifican algunas de las interacciones entre el comportamiento real de los factores climáticos y las redes eléctrica de distribución. Esto podría llevar a una sobreestimación o subestimación de los datos simulados. Una limitación adicional radica en la disponibilidad y calidad de los datos históricos utilizados en este estudio. Aunque se emplearon datos provenientes de fuentes confiables. La cantidad y fiabilidad de los datos históricos son fundamentales para mejorar la precisión de las simulaciones.

Por otra parte, un aspecto clave a tener en cuenta para futuras investigaciones es el monitoreo y la recopilación de datos en tiempo real sobre las condiciones climáticas, lo que permitiría mejorar la precisión de las simulaciones y facilitar la detección temprana de posibles afectaciones en las redes de distribución. Además, sería valioso explorar la integración de tecnologías emergentes, como las redes inteligentes y la inteligencia artificial, para optimizar la identificación y mitigación de riesgos.

Por último, los resultados de este estudio ofrecen un marco que puede aplicarse a nivel global, particularmente en regiones que enfrentan riesgos elevados por fenómenos climáticos extremos.

CONCLUSIONES

Los resultados del estudio confirman que las redes eléctricas de distribución presentan una alta vulnerabilidad ante eventos meteorológicos extremos, siendo la temperatura ambiente, la velocidad y el ángulo del viento factores determinantes en su desempeño. En particular, se identificó que las altas temperaturas generan sobrecargas en las líneas de distribución, provocando estrés térmico y comprometiendo la estabilidad operativa del sistema.

La predicción del aumento de la demanda eléctrica y la detección de áreas críticas por congestión se destacan como aspectos esenciales para una planificación eficiente del sistema de potencia. La integración de modelos predictivos y herramientas de simulación permite anticipar escenarios de alta demanda y mitigar los efectos adversos sobre la infraestructura eléctrica. Además, implementar estrategias para prevenir la violación de los límites térmicos en las redes eléctricas permite minimizar pérdidas económicas y reducir el riesgo de fallos en el sistema por incapacidad de transferencia de la línea.

En este contexto, el desarrollo de un planeamiento energético óptimo cobra especial relevancia en la toma de decisiones estratégicas, abarcando aspectos clave como el dimensionamiento de la red, la operación eficiente, el mantenimiento preventivo y la integración de generación distribuida. Estas acciones contribuyen significativamente a la resiliencia y sostenibilidad del sistema eléctrico frente a la creciente variabilidad climática y las exigencias de la transición energética.

Rol de contribución

Carlos Páez: Conceptualización, análisis formal, investigación, escritura–borrador original, escritura–revisión y edición, recursos, visualización, supervisión, administración del proyecto.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *IEEE standard for calculating the current-temperature of bare overhead conductors*. IEEE Std 738-2012.
- [2] R. Stephen, D. Douglas, M. Gaudry, H. Argasinska, K. Bakic, S. Hoffman, J. Iglesias, F. Jakl, J. Katoh, T. Kikuta, and R. Kimata. “Thermal behavior of overhead conductors,” *CIGRÉ*. 2002.
- [3] A. Ahmed, F. J. Stevens McFadden, and R. K. Rayudu, “Weather dependent power flow algorithm for accurate power system analysis under variable weather conditions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 2719–2729, July 2019. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2892402>.

- [4] Douglass, D. A.; Gentle, J.; Nguyen, H. M.; Chisholm, W. A.; Xu, C.; Goodwin, T.; Chen, H.; et al., “A Review of Dynamic Thermal Line Rating Methods with Forecasting”, in *Transactions on Power Delivery*, 2019, , pp. 2100-2109. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2019.2932054>.
- [5] K. Soheil, P. Musilek, A. M. Knight. “Dynamic thermal rating of transmission lines: A review.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018: n. pag. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.001>.
- [6] W. Wang, Y. Liu, X. Zhao, C. Li, and T. Zhang, “Review of Researches on Power Cables Ampacity Calculation,” 2024 IEEE 7th Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC), Chongqing, China, 2024, pp. 1764-1768, <https://doi.org/10.1109/IAEAC59436.2024.10503790>.
- [7] B. P. Bhattarai, C. R. Sreedharan, D. Yu, C. S. Walker, and T. McJunkin, “Improvement of Transmission Line Ampacity Utilization by Weather-Based Dynamic Line Rating,” in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 4, pp. 1853-1863, Aug. 2018, <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2018.2798411>.
- [8] L. Huang, Y. Liang, K. Jiang, X. Sun and S. Wang, “A Calculation Model and Optimization Strategy for Transmission Lines Ampacity Considering Environmental Factors,” 2024 IEEE 6th Advanced Information Management, Communicates, Electronic and Automation Control Conference (IMCEC), Chongqing, China, 2024, pp. 435-440, doi: 10.1109/IMCEC59810.2024.10574976.
- [9] Y. Yang, J. Che, C. Deng, and L. Li, “Sequential grid approach based support vector regression for short-term electric load forecasting,” *Appl. Energy*, vol. 238, no. January, pp. 1010–1021, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.127>.
- [10] P. Vrablecová, A. Bou Ezzeddine, V. Rozinajová, S. Šárik, and A. K. Sangaiyah, “Smart grid load forecasting using online support vector regression” *Comput. Electr. Eng.*, vol. 65, no. 2018, pp. 102–117, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2017.07.006>.
- [11] M. D. P. Buitrago Villada, C. E. G. Bujanda, E. S. Baeza, and A. M. Matus, “Optimal Expansion and Reliable Renewable Energy Integration in Long-Term Planning Using FESOP,” *IEEE Kansas Power and Energy Conference (KPEC)*, Manhattan, KS, USA, 2022, pp. 1-5, <https://doi.org/10.1109/KPEC54747.2022.9814781>.
- [12] A. Thakur, K. A. Shukla, A. Choudhary and J. Atrey, “Predictive Analysis of Energy Consumption and Electricity Demand Using Machine Learning Techniques,” in *International Conference on Smart Systems for applications in Electrical Sciences (ICSSSES)*, Tumakuru, India, 2023, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/ICSSSES58299.2023.10200636>.
- [13] A. Guwaeder and R. Ramakumar, “Optimal Integration of PV Generation in Distribution Systems,” in *IEEE Conference on Technologies for*

- Sustainability (SusTech)*, Long Beach, CA, USA, 2018, pp. 1-5, <https://doi.org/10.1109/SusTech.2018.8671349>.
- [14] K. Moloi, J. A. Jordaan and Y. Hamam, "Optimal Power Grid Integration With Distributed Generation Using Genetic Algorithm," in *Southern African Universities Power Engineering Conference/Robotics and Mechatronics/Pattern Recognition Association of South Africa (SAUPEC/RobMech/PRASA)*, Potchefstroom, South Africa, 2021, pp. 1-5, <https://doi.org/10.1109/SAUPEC/RobMech/Prasa52254.2021.9377023>.
- [15] A. Abdaelbaset, M. E. Farrag and S. Farokhi, "Evaluation of Precipitation Rate Impacts on Overhead Transmission Line Ampacity," in *54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Bucharest, Romania, 2019, pp. 1-5, <https://doi.org/10.1109/UPEC.2019.8893644>.
- [16] Y. Wang, S. Li, H. Liu, and X. Zhang, "Theory and Simulation of Thermal Field of AC Cable," in *Asia-Pacific Conference on Software Engineering, Social Network Analysis and Intelligent Computing (SSAIC)*, New Delhi, India, 2024, pp. 898-902, <https://doi.org/10.1109/SSAIC61213.2024.00181>.
- [17] Y. Liu and W. Sun, "ARIMA Time Series Modeling and Forecasting of Enterprise Electric Energy Consumption," in *3rd International Conference on Frontiers of Electronics, Information and Computation Technologies (ICFEICT)*, Yangzhou, China, 2023, pp. 497-500, <https://doi.org/10.1109/ICFEICT59519.2023.00087>.
- [18] S. Noureen, S. Atique, V. Roy and S. Bayne, "Analysis and application of seasonal ARIMA model in Energy Demand Forecasting: A case study of small scale agricultural load," in *IEEE 62nd International Midwest Symposium on Circuits and Systems (MWSCAS)*, Dallas, TX, USA, 2019, pp. 521-524, <https://doi.org/10.1109/MWSCAS.2019.8885349>.
- [19] D. Hulak and G. Taylor, "Investigating an Ensemble of ARIMA Models for Accurate Short-Term Electricity Demand Forecasting," in *58th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Dublin, Ireland, 2023, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/UPEC57427.2023.10294946>.
- [20] C. Anzures, J. Posada, K. Osorio, J. R. Vidal Medina, V. M. Sanchez and Y. U. Lopez, "Operación de Sistemas de Generación y Suministro de Energía Eléctrica en Zonas no Interconectadas de Colombia," in *IEEE ANDESCON*, Santiago de Cali, Colombia, 2018, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/ANDESCON.2018.8564585>.
- [21] A. Thakur, K. A. Shukla, A. Choudhary and J. Atrey, "Predictive Analysis of Energy Consumption and Electricity Demand Using Machine Learning Techniques," in *International Conference on Smart Systems for applications in Electrical Sciences (ICSSES)*, Tumakuru, India, 2023, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/ICSSES58299.2023.10200636>.

- [22] O. Dzobo and H. Tazvinga, "Impact of Weather Conditions on Line Ampacity of Overhead Transmission Lines," in *9th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES)*, Perth, WA, Australia, 2019, pp. 1-5, <https://doi.org/10.1109/ICPES47639.2019.9105637>.
- [23] Z. Jian, L. Zhen, Z. Zhao, S. Jiajun, Q. Yi and L. Long, "Simulation and analysis of circumferential temperature distribution for overhead conductor," in *4th International Conference on HVDC (HVDC)*, Xi'an, China, 2020, pp. 415-419, <https://doi.org/10.1109/HVDC50696.2020.9292859>.
- [24] R. Alberdi, I. Albizu, E. Fernandez, R. Fernandez and M. T. Bedialauneta, "Overhead Line Ampacity Forecasting With a Focus on Safety," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 37, no. 1, pp. 329-337, Feb. 2022. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2021.3059804>.
- [25] J. -A. Jiang, Y. -T. Liang, C. -P. Chen, X. -Y. Zheng, C. -L. Chuang and C. -H. Wang, "On Dispatching Line Ampacities of Power Grids Using Weather-Based Conductor Temperature Forecasts," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 406-415, Jan. 2018, <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2553964>.
- [26] I. Albizu, R. Alberdi, E. Fernandez, M. T. Bedialauneta and P. Castillo, "Prediction of Line Ampacity from Distributed Monitoring and Weather Forecasting," in *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2024 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Rome, Italy, 2024, pp. 01-06, <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope61470.2024.10751387>.
- [27] Z. Xue, H. Zhou, H. Zhang, Z. Su and K. Bao, "Development of an Integrated Monitoring System for Conductor Temperature and Sag in Power Transmission Line," in *IEEE China International Youth Conference on Electrical Engineering (CIYCEE)*, Wuhan, China, 2024, pp. 1-7, <https://doi.org/10.1109/CIYCEE63099.2024.10846102>.