

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJOS DE
POTENCIA CONSIDERANDO DEPENDENCIA DE
TEMPERATURA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

Para obtener el grado de Maestría en Ciencias en Ingeniería
Eléctrica

PRESENTA:

Manuel Alejandro Zaragoza Luquín

DIRECTOR:

Claudio Rubén Fuerte Esquivel



Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, mayo 2026



**FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA
CONSIDERANDO DEPENDENCIA DE TEMPERATURA EN LÍNEAS
DE TRANSMISIÓN**

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de Manuel Alejandro Zaragoza Luquín.

Dr. Alejandro Zamora Méndez
Presidente del Jurado

Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel
Director de Tesis

Dr. J. Aurelio Medina Rios
Vocal

Dr. Norberto García Barriga
Vocal

M.C. Christian Pérez Negrón Pérez
Revisor Externo

Dr. J. Aurelio Medina Rios
*Jefe de la División de Estudios de Posgrado
de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. UMSNH
(Por reconocimiento de firmas)*

*A la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad de Colima, por brindarme
los cimientos sólidos en mi formación profesional y académica.*

*A la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo y a la Maestría en Ciencias de la
Investigación, por permitirme continuar mi preparación y contribuir al desarrollo del
conocimiento en el área de sistemas eléctricos de potencia.*

*Es gracias a ambas instituciones y a sus docentes que ha sido posible la realización del
presente trabajo.*

Con profundo agradecimiento.

Manuel Alejandro Zaragoza Luquín.

Reconocimientos

Esta tesis está dedicada a mi familia: a mi madre, Martha Elizabeth Luquín Jiménez; a mi hermana, Karla Elizabeth Zaragoza Luquín; y a mi abuela, Martha Jiménez Ruiz, quienes incondicionalmente han estado apoyándome en mis estudios y en todas mis decisiones.

Agradezco también a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, a mi asesor, Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel, por su guía, compromiso y generosidad al compartir su tiempo y conocimientos durante el desarrollo de esta investigación. Su acompañamiento constante, incluso fuera de los horarios habituales, fue clave para llevar a cabo este trabajo.

De igual manera, extendo mi reconocimiento y agradecimiento a los profesores del programa de posgrado, quienes, a lo largo de mi formación académica, contribuyeron significativamente al fortalecimiento de mis conocimientos en el área de ingeniería eléctrica, permitiéndome llegar con firmeza a la etapa final de la maestría.

A mis amigos: José Rentería, Juan Verduzco y Gerardo Vázquez, gracias por su amistad, apoyo y valiosas conversaciones que acompañaron este camino.

Finalmente, agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el respaldo otorgado a través de la beca de estudios, la cual fue esencial para la realización de este proyecto académico en la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.

Declaración de autenticidad

Por la presente declaro que, salvo cuando se haga referencia específica al trabajo de otras personas, el contenido de esta tesis es original y no se ha presentado total o parcialmente para su consideración para cualquier otro título o grado en esta o cualquier otra Universidad. Esta tesis es resultado de mi propio trabajo y no incluye nada que sea el resultado de algún trabajo realizado en colaboración, salvo que se indique específicamente en el texto.

Manuel Alejandro Zaragoza Luquín. Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, 2026

Resumen

En esta tesis se desarrolla un algoritmo de flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado (FPDT-CA), orientado a mejorar la estimación de pérdidas en sistemas eléctricos. A diferencia del enfoque de flujo de potencia convencional, que supone una resistencia eléctrica constante en las líneas de transmisión, el modelo propuesto considera la variación de la resistencia eléctrica en función de la temperatura del conductor, la cual depende de la corriente, las pérdidas por efecto Joule y las condiciones climáticas.

La metodología integra un modelo térmico acoplado al eléctrico, resuelto mediante el método de Newton-Raphson, incorporando derivadas adicionales en la matriz Jacobiana para reflejar la sensibilidad del sistema ante variaciones térmicas. Además, se incluyen efectos físicos reales sobre la temperatura, como convección, radiación térmica y ganancia solar, siguiendo la norma IEEE Std 738™-2012.

El algoritmo fue implementado en MATLAB®, validándose con sistemas IEEE 30 nodos, Nueva Inglaterra de 39 nodos, IEEE 57 nodos y un caso real de gran escala del sistema de Polonia de 2736 nodos. Los resultados muestran incrementos en la resistencia eléctrica de las líneas de transmisión y variaciones en las pérdidas activas, confirmando la relevancia del análisis térmico, en especial en líneas altamente cargadas o bajo condiciones extremas.

Esta investigación aporta herramientas útiles para la planificación y operación de redes modernas, incluyendo tablas comparativas, gráficas de diferencias en pérdidas e identificación de líneas críticas con mayor impacto.

Palabras clave: flujo de potencia dependiente de temperatura, acoplamiento termoelectrico, pérdidas de potencia, IEEE Std 738-2012, sistemas eléctricos de potencia.

Abstract

In this thesis, a fully coupled temperature-dependent power flow (FC-TDPF) algorithm is developed, aimed at improving the estimation of losses in electric power systems. Unlike the conventional power flow approach, which assumes a constant electric resistance value in transmission lines, the proposed model considers a resistance's variation as a function of conductor temperature, which depends on the electric current, Joule effect losses, and climatic conditions.

The methodology integrates a thermal model coupled to the electrical model in a unified framework of analysis. The resulting integrated model is solved using the Newton-Raphson method by incorporating additional partial derivatives into the Jacobian matrix to capture the system's sensitivity to thermal variations. Furthermore, real physical effects influencing temperature, such as convection, thermal radiation, and solar heat gain, are included in accordance with IEEE Std 738TM-2012.

The algorithm was implemented in MATLAB[®] and it was validated using the IEEE 30-bus system, the New England 39-bus system, IEEE 57-bus system and a large-scale real-world case of the Polish 2736-bus system. Results show increases in line's resistance and variations in active power losses, confirming the relevance of thermal analysis, especially in heavily loaded lines or under extreme climatic conditions.

This research provides useful tools for the planning and operation of modern power networks, including comparative tables, graphs of loss differences, and identification of critical lines with significant thermal impact.

Índice general

Índice de figuras	XIII
Índice de tablas	XV
1. Introducción	1
1.1. Introducción	1
1.2. Estado del Arte	2
1.2.1. Planteamiento del problema	7
1.3. Hipótesis	8
1.4. Objetivos	9
1.4.1. Objetivo General	9
1.4.2. Objetivos Específicos	9
1.5. Justificación	10
1.5.1. Motivación	11
1.6. Metodología	11
1.6.1. Preguntas de investigación	12
1.7. Estructura de la tesis	12
2. Modelado Matemático de Flujos de Potencia con Dependencia Térmica	15
2.1. Introducción	15
2.2. Modelo de Balance Térmico del Conductor	18
2.2.1. Balance Térmico del Conductor	18
2.2.2. Balance Térmico en Estado Estacionario	18
2.3. Modelado Térmico de Líneas de Transmisión	19
2.3.1. Representación Térmica del Conductor	20
2.3.2. Ecuación de Desajuste Térmico	21
2.4. Formulación del Flujo de Potencia con Dependencia Térmica	24
2.4.1. Ecuaciones de Flujo de Potencia con Dependencia Térmica	25
2.4.2. Definición del Vector de Variables de Estado	26
2.4.3. Formulación de las Ecuaciones de Balance y Desajustes	27
2.4.4. Construcción de la Matriz Jacobiana Extendida	29
2.4.5. Esquema Iterativo de Actualización de Variables de Estado	36
2.4.6. Planteamiento del Esquema Electro-Térmico Totalmente Acoplado	37
2.5. Diagrama de Flujo del Algoritmo FPDT-CA	38
2.6. Implicaciones Operativas y Aspectos de Implementación	40
2.7. Conclusión	42

3. Casos de Estudio	45
3.1. Introducción	45
3.2. Casos de Estudio	45
3.2.1. Sistemas Eléctricos Utilizados en la Evaluación	46
3.2.2. Normalización de Variables	46
3.2.3. Supuestos Para la Modelación Térmica de las Líneas	46
3.3. Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red IEEE de 30 Nodos	47
3.3.1. Resultados de Convergencia	48
3.3.2. Resultados Nodales	49
3.3.3. Resultados de Flujos de Potencia	55
3.3.4. Comparación de Flujos de Potencia Convencional y Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura de la red de IEEE-30 Nodos	57
3.4. Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de Nueva Inglaterra de 39 Nodos	60
3.4.1. Resultados de Convergencia	61
3.4.2. Resultados Nodales	62
3.4.3. Resultados de Flujos de Potencia	67
3.4.4. Comparación de Flujos de Potencia Convencional y Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura de la red de Nueva Inglaterra de 39 Nodos	70
3.5. Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red IEEE de 57 Nodos	73
3.5.1. Resultados de Convergencia	75
3.5.2. Resultados Nodales	76
3.5.3. Resultados de Flujos de Potencia	84
3.5.4. Comparación de Flujos de Potencia Convencional y Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura de la red de IEEE-57 Nodos	88
3.6. Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de 2736 Nodos de Polonia Durante las Condiciones de Carga Máxima en el Verano de 2004	94
3.6.1. Resultados de Convergencia	95
3.6.2. Resultados Nodales	97
3.6.3. Resultados de Flujos de Potencia	101
3.6.4. Comparación de Flujos de Potencia Convencional y Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura de la red de Polonia de 2736 Nodos	104
3.7. Conclusión	108
4. Conclusiones Generales, Aportaciones y Trabajos Futuros	111
4.1. Conclusiones Generales	111
4.2. Aportaciones	112
4.3. Trabajos Futuros	113
A. Compensación Serie	115
A.1. Implementación de Compensación Serie en el Sistema Nueva Inglaterra de 39 Nodos	116
A.1.1. Resultados de Convergencia con Compensación Serie	118
A.1.2. Resultados Nodales con Compensación Serie	118
A.1.3. Resultados de Flujos de Potencia con Compensación Serie	124

A.1.4. Comparación de Flujos de Potencia Convencional y Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura de la red de Nueva Inglaterra de 39 Nodos con Compensación Serie	127
A.2. Conclusión	133
B. Códigos QR de Datos de Casos de Estudio, Algoritmo y Resultados	135
Bibliografía	137

Índice de figuras

2.1. Modelo térmico simplificado por resistencia para líneas de transmisión [Frank et al., 2013].	21
2.2. Diagrama de flujo del algoritmo FPDT-CA completamente acoplado [Frank et al., 2013].	38
3.1. Sistema de IEEE-30 nodos [Aguila Téllez, 2021].	48
3.2. Convergencia del sistema de IEEE-30 nodos.	49
3.3. Perfil de magnitud de voltaje de la red de IEEE-30 nodos.	52
3.4. Perfil de ángulo de voltaje de la red de IEEE-30 nodos.	53
3.5. Δ Absoluto de magnitud de voltaje de la red de IEEE-30 nodos.	53
3.6. Δ Absoluto de ángulo de voltaje de la red de IEEE-30 nodos.	54
3.7. Pérdidas de potencia $\Delta\%$ flujos de potencia convencional vs FPDT-CA red IEEE-30.	60
3.8. Sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos [Athay et al., 1979; Pai, 1989].	61
3.9. Convergencia del sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos.	62
3.10. Perfil de magnitud de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos.	65
3.11. Perfil de ángulo de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos.	66
3.12. Δ Absoluto de magnitud de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos.	66
3.13. Δ Absoluto de ángulo de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos.	67
3.14. Pérdidas de potencia $\Delta\%$ flujos de potencia convencional vs FPDT-CA de la red Nueva Inglaterra 39 nodos.	73
3.15. Sistema de IEEE-57 nodos [Marcelino et al., 2022].	75
3.16. Convergencia del sistema de IEEE-57 nodos.	76
3.17. Perfil de magnitud de voltaje de la red de IEEE-57 nodos.	80
3.18. Perfil de ángulo de voltaje de la red de IEEE-57 nodos.	81
3.19. Δ Absoluto de magnitud de voltaje de la red de IEEE-57 nodos.	82
3.20. Δ Absoluto de ángulo de voltaje de la red de IEEE-57 nodos.	83
3.21. Pérdidas de potencia $\Delta\%$ flujos de potencia convencional vs FPDT-CA red IEEE-57.	93
3.22. Sistema de 2736 nodos que representa la red de transmisión de Polonia durante las condiciones de carga máxima en el verano de 2004 [Snodgrass et al., 2022].	95
3.23. Convergencia del sistema polaco de 2736 nodos.	96
3.24. Perfil de magnitud de voltaje de la red de Polonia de 2736 nodos.	99
3.25. Perfil de ángulo de voltaje de la red de Polonia de 2736 nodos.	100
3.26. Δ Absoluto de magnitud de voltaje de la red de Polonia de 2736 nodos.	100
3.27. Δ Absoluto de ángulo de voltaje de la red de Polonia de 2736 nodos.	101
3.28. Comparación de pérdidas flujos de potencia convencional vs FPDT-CA.	107

3.29. Diferencia de pérdidas en p.u.	107
A.1. Convergencia del sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos con compensación serie.	118
A.2. Perfil de magnitud de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos compensación serie.	121
A.3. Perfil de ángulo de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos compensación serie.	122
A.4. Δ Absoluto de magnitud de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos compensación serie.	123
A.5. Δ Absoluto de ángulo de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos compensación serie.	124
A.6. Pérdidas de potencia $\Delta\%$ flujos de potencia convencional vs FPDT-CA de la red Nueva Inglaterra 39 nodos ompensación erie.	131
A.7. Comparativa de perdidas de potencia $\Delta\%$ con y sin compensación en serie. . . .	132
B.1. Datos de casos de estudio.	135
B.2. Carpeta de algoritmo de FPDT y archivos txt de resultados.	136

Índice de tablas

2.1. Características generales de la STLR (Static Thermal Line Rating)	16
2.2. Comparación entre el flujo de potencia convencional (FPC) y el flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado (FPDT-CA)	17
3.1. Convergencia iterativa FPDT-CA de la red IEEE-30 nodos.	49
3.2. Resultados nodales de la red IEEE-30 nodos obtenidos con el FPDT-CA.	51
3.3. Error Medio Absoluto (MAE) entre FPDT y FP Convencional.	55
3.4. Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de IEEE-30.	56
3.5. Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema IEEE de 30 nodos.	58
3.6. Comparación de pérdidas totales entre métodos de la red IEEE-30 nodos.	59
3.7. Convergencia iterativa FPDT-CA de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos.	62
3.8. Resultados nodales de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos obtenidos con el FPDT-CA.	64
3.9. Error Medio Absoluto (MAE) entre FPDT y FP Convencional.	67
3.10. Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos.	69
3.11. Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos.	71
3.12. Comparación de pérdidas totales entre métodos de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos.	72
3.13. Convergencia iterativa del algoritmo FPDT-CA para el sistema IEEE de 57 nodos.	76
3.14. Resultados nodales de la red IEEE-57 nodos obtenidos con el FPDT-CA (1/2).	78
3.15. Resultados nodales de la red IEEE-57 nodos obtenidos con el FPDT-CA (2/2).	79
3.16. Error Medio Absoluto (MAE) entre FPDT y FP Convencional.	84
3.17. Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de IEEE-57 (1/2).	86
3.18. Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de IEEE-57 (2/2).	87
3.19. Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema IEEE de 57 nodos (1/2).	90
3.20. Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema IEEE de 57 nodos (2/2).	91
3.21. Comparación de pérdidas totales entre métodos de la red IEEE-57 nodos.	92
3.22. Convergencia iterativa FPDT-CA de la red de Polonia de 2736 nodos.	96
3.23. Resultados Nodales de la red de Polonia de 2736 nodos obtenidos con el FPDT-CA.	98

3.24. Error Medio Absoluto (MAE) entre FPDT y FP Convencional.	101
3.25. Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de Polonia de 2736 nodos.	103
3.26. Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema de Polonia de 2736 nodos.	105
3.27. Comparación de pérdidas totales entre métodos de la red de Polonia de 2736 nodos.	106
A.1. Condiciones operativas iniciales de la línea crítica 16–19.	116
A.2. Modificación de la reactancia en la línea 16–19 mediante compensación serie. . .	117
A.3. Convergencia iterativa FPDT-CA de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos compensación serie.	118
A.4. Resultados nodales de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos obtenidos con el FPDT-CA con compensación en serie.	120
A.5. Error Medio Absoluto (MAE) entre FPDT y FP Convencional compensación serie.	124
A.6. Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos compensación serie.	126
A.7. Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos compensación serie.	129
A.8. Comparación de pérdidas totales entre métodos de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos compensación serie.	130

Introducción

1.1. Introducción

El análisis de flujo de potencia constituye una herramienta esencial para la planeación, operación y análisis de seguridad en sistemas eléctricos de potencia. Mediante este estudio, es posible conocer la distribución de las potencias activa y reactiva a través de la red eléctrica, los perfiles de voltaje nodal y las pérdidas de potencia en las líneas de transmisión y transformadores, garantizando así la operación eficiente y confiable de la red eléctrica.

Tradicionalmente, los métodos de flujo de potencia asumen que los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, tales como la resistencia y la reactancia, son constantes e independientes de las condiciones operativas o ambientales. Sin embargo, en la práctica, estos parámetros varían debido a efectos térmicos provocados por el flujo de corriente y las condiciones climáticas externas, como la temperatura ambiente, la velocidad del viento o la radiación solar. Este fenómeno genera incrementos en la resistencia eléctrica de los conductores, elevando las pérdidas de potencia activa y modificando los límites térmicos de operación segura.

En este contexto, el desarrollo de algoritmos de flujo de potencia dependiente de temperatura permite incorporar modelos térmicos que ajustan dinámicamente los valores de resistencia y otros parámetros eléctricos en función de la temperatura del conductor. Esta aproximación mejora la precisión en la estimación de pérdidas y en el análisis operativo de redes eléctricas, sobre todo en escenarios de alta carga y condiciones climáticas extremas.

La presente tesis se enfoca en el diseño, implementación y validación de un algoritmo de flujos de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado (FPDT-CA), el cual integra modelos térmicos basados en la norma IEEE Std 738TM-2012 y emplea técnicas numéricas para resolver de manera acoplada las ecuaciones eléctricas y térmicas. Esta propuesta permite evaluar con mayor realismo el comportamiento térmico-eléctrico de las líneas de transmisión y su impacto en las pérdidas del sistema, contribuyendo a una operación más segura y eficiente de las redes eléctricas modernas.

1.2. Estado del Arte

Influencia del Clima en la Temperatura del Conductor, su Resistencia y las Pérdidas de Potencia

En [Cecchi et al., 2011b] se presenta un enfoque de modelado de líneas de transmisión que incorpora explícitamente la variación espacial de la temperatura ambiente a lo largo del trayecto de la línea. El estudio compara modelos de parámetros distribuidos, modelos de parámetros concentrados y modelos segmentados no uniformes, considerando variaciones térmicas reales. Se introduce una herramienta automatizada para segmentar la línea en función del gradiente térmico, permitiendo calcular parámetros eléctricos específicos para cada tramo. A través de un caso de estudio simulado con datos reales de temperatura, se demuestra que los modelos convencionales de una sola temperatura de referencia pueden llegar a subestimar la capacidad máxima de transferencia de potencia hasta en un 3 %, y sobrestimar la atenuación de voltaje. Por el contrario, los modelos segmentados no uniformes reflejan con mayor precisión el comportamiento del sistema bajo condiciones climáticas variables. Estos resultados evidencian que la incorporación de perfiles térmicos detallados en el modelado mejora la estimación del rendimiento de las líneas de transmisión, especialmente en sistemas sujetos a fuertes gradientes térmicos.

Por otra parte, en [Cecchi et al., 2013] se estudian los efectos a nivel sistémico de los modelos de líneas de transmisión dependientes de la temperatura, considerando perfiles de temperatura ambiente no uniformes a lo largo de cada línea. Se desarrolla una herramienta automatizada capaz de segmentar cada línea en múltiples tramos no uniformes, asignando a cada uno parámetros eléctricos calculados según su temperatura local. Esta metodología fue integrada en un programa de flujos de potencia basado en MATPOWER y aplicada al sistema IEEE de 30 nodos bajo distintos escenarios térmicos. Los resultados demuestran que las variaciones de temperatura pueden generar diferencias de hasta un 14 % en los flujos de potencia activa, particularmente cuando se presentan gradientes térmicos severos. Asimismo, se observó una reducción de hasta 1.4 % en la capacidad máxima de transferencia de potencia en condiciones críticas. A pesar del incremento en el tamaño del sistema debido a la incorporación de nodos adicionales, la matriz de capacitancias mantiene o incrementa su dispersión, permitiendo mantener la eficiencia computacional. Esta metodología permite obtener una representación más precisa de las condiciones térmicas reales del sistema eléctrico y sus efectos sobre el desempeño operativo.

En [Frank et al., 2013] se desarrolla un algoritmo de FPDT que incorpora estimaciones de las temperaturas de las líneas y sus resistencias dentro de las ecuaciones convencionales de flujo de potencia, permitiendo una mejor representación de la realidad operativa del sistema eléctrico. Al considerar la sensibilidad de las resistencias de las líneas a la temperatura y, por ende, a la carga y las pérdidas, el algoritmo FPDT mejora la precisión en la estimación de las pérdidas de energía en comparación con los métodos convencionales que asumen resistencias constantes.

En [Al-Roomi and El-Hawary, 2017a] se propone un modelo innovador para líneas de transmisión que incorpora simultáneamente los efectos de la temperatura en el conductor y la frecuencia del sistema, abordando limitaciones de modelos previos utilizados en estudios de flujo de potencia, despacho económico y flujo óptimo de potencia. El modelo parte de una reformulación de las ecuaciones del telegrafista, integrando explícitamente dependencias de temperatura

y frecuencia en los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión. Se presentan expresiones ajustadas para líneas cortas, medias y largas, incluyendo formulaciones discretizadas por zonas térmicas y expresiones de impedancia característica y constante de propagación que varían espacialmente. Los resultados de simulaciones demuestran que la temperatura y la frecuencia afectan de manera significativa la magnitud de la tensión en el extremo receptor, el ángulo de voltaje, la corriente, el factor de potencia y las pérdidas. Además, el modelo permite transformar la solución del dominio fasorial al dominio temporal, capturando la propagación de las señales de voltaje y corriente. Este enfoque mejora la precisión de los estudios del sistema al representar de forma realista los efectos dinámicos térmicos y de frecuencia, sin complicar innecesariamente los modelos ni comprometer la generalidad de sus aplicaciones.

En [Al-Roomi and El-Hawary, 2017b] se extiende la aplicación del modelo propuesto en [Al-Roomi and El-Hawary, 2017a], evaluando su impacto en seis estudios fundamentales de sistemas eléctricos: flujos de potencia, pérdidas en la red, despacho económico de carga, análisis de fallas, estabilidad transitoria de sistemas máquina-barra infinita y coordinación óptima de relevadores de sobrecorrientes direccionales. El modelo propuesto incorpora la dependencia explícita de los parámetros eléctricos de líneas de transmisión con respecto a la temperatura y la frecuencia del sistema, logrando mantener la estructura matemática convencional de la formulación del problema de flujos de potencia, pero con parámetros actualizados por las condiciones climáticas y la frecuencia del sistema. Se demostró que ignorar estas dependencias puede generar errores acumulativos que afectan la factibilidad y optimalidad de las soluciones. Por ejemplo, en el caso del sistema WSCC de 9 nodos, se observaron variaciones de hasta 1.1 MW en las pérdidas de potencia activa y desviaciones relevantes en los resultados del despacho económico y en la coordinación de relevadores. Asimismo, en el análisis de estabilidad transitoria, la variación de la temperatura modificó el tiempo crítico de liberación de falla hasta en un 18.5 %, afectando directamente la estabilidad del sistema ante contingencias. Este enfoque unificado permite realizar simulaciones más realistas y robustas frente a escenarios operativos en estado estacionario y dinámico, sin necesidad de desarrollar modelos separados para cada estudio del sistema eléctrico.

En [Ghosh and Mukherjee, 2017] se propone un enfoque de flujos óptimos de potencia dependiente de temperatura totalmente acoplado, utilizando el algoritmo metaheurístico seno-coseno como técnica de optimización. Este método permite actualizar iterativamente las resistencias de la línea en función de la temperatura del conductor, la cual se calcula mediante un modelo térmico acoplado al flujo de potencia. La formulación considera explícitamente la temperatura como variable adicional en el vector de variables de estado y se resuelve mediante una matriz Jacobiana extendida. Se evalúan dos objetivos: la minimización del costo de combustible y la minimización de pérdidas de potencia activa, aplicando el método sobre el sistema de IEEE de 30 nodos. Los resultados obtenidos con SCA muestran una reducción del 0.3244 % en el costo de operación y del 12.215 % en las pérdidas, en comparación con otras técnicas de optimización metaheurísticas, tales como enjambres de partículas y el algoritmo de colonia de abejas guiado por el mejor vecino. Además, se reportan cambios de hasta 3.85 % en la resistencia y del 17.33 % en la temperatura de las líneas al considerar un incremento térmico de 25 °C. Este estudio demuestra que la integración de modelos térmicos en flujos óptimos de potencia mejora la precisión de los resultados y reduce los errores sistemáticos asociados al uso de resistencias constantes.

Además, el algoritmo de flujo de potencia dependiente del clima (FPDC) incorpora explícitamente parámetros climáticos típicamente disponibles, como temperatura ambiente, irradiancia solar, velocidad del viento y ángulo del viento, en el análisis del flujo de potencia. Esto permite

1. INTRODUCCIÓN

una evaluación más precisa de las condiciones del sistema eléctrico en tiempo real. El algoritmo incluye un modelo de balance térmico no lineal que se acopla completamente con el flujo de potencia, permitiendo estimar con precisión las temperaturas de los conductores eléctricos. Esto es crucial para obtener valores precisos de resistencia, estados del sistema, pérdidas de potencia, flujos de potencia y nivel de cargabilidad de las líneas de transmisión [Ahmed et al., 2019].

En [Ahmed et al., 2017] se propone un algoritmo de FPDT formulado en coordenadas rectangulares que permite incorporar explícitamente la relación entre la temperatura y la resistencia de los conductores. Este algoritmo estima iterativamente la temperatura de las líneas y ajusta las resistencias en función de las pérdidas, incorporando así una ecuación de desajuste térmico dentro de la formulación de flujo de potencia. Este estudio se centra en evaluar los impactos de la integración de fuentes renovables, como la integración de sistemas fotovoltaicos distribuidos en una red inteligente, aplicando el algoritmo FPDT sobre el sistema de prueba IEEE de 14 nodos. Se utilizaron perfiles horarios reales de irradiancia solar y temperatura ambiente para un día de verano de Nueva Zelanda. Los resultados muestran que las diferencias entre el flujo de potencia convencional y el flujo de potencia dependiente de temperatura pueden alcanzar hasta un 10.8 % en las pérdidas de potencia activa y se observan cambios de temperatura significativos en las líneas más críticas. Además, se observan variaciones en los perfiles de voltaje de hasta 0.2 % respecto al caso convencional. El modelo FPDT no solo mejora la precisión de las simulaciones al capturar los efectos térmicos asociados a la generación distribuida, sino que también proporciona estimaciones de clasificación térmica dinámica de líneas para obtener la capacidad real de conducción de corriente de las líneas de transmisión, destacando su aplicación en redes eléctricas modernas con generación renovable.

En [Rahman et al., 2018] se desarrolla un método de flujo de potencia de continuación dependiente de la temperatura FPC-DT que permite capturar los efectos del incremento de carga sobre la temperatura del conductor, ajustando dinámicamente la resistencia de línea y los parámetros eléctricos. El FPC-DT emplea un modelo térmico acoplado que actualiza iterativamente la temperatura del conductor mediante la ecuación de balance de calor y ajusta las resistencias según una relación lineal temperatura-resistencia. Asimismo, el algoritmo incorpora un modelo multisegmentado que permite representar la variación longitudinal de la temperatura a lo largo de la línea, generando una distribución no uniforme de impedancias más realista. En los casos de estudio, se observa que el FPC-DT reduce en un 1.4 % la estimación de la máxima carga permisible (λ_{max}) respecto a lo obtenido por un estudio de flujos de potencia convencional, evidenciando que la estabilidad de voltaje o los límites térmicos pueden alternarse como el factor limitante dependiendo del perfil térmico. Para el caso multisegmentado, el segmento con mayor temperatura puede imponer el límite de transferencia antes del colapso de voltaje, lo que resalta la necesidad de considerar los efectos térmicos y espaciales en el modelado de líneas para estimar correctamente la capacidad de transmisión.

En [Picanco and Oliveira, 2018] se propone una metodología de flujo óptimo de potencia reactiva dependiente de temperatura que combina el método de punto interior primal-dual (PDIPM) con redes neuronales artificiales (ANN). El modelo considera explícitamente la temperatura como variable de estado adicional a las magnitudes y ángulos de voltaje nodal, lo cual incrementa la complejidad computacional del problema. Para mitigar este efecto, las ANN se integran al PDIPM como aproximadores de las variables de estado, acelerando la convergencia del algoritmo. La formulación incorpora las resistencias de línea dependientes de la temperatura y utiliza ecuaciones de desajuste térmico junto con restricciones operativas. Las simulaciones en sistemas IEEE de 30, 118 y 300 nodos muestran que el método propuesto reduce significa-

tivamente las pérdidas en comparación con el flujo de potencia convencional y el FPDT puro. Por ejemplo, en el sistema IEEE de 300 nodos, se logró una reducción del 21.75 % en las pérdidas de potencia activa respecto al FPDT convencional. Este enfoque híbrido permite resolver problemas de optimización no lineales de gran escala considerando efectos térmicos en redes eléctricas, con mejoras en precisión y eficiencia computacional.

Por otra parte, en [Ngoko et al., 2019] se formula un FPDT que utiliza un modelo electrotérmico transitorio para los conductores de líneas de transmisión aéreas. Este modelo captura la inercia térmica de los conductores, lo que significa que puede prever cómo cambia la temperatura del conductor en un período de tiempo después de un cambio repentino en el estado del sistema, como una contingencia o una variación rápida en la generación de energía renovable intermitente. Las simulaciones en un sistema de prueba de cinco nodos mostraron diferencias promedio del 8.2 % en las resistencias de línea y del 10.6 % en pérdidas activas con respecto al flujo de potencia convencional. También se evidenció que, bajo condiciones adversas, el tiempo para alcanzar el límite térmico (90°C) puede tomar hasta 20 minutos, destacando la relevancia del modelado dinámico para estudios de seguridad térmica en líneas de transmisión.

En [Rahman and Cecchi, 2019], se propone un enfoque de FPDT que integra incertidumbre en las condiciones climáticas mediante el uso de aritmética afín. A diferencia de métodos anteriores, este algoritmo resuelve completamente la ecuación de balance de calor sin simplificaciones, permitiendo calcular temperaturas de los conductores y parámetros eléctricos con alta precisión bajo condiciones externas no determinísticas. El modelo toma en cuenta variables como temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento, radiación solar, emisividad y geometría de las líneas, tratándolas como intervalos que representan incertidumbre. Las simulaciones sobre sistemas de 4 y 30 nodos revelan que las pérdidas y perfiles de voltaje varían significativamente, mostrando que las pérdidas en verano no siempre superan las de invierno, debido al efecto combinado de la velocidad del viento y otros factores ambientales. Al realizar un análisis de flujo de potencia de continuación bajo condiciones inciertas, se demostró que el punto de máxima carga puede verse limitado por criterios térmicos antes que por colapso de voltaje, especialmente cuando la temperatura del conductor incrementa y alcance su límite superior.

La investigación presentada en [Atchison et al., 2020] propone un modelo de flujo de potencia de continuación dependiente de la temperatura mejorado con aritmética afín para considerar incertidumbres en condiciones climáticas, propiedades del conductor y niveles de contaminación. A diferencia de los métodos tradicionales, este enfoque permite obtener una solución no determinista de la capacidad máxima de transferencia de potencia, considerando límites térmicos y de estabilidad de voltaje. Se aplica una representación afín de la ecuación de balance de potencia, considerando límites térmicos y de estabilidad de voltaje. Se aplica una representación afín de la ecuación de balance de calor para calcular rangos de temperatura y resistencia, que se integran al flujo de potencia iterativamente. En sistemas de 4 y 30 nodos, los resultados demuestran que bajo condiciones conservadoras, el límite térmico puede alcanzarse antes que el colapso de voltaje, con diferencias de hasta 186.8 MW. Este modelo permite evaluar la operación segura y confiable del sistema bajo incertidumbre climática.

En [Ahmed et al., 2020] se desarrollan y comparan cuatro formulaciones del algoritmo de flujo de potencia dependiente del clima FPDC: totalmente acoplado FPDC-TA, parcialmente desacoplado FPDC-PD, desacoplado rápido FPDC-DR y secuencial FPDC-S. Todas las variantes incorporan un modelo no lineal de balance térmico acoplado al flujo de potencia, basado

1. INTRODUCCIÓN

en parámetros meteorológicos (temperatura ambiente, irradiancia solar, velocidad y dirección del viento) siguiendo el estándar IEEE Std 738-2012. El algoritmo FPDC-TA fue reformulado en notación polar y resuelve simultáneamente las ecuaciones de potencia activa, reactiva y temperatura del conductor, mientras que las demás versiones desacoplan total o parcialmente el sistema para reducir la carga computacional. Las simulaciones en sistemas de hasta 2736 nodos muestran que el FPDC-TA ofrece la mejor convergencia (5 iteraciones), aunque con mayor esfuerzo computacional. Por otro lado, FPDC-DR presenta el menor tiempo por iteración, pero con tendencia a diverger en sistemas de gran tamaño. De estos estudios se concluye que el FPDC-TA y el FPDC-PD ofrecen el mejor equilibrio entre precisión y eficiencia, permitiendo una representación realista y adaptable de las condiciones climáticas en el análisis de redes eléctricas de gran escala.

En [Picanco et al., 2021] se plantea un modelo de flujos óptimos de potencia dependiente de la temperatura FOPDT optimizado mediante el algoritmo QPSO, usando como partículas los voltajes nodales en coordenadas cartesianas. El método estima simultáneamente las temperaturas de los conductores y actualiza la matriz de admitancia en función de la resistencia térmica. Aplicado a los sistemas de prueba IEEE de 30 y 118 nodos con generación distribuida, se logró reducir las pérdidas hasta un 38.7% frente al FPDT clásico. Además, se observaron incrementos de resistencia de hasta 9.9% por efecto térmico. El enfoque demostró ser eficaz y adaptable para optimizar pérdidas en presencia de condiciones térmicas variables.

En [Picanco and de Souza, 2019] se propone un FPDT para redes de distribución radiales mediante el método de barrido hacia atrás y hacia adelante. La metodología toma en cuenta condiciones ambientales como temperatura ambiente, velocidad y ángulo del viento, y radiación solar para calcular iterativamente la temperatura superficial del conductor mediante un modelo de balance térmico en estado estable. Posteriormente, la resistencia de cada línea se actualiza en función de la temperatura estimada, y se itera nuevamente en el flujo de potencia. Además, se incorpora una búsqueda exhaustiva para la asignación óptima de generación distribuida, considerando uno o dos generaciones por escenario.

En [Santos et al., 2007] se aborda una evaluación detallada de modelos térmicos para conductores utilizados en la red. El estudio destaca que las aplicaciones tradicionales de los sistemas de gestión de energía emplean modelos estáticos con resistencias constantes, lo cual puede introducir errores significativos cuando se omiten las variaciones térmicas reales de los conductores. Se propone un modelo térmico basado en el balance de calor en estado estable, incorporando efectos de la temperatura ambiente, la velocidad del viento, la irradiancia solar y la corriente del conductor. Se derivan tres modelos aproximados de resistencia del conductor (M_o , M_a y M_c), comparándolos al realizar estudios en el sistema de transmisión español con 731 nodos y 1064 líneas. Los resultados evidencian que, bajo condiciones típicas de verano, los errores en la estimación de pérdidas de potencia pueden alcanzar un 10% en todo el sistema y hasta un 30% en algunas zonas con altas temperaturas o cargas elevadas. Estos hallazgos resaltan la importancia de utilizar modelos térmicos precisos para representar adecuadamente el comportamiento de las líneas de transmisión y evaluar pérdidas en mercados eléctricos liberalizados donde las diferencias económicas asociadas pueden ser de gran relevancia.

Por su parte, en [Bockarjova and Andersson, 2007] se evidenciaron efectos significativos en la estimación de estado del sistema, la asignación precisa de pérdidas y la determinación exacta de los flujos de potencia y perfiles de voltaje al incorporar la variación de la resistencia de las líneas de transmisión en función de la temperatura. El impacto con mayor relevancia se observó en la

transferencia de potencia y en las pérdidas totales del sistema. Según este estudio, los errores en la estimación de pérdidas pueden alcanzar hasta un 20 % si no se considera la dependencia térmica en la resistencia. Para este análisis, se utilizaron simulaciones sobre el sistema IEEE de 14 nodos, incrementando la resistencia del conductor en un 20 %, lo que equivale a un aumento de temperatura desde 20 °C hasta 70 °C.

En [Kubis and Rehtanz, 2017], se analizaron los efectos del clima sobre voltajes nodales, corrientes de línea, pérdidas, flujos de potencia reactiva, generación y consumos acumulados en sistemas radiales pequeños y mallados. Los resultados mostraron desviaciones significativas al compararse con enfoques tradicionales de modelado: pérdidas activas de línea de hasta un 44 %, incrementos en la temperatura del conductor de hasta 42 °C e incrementos en la resistencia de hasta un 34 %.

Asimismo, existen estudios que abordan la variación espacial de la temperatura ambiente a lo largo de las líneas de transmisión. En [Cecchi et al., 2011a] se analiza el impacto de variaciones de temperatura ambiente a lo largo de la línea de transmisión sobre la atenuación de voltaje y la capacidad de transferencia de potencia. Para ello, se utilizan modelos dependientes de temperatura compuestos por múltiples segmentos concentrados no uniformes, donde cada segmento refleja un tramo de la línea con condiciones térmicas distintas. Se evaluaron seis escenarios térmicos sobre una línea de 150 millas de longitud, empleando modelos tanto de un solo segmento como de 13 segmentos. Los resultados muestran que la temperatura ambiente influye directamente en la resistencia y reactancia de la línea, generando diferencias de hasta un 8.4 % en la potencia activa máxima transferida entre los escenarios más fríos y más cálidos. Asimismo, se observó que los modelos segmentados permiten capturar el efecto de gradientes térmicos, los cuales no pueden ser diferenciados por modelos de un solo segmento, incluso si comparten la misma temperatura promedio. Este estudio demuestra que los modelos térmicos no uniformes ofrecen una mayor precisión para representar la operación real de las líneas, especialmente bajo condiciones climáticas extremas o de alta variabilidad térmica.

En los estudios presentados en [Cecchi et al., 2013, 2011b,a] también se exploró un enfoque multisegmentado que incorpora la dependencia de la velocidad del viento, desarrollado en [Jagtap and Cecchi, 2016]. Este enfoque se basa en un modelo de balance térmico no lineal en estado estacionario, alineado con los lineamientos de la norma IEEE Std 738™-2006 [IEEE Std 738-1993, 1993]. El análisis se aplicó a una línea de transmisión de 200 km, evaluando su comportamiento bajo distintos perfiles de velocidad del viento. Los resultados evidenciaron diferencias sustanciales en la capacidad máxima de transmisión según las condiciones de viento consideradas.

1.2.1. Planteamiento del problema

El problema de flujos de potencia resulta una herramienta fundamental en la ingeniería eléctrica y en la operación segura y eficiente de sistemas eléctricos de potencia. Su principal objetivo es determinar la distribución de las potencias activa y reactiva, perfiles de voltaje y pérdidas en líneas de transmisión, asegurando así un suministro eléctrico confiable. No obstante, la formulación convencional del problema de flujos de potencia suele basarse en suposiciones simplificadas, como considerar que los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión -en particular, la resistencia- permanecen constantes e independientes de las condiciones operativas o ambientales. Esta suposición, aunque válida para análisis aproximados, no refleja

1. INTRODUCCIÓN

con precisión el comportamiento real de un sistema eléctrico moderno, especialmente bajo condiciones de carga elevada o condiciones climáticas extremas.

En sistemas reales, la resistencia eléctrica de los conductores varía significativamente con la temperatura, la cual está influenciada tanto por la corriente eléctrica que circula por las líneas (efecto Joule) como por factores climáticos como la velocidad del viento, la radiación solar, el ángulo de incidencia y la temperatura ambiente. En conjunto, estos efectos térmicos tienen un impacto directo en:

- **Variación de Resistencia:** A medida que la temperatura del conductor aumenta, la resistencia eléctrica se incrementa también, elevando las pérdidas por efecto Joule y reduciendo la eficiencia del sistema.
- **Capacidad de Transmisión:** El calentamiento de las líneas puede limitar su capacidad de transmisión debido a restricciones térmicas, afectando el despacho óptimo de generación.
- **Fiabilidad y Seguridad:** La dilatación térmica de los conductores reduce las distancias de separación entre líneas y estructuras, incrementando el riesgo de descargas eléctricas, fallos o violaciones de límites de seguridad.

En este contexto, se hace necesario desarrollar un modelo de flujo de potencia que integre explícitamente el comportamiento térmico de las líneas de transmisión, permitiendo ajustar los parámetros eléctricos en función de la temperatura real de los conductores. Con este enfoque y la aplicación del algoritmo de flujos de potencia dependiente de temperatura, permiten:

- Incorporar los efectos físicos reales, según lo establecido en la norma IEEE Std 738™-2012, para el cálculo de la temperatura del conductor en condiciones de operación en estado estacionario.
- Realizar análisis de sensibilidad que identifiquen las variables climáticas y eléctricas con mayor impacto sobre la temperatura de los conductores y, por ende, sobre las pérdidas y límites térmicos del sistema.
- Mejorar la estimación de pérdidas en redes eléctricas, especialmente en sistemas de gran escala, donde pequeñas variaciones térmicas pueden llegar a implicar grandes pérdidas de potencia y afectar la seguridad operativa del sistema.
- Definir límites operativos dinámicos basados en criterios térmicos, incrementando la flexibilidad y confiabilidad de la operación del sistema eléctrico.

El presente trabajo se enfoca en resolver estas limitaciones mediante el diseño e implementación de un algoritmo FPDT-CA, formulado con el método de Newton-Raphson, capaz de integrar el cálculo térmico en el análisis eléctrico de forma simultánea. La validación del algoritmo en sistemas de diferentes escalas (IEEE-30, Nueva Inglaterra 39, IEEE-57 nodos y sistema polaco de 2736 nodos) evidencia la necesidad y viabilidad de este enfoque para capturar los fenómenos térmicos y eléctricos que afectan la operación moderna de los sistemas eléctricos de potencia.

1.3. Hipótesis

La incorporación de la variación de la temperatura en la formulación del problema de flujo de potencia mediante un modelo térmico completamente acoplado y la aplicación de la norma

IEEE Std 738™-2012 permitirá una representación más precisa de la resistencia en las líneas de transmisión, mejorando significativamente la estimación de pérdidas activas y la eficiencia operativa del sistema.

Adicionalmente, se espera que este enfoque proporcione la capacidad de realizar análisis de sensibilidades sobre las variables climáticas y operativas que afectan la temperatura de los conductores, permitiendo identificar las líneas críticas con alto impacto térmico y establecer límites dinámicos de operación. Esto contribuirá a una mayor seguridad, confiabilidad y optimización en la transmisión de energía, especialmente en redes eléctricas de gran tamaño y bajo condiciones climáticas extremas.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

El objetivo general de esta investigación es desarrollar e implementar un algoritmo de flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado para sistemas eléctricos de potencia, integrando la variación térmica en las líneas de transmisión mediante la aplicación de la norma IEEE Std 738™-2012 en un marco de modelado y análisis unificado. Este enfoque permitirá un modelo más preciso del comportamiento eléctrico y térmico del sistema, mejorando la estimación de pérdidas, la seguridad operativa y confiabilidad de la red, especialmente bajo condiciones climáticas variables.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Analizar de manera rigurosa cómo influye la temperatura del conductor sobre los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, especialmente en la variación de la resistencia eléctrica, y cuantificar su impacto en las pérdidas por efecto Joule, en la redistribución de los flujos de potencia y en la eficiencia global del sistema eléctrico.
- Desarrollar la formulación matemática del flujo de potencia considerando dependencia de temperatura en las líneas de transmisión bajo un esquema completamente acoplado, integrando de manera conjunta las ecuaciones de balance térmico con las ecuaciones tradicionales de flujo de potencia, y extendiendo la matriz Jacobiana incorporando derivadas parciales adicionales que permiten modelar adecuadamente la interacción no lineal entre variables eléctricas y térmicas.
- Aplicar el algoritmo FPDT-CA en MATLAB®, de manera que se resuelva simultáneamente el problema eléctrico-térmico con el objetivo de mejorar la obtención sistemática de resultados numéricos, análisis de convergencia, velocidad de resolución y comparaciones con el flujo de potencia convencional.
- Incorporar en el modelo los efectos físicos que influyen en la temperatura del conductor, tales como la convección natural y forzada, radiación térmica y ganancia solar, siguiendo los lineamientos establecidos en el estándar IEEE Std 738™-2012, con el fin de asegurar consistencia física en la estimación de la temperatura en estado estacionario.
- Validar el algoritmo FPDT-CA mediante estudios de caso sobre sistemas de prueba de diferentes escalas, incluyendo distintos casos de estudio: el sistema IEEE de 30 nodos, el

sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos, el sistema IEEE de 57 nodos que representa una porción del sistema eléctrico americano y el sistema realista de gran escala del sistema polaco de 2736 nodos.

- Identificar dentro del sistema eléctrico las líneas de transmisión con mayor sensibilidad térmica y mayores variaciones en pérdidas activas bajo distintas condiciones operativas y ambientales, con el propósito de aportar criterios técnicos que contribuyan a la operación segura del sistema, una planeación preventiva de la red y la definición de límites térmicos dinámicos basados en condiciones climáticas reales.

1.5. Justificación

La incorporación de la temperatura en el análisis del flujo de potencia es fundamental para representar de manera precisa las condiciones operativas reales en las redes de transmisión. Los métodos convencionales de flujo de potencia asumen parámetros eléctricos constantes, especialmente la resistencia de las líneas de transmisión, sin considerar que dicha resistencia varía significativamente con la temperatura del conductor. Esta omisión puede derivar en errores notables en la estimación de pérdidas, en el cálculo de flujos de potencia y en la determinación de márgenes de seguridad operativa, comprometiendo la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico.

La variación térmica de la resistencia está influenciada no solo por el efecto Joule debido a la carga eléctrica, sino también por los factores climáticos como la velocidad y el ángulo del viento, la irradiancia solar y la temperatura ambiente. Ignorar estos efectos conlleva subestimar la realidad operativa, especialmente en condiciones climáticas extremas o en líneas con altos niveles de carga.

El desarrollo de un algoritmo de FPDT-CA permite integrar el comportamiento térmico de los conductores en el cálculo eléctrico, resolviendo simultáneamente las ecuaciones eléctricas y térmicas mediante el método de Newton-Raphson. Este enfoque posibilita una estimación más precisa de las pérdidas activas y de los perfiles de tensión, contribuyendo a decisiones más informadas sobre la operación y planificación del sistema eléctrico.

Adicionalmente, la aplicación del estándar IEEE Std 738™-2012 otorga rigor técnico al cálculo térmico, incorporando fenómenos físicos como la convección natural y forzada, la radiación térmica y la ganancia solar. La utilización de este estándar, junto con el análisis de sensibilidad, permite identificar cuáles son las variables climáticas y operativas que más influyen en la temperatura del conductor y, por ende, sobre las pérdidas y la capacidad de transmisión de las líneas.

La implementación del algoritmo en MATLAB® ha permitido automatizar el análisis, facilitando la generación de resultados cuantitativos y gráficos que evidencian diferencias sustanciales respecto al flujo de potencia convencional. Además, la validación en sistemas de prueba reconocidos por ser utilizados ampliamente en la investigación demuestra la viabilidad y relevancia del modelo propuesto.

Por todo ello, esta investigación contribuye al avance en la modelación y operación de sistemas eléctricos modernos, proporcionando herramientas analíticas que permiten abordar

escenarios reales con mayor fidelidad y eficiencia, reforzando la seguridad operativa y facilitando la toma de decisiones estratégicas para la integración de redes eléctricas resilientes y sostenibles.

1.5.1. Motivación

El análisis preciso del flujo de potencia es esencial para la operación segura y eficiente de los sistemas eléctricos de transmisión. Los métodos convencionales asumen parámetros constantes, sin considerar la variación térmica inducida por la carga, las pérdidas por efecto Joule y las condiciones climáticas, lo que puede llevar a obtener errores significativos en la estimación de pérdidas y en la capacidad de transmisión.

La creciente demanda eléctrica y la integración de fuentes renovables exigen modelos más precisos que reflejen la interacción entre fenómenos eléctricos y térmicos, especialmente bajo condiciones climáticas variables. Incorporar la dependencia térmica permite evaluar límites dinámicos de operación, optimizar el despacho de generación y anticipar riesgos asociados al sobrecalentamiento de líneas.

Desarrollar un algoritmo de flujo de potencia dependiente de temperatura basado en estándares como IEEE Std 738™-2012 ofrece una representación más realista del sistema, contribuyendo a una operación más segura y eficiente, proporcionando así bases sólidas para estudios futuros orientados a contingencias térmicas y límites dinámicos de operación.

1.6. Metodología

La metodología desarrollada en este trabajo se estructuró en tres etapas principales: revisión bibliográfica, formulación del modelo electro-térmico acoplado e implementación computacional con validación en sistemas de prueba.

En una primera etapa, se realizó una revisión exhaustiva de la literatura especializada orientada al análisis del impacto de la temperatura en líneas de transmisión y su incorporación en estudios de flujo de potencia. Se analizaron artículos científicos, tesis e informes técnicos relacionados con el modelado térmico de conductores, la variación de la resistencia eléctrica con la temperatura y su efecto sobre las pérdidas por efecto Joule. Esta revisión permitió identificar enfoques existentes y establecer las bases para la formulación del modelo completamente acoplado.

Posteriormente, se desarrolló la formulación matemática del flujo de potencia dependiente de temperatura bajo un enfoque unificado. Para ello, se integraron las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva con el modelo de equilibrio térmico de las líneas, dando lugar a un sistema no lineal acoplado. Como parte fundamental de esta integración, se definió un vector de variables de estado extendido que, además de las variables eléctricas convencionales (magnitud y ángulo de voltaje), incorpora explícitamente la temperatura de los conductores como variable adicional.

Con base en esta formulación, se construyó la matriz Jacobiana extendida, la cual incluye no solo las derivadas parciales clásicas del flujo de potencia convencional, sino también los términos adicionales que representan el acoplamiento electro-térmico. En particular, se incorporaron las sensibilidades de las potencias activa y reactiva respecto a la temperatura, así como las derivadas

del balance térmico respecto a las variables eléctricas y térmicas. Esta ampliación permitió resolver de manera simultánea el comportamiento eléctrico y térmico del sistema mediante el método de Newton-Raphson.

En la etapa de implementación, el modelo fue programado en el entorno MATLAB, desarrollando rutinas específicas para la actualización de parámetros dependientes de la temperatura, la construcción de la matriz de admitancia nodal y el cálculo iterativo del Jacobiano extendido. Se implementó el algoritmo completamente acoplado (FPDT-CA), asegurando la correcta interacción entre las variables eléctricas y térmicas en cada iteración hasta alcanzar la convergencia.

Finalmente, se llevaron a cabo estudios de caso en distintos sistemas de prueba, con el objetivo de evaluar el desempeño del modelo propuesto. A partir de las simulaciones, se generaron tablas y gráficas que permitieron analizar el comportamiento del sistema bajo condiciones térmicas variables, comparando los resultados con los obtenidos mediante flujo de potencia convencional. Asimismo, se identificaron las líneas de transmisión con mayor impacto térmico, analizando su influencia en las pérdidas del sistema y en la distribución de flujos de potencia.

Esta metodología permitió no solo validar la formulación propuesta, sino también evidenciar la importancia de considerar el acoplamiento electro-térmico en estudios de operación y análisis de sistemas eléctricos de potencia.

1.6.1. Preguntas de investigación

1. ¿Cómo influye la variación de la temperatura del conductor, provocada por condiciones ambientales, en la resistencia eléctrica y en las pérdidas por efecto Joule en las líneas de transmisión, y qué implicaciones tiene sobre la capacidad de transmisión térmica y la seguridad operativa de las redes eléctricas?

2. ¿Qué impacto tiene la integración de la ecuación de balance térmico, basada en la norma IEEE Std 738TM-2012, en la formulación del flujo de potencia dependiente de temperatura, y cómo afecta esto la estructura del vector de estado, la convergencia del método de Newton-Raphson y la solución del sistema no lineal?

3. ¿Cómo varía la distribución de flujos eléctricos, las pérdidas totales y la eficiencia de transmisión al considerar el acoplamiento termoeléctrico en diferentes escenarios operativos, y de qué forma contribuye el modelo FPDT-CA al análisis de sensibilidad, a la identificación de líneas críticas y al diseño de estrategias preventivas para la operación del sistema?

1.7. Estructura de la tesis

La estructura de esta tesis consiste en cuatro capítulos, además de apéndices y bibliografía. A continuación, se describe brevemente el contenido de cada sección:

Capítulo 1: Introducción

Se plantea el problema de investigación, se establecen los objetivos generales y específicos, la motivación, justificación y la metodología general del estudio. También se presentan los conceptos fundamentales relacionados con los flujos de potencia y su dependencia de parámetros térmicos y ambientales.

Capítulo 2: Modelado Matemático de Flujos de Potencia con Dependencia Térmica

Se desarrolla la formulación matemática del flujo de potencia dependiente de la temperatura, incluyendo las ecuaciones eléctricas y térmicas acopladas que describen el comportamiento electro-térmico del sistema. Se expone la aplicación del método de Newton-Raphson para la solución del sistema no lineal resultante, incorporando el vector de estado extendido que incluye explícitamente la variable de temperatura. Asimismo, se detallan las derivadas parciales necesarias para la construcción del Jacobiano bajo una formulación completamente acoplada. Como complemento, se presenta material de apoyo que incluye deducciones matemáticas, el desarrollo explícito de las derivadas parciales del Jacobiano.

Capítulo 3: Casos de Estudio

Se describe la implementación computacional del modelo FPDT-CA. Se detallan los sistemas de prueba utilizados, la estructura del código en MATLAB[®], los parámetros eléctricos y térmicos. Se presentan los resultados numéricos comparativos entre el flujo convencional y el FPDT-CA, incluyendo análisis de convergencia, pérdidas totales, balance de potencia, comportamiento térmico y evaluación de líneas críticas.

Capítulo 4: Conclusiones Generales, Aportaciones y Trabajos Futuros

En este capítulo se presentan las conclusiones derivadas de los resultados obtenidos, resaltando la importancia de incorporar la temperatura del conductor en los estudios de flujo de potencia y la utilidad del enfoque propuesto.

Asimismo, se identifican las contribuciones metodológicas, computacionales y de análisis técnico derivadas del desarrollo del modelo FPDT-CA y su aplicación a casos de estudio realistas. Por último, se describen los trabajos futuros de esta investigación.

Apéndices

En esta sección se presentan los datos correspondientes a los casos de estudio, así como la información técnica relevante de los sistemas eléctricos analizados, proporcionando el detalle necesario para contextualizar los resultados obtenidos y garantizar la claridad en la descripción de los escenarios evaluados.

Bibliografía

Se enumeran todas las fuentes bibliográficas consultadas durante el desarrollo del trabajo, incluyendo libros, artículos científicos, estándares técnicos y manuales especializados.

Modelado Matemático de Flujos de Potencia con Dependencia Térmica

2.1. Introducción

En este capítulo se presenta una formulación generalizada del problema de flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado, en su aplicación a conductores aéreos. El propósito de esta formulación consiste en incorporar parámetros térmicos dentro del modelo del sistema eléctrico de potencia con el fin de representar de manera precisa las pérdidas de potencia eléctrica y la variación de la resistencia eléctrica de las líneas de transmisión en función de la temperatura.

El modelo propuesto considera la interacción acoplada entre las variables de estado convencionales del flujo de potencia (ángulos de voltaje y magnitudes de voltaje) con la temperatura del conductor, la cual es incluida como una nueva variable de estado. Esta inclusión conduce a un sistema de ecuaciones no lineales que refleja de forma más realista las condiciones operativas de un sistema eléctrico. Además, esta metodología proporciona una base sólida de análisis, en donde los efectos térmicos adquieren un papel relevante y significativo en el comportamiento de la red.

Un algoritmo de flujo de potencia denominado FPDT se propuso por primera vez en [Frank et al., 2013]. Este algoritmo fue formulado considerando un modelo térmico lineal, basado en la resistencia térmica que se define en función del nivel de carga MVA de la línea equivalente al límite térmico estático, Static Thermal Line Rating (STLR, por sus siglas en inglés), operando con una magnitud de voltaje de 1 p.u. La ejecución del algoritmo FPDT permite estimar la resistencia eléctrica y los flujos de potencia de líneas en condiciones térmicas. La resistencia térmica incorpora información relacionada con las condiciones climáticas utilizadas en el cálculo de STLR, conforme a la norma IEEE Std 738™-2012 [IEEE Std 738-2012, 2013]. Una vez calculada, esta resistencia se mantiene constante durante la resolución del flujo de potencia, lo cual conduce a un modelo de incremento lineal de temperatura respecto a la temperatura ambiente. Este algoritmo representa un flujo de potencia que incorpora la temperatura ambiente como variable de entrada al incluir la temperatura del conductor en el vector de variables de estado.

2. MODELADO MATEMÁTICO DE FLUJOS DE POTENCIA CON DEPENDENCIA TÉRMICA

De esta manera se obtienen las soluciones del sistema eléctrico corregidas térmicamente, ya que se considera el efecto que tiene la temperatura ambiente sobre la temperatura del conductor, y en consecuencia, en su impedancia. Los beneficios del uso del algoritmo FPDT para capturar el impacto de la temperatura ambiente en los análisis de flujos de potencia (PFA) han sido ampliamente destacados en la literatura reciente.

La STLR se define como el valor máximo de corriente que una línea de transmisión puede transferir de forma continua sin exceder sus límites térmicos, bajo condiciones ambientales fijas y conservadoras. Las características generales de este límite se reportan en la Tabla 2.1, y su valor se establece considerando:

- Una temperatura ambiente constante (típicamente 25°C).
- Una velocidad de viento baja o nula (por ejemplo, 0.6 m/s).
- Una irradiancia solar estándar.
- Una temperatura límite de operación del conductor (por ejemplo, 75°C para ACSR).

En algunos estudios de planificación, diseño y seguridad se emplea la STLR como límite térmico operativo de líneas de transmisión. Sin embargo, esta no refleja las condiciones climáticas en tiempo real ni su variabilidad temporal, por lo que esta representa una estimación conservadora, orientada a garantizar la operación segura y confiable bajo escenarios desfavorables.

Tabla 2.1: Características generales de la STLR (Static Thermal Line Rating)

Categoría	Descripción
Naturaleza	Capacidad térmica continua bajo condiciones ambientales fijas.
Entradas climáticas	No se actualizan en tiempo real; se asumen constantes.
Enfoque	Conservador; garantiza seguridad bajo escenarios extremos.
Aplicación	Estudios de planificación, diseño de infraestructura y evaluación de límites operativos térmicos.
Limitaciones	No captura la variabilidad de las condiciones ambientales reales.

Como parte de esta formulación, se adopta el modelo de balance térmico en régimen estacionario, ampliamente validado en la literatura técnica. El modelo térmico empleado describe el equilibrio entre la generación de calor en el conductor (por efecto Joule y radiación solar) y su disipación al medio ambiente (por convección y radiación), según los lineamientos establecidos en la norma IEEE Std 738™-2012 [IEEE Std 738-2012, 2013] y la Guía Técnica 207 de CIGRÉ (elaborada por el Grupo de Trabajo 22.12) [CIGRE Working Group 22.12, 2002]. Estas normas permiten estimar de manera real el comportamiento térmico de las líneas de transmisión en función de variables meteorológicas como la temperatura ambiente, la irradiancia solar, la velocidad del viento y la emisividad del conductor.

En este capítulo se desarrollan las expresiones analíticas necesarias, incluyendo las ecuaciones de balance de potencias activa y reactiva, así como la ecuación de balance térmico que define el comportamiento de la temperatura en función de la disipación de potencia y el intercambio térmico con el entorno, para formular el problema de flujos de potencia dependiente de temperatura. Además, se establece la estructura del Jacobiano extendido que permite resolver

el sistema de ecuaciones mediante el método de Newton-Raphson adaptado al caso dependiente de temperatura completamente acoplado.

Tabla 2.2: Comparación entre el flujo de potencia convencional (FPC) y el flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado (FPDT-CA)

Característica		Flujo de Potencia Convencional (FPC)	Flujo de Potencia Dependiente de Temperatura Completamente Acoplado (FPDT-CA)
Categoría	Descripción		
Modelo térmico	Resistencia de línea	Supone resistencia constante, independiente de la temperatura.	Actualiza la resistencia en cada iteración en función de la temperatura de cada línea.
Pérdidas	Precisión en estimación	Subestima pérdidas en condiciones de alta carga. Errores reportados de hasta 30 % por línea.	Mejora la precisión en la estimación de pérdidas, incluyendo el acoplamiento térmico-eléctrico.
Variables del sistema	Variables de estado	Ángulos y magnitudes de voltaje por nodo.	Incluye temperaturas de línea como variables de estado adicionales.
Acoplamiento	Naturaleza del sistema	Sistema eléctricamente acoplado.	Sistema térmicamente y eléctricamente acoplado; resuelve el estado completo simultáneamente.
Método de solución	Algoritmo numérico	Newton-Raphson estándar.	Newton-Raphson con matriz Jacobiana extendida.
Matriz Jacobiana	Dimensión y estructura	De tamaño $(N + M - 1)$, incluye solo derivadas $\partial P/\partial \delta$, $\partial Q/\partial V$.	Ampliada con derivadas respecto a temperatura: $\partial P/\partial T$, $\partial Q/\partial T$, $\partial H/\partial \delta$, $\partial H/\partial V$, $\partial H/\partial T$. De tamaño $(N + M + L - 1)$.
Convergencia	Tiempo computacional	Converge rápido en sistemas pequeños; menor dimensión.	Mayor costo computacional por tamaño de Jacobiana, pero convergencia precisa y robusta.
Datos necesarios	Requerimientos	Solo parámetros eléctricos (R, X, B).	Requiere parámetros eléctricos y datos ambientales: temperatura ambiente, incremento térmico nominal y considerar la temperatura del conductor.
Aplicaciones	Uso típico	Análisis base, planificación, estimación clásica de estado.	Evaluación térmica en estado estacionario, coordinación electro-térmica, estimación precisa de pérdidas y transferencia máxima.

La Tabla 2.2 presenta una comparación entre el flujo de potencia convencional y el flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado. El problema de flujos de potencia convencional asume parámetros constantes ignorando parámetros térmicos en líneas de transmisión, mientras que el modelo que corresponde al flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado incorpora de forma explícita la dependencia entre la temperatura del conductor, la resistencia eléctrica y las pérdidas de potencia, resolviendo simultáneamente el sistema eléctrico y térmico mediante una formulación no lineal. Esta comparación destaca las principales diferencias en cuanto a la formulación matemática, precisión, requerimientos de datos térmicos del sistema eléctrico, distintos parámetros de temperatura en líneas de transmisión y conductores eléctricos, complejidad computacional y aplicabilidad del modelo en estudios avanzados de operación y planificación del sistema eléctrico.

2.2. Modelo de Balance Térmico del Conductor

La capacidad térmica de un conductor aéreo de transmisión se define como la máxima corriente que puede transportar sin superar sus límites propios de operación. Dichos límites están determinados principalmente por la flecha máxima admisible que establece la altura mínima del conductor sobre el suelo para garantizar una operación segura, o por la temperatura de inicio de recocido del material del conductor, considerando las características propias del conductor [Stephen, 2000; CIGRE Working Group 22.12, 2002; IEEE Std 738-2023, 2023; Ahmed, 2019].

La capacidad térmica estática es determinada al considerar condiciones climáticas extremas; usualmente son las condiciones más desfavorables. Este enfoque ha sido tradicionalmente empleado en el Análisis de Seguridad de Potencia [Karimi et al., 2018].

2.2.1. Balance Térmico del Conductor

El comportamiento térmico de un conductor aéreo puede describirse a través de un modelo no lineal de balance energético, el cual determina su condición de equilibrio. Dicho comportamiento se distingue en dos regímenes: estacionario y transitorio, representados mediante la ecuación de balance térmico en estado estable y en estado dinámico, respectivamente. Los principales referentes normativos que establecen estos modelos son el estándar IEEE Std 738TM-2012 [IEEE Std 738-2012, 2013] y la Guía Técnica 207 de CIGRÉ, elaborada por el Grupo de Trabajo 22.12 [CIGRE Working Group 22.12, 2002]. Aunque ambos parten del mismo principio de balance térmico, presentan diferencias en su formulación y en los métodos aplicados. En esta investigación se analiza el modelo de régimen estacionario para el análisis.

2.2.2. Balance Térmico en Estado Estacionario

El régimen térmico estacionario se refiere a la condición en la que el calor generado en el conductor se equilibra con la energía disipada al entorno. Este modelo no lineal considera que variables meteorológicas y dirección del viento, la temperatura ambiente, la radiación solar y la corriente eléctrica permanecen prácticamente constantes durante el intervalo de estudio, lo que mantiene estable la temperatura del conductor. La ecuación de balance térmico en estado estacionario, establecida en la norma IEEE Std 738TM-2012 [IEEE Std 738-2012, 2013], se expresa como:

$$q_c + q_r = q_s + q_j \quad (2.1)$$

donde:

q_c Tasa de pérdida térmica por enfriamiento convectivo (W/m).

q_r Tasa de pérdida térmica por enfriamiento radiativo (W/m).

q_s Tasa de ganancia térmica por radiación solar (W/m).

q_j Tasa de ganancia térmica por efecto Joule (W/m).

Por otro lado, la ecuación de balance térmico estacionario definida por la norma CIGRE [CIGRE Working Group 22.12, 2002] es:

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_c + P_r + P_w \quad (2.2)$$

donde:

P_J Ganancia térmica por efecto Joule (W/m).

P_M Ganancia térmica por pérdidas magnéticas (W/m).

P_S Ganancia térmica por radiación solar (W/m).

P_i Ganancia térmica por efecto corona (W/m).

P_c Pérdida térmica por convección (W/m).

P_r Pérdida térmica por radiación (W/m).

P_w Pérdida térmica por viento o evaporación (W/m).

Al analizar las ecuaciones (2.1) y (2.2), se aprecia que la formulación de CIGRE [CIGRE Working Group 22.12, 2002] incorpora términos adicionales relacionados con las ganancias y pérdidas de calor. En contraste, el estándar IEEE Std 738™-2012 [IEEE Std 738-2012, 2013] no contempla el calentamiento magnético P_M , las pérdidas por efecto corona P_i ni el enfriamiento por evaporación P_w . Cabe señalar que, aunque CIGRE sí incluye los términos P_i y P_w , ambos se consideran despreciables debido a escasa influencia en el balance térmico. Bajo estas consideraciones, la expresión de CIGRE puede simplificarse a:

$$P_J + P_M + P_S = P_c + P_r \quad (2.3)$$

En climas de bajas temperaturas, los conductores pueden estar sujetos a la acumulación de hielo, lo cual incrementa los esfuerzos mecánicos sobre las líneas de transmisión y puede ocasionar fallas estructurales, interrupciones en el suministro y afectaciones en la operación del sistema eléctrico. El efecto de enfriamiento asociado a la formación de hielo puede ser tratado dentro del modelo térmico ya sea mediante una formulación específica o incorporándose como parte de la pérdida por convección q_c o P_c .

2.3. Modelado Térmico de Líneas de Transmisión

La resistencia eléctrica de los conductores en líneas de transmisión no es un parámetro constante, sino que varía en función de la temperatura de operación. Bajo diferentes condiciones de carga, variaciones térmicas y el calentamiento producido por las pérdidas por efecto Joule modifica el valor óhmico del conductor, lo que impacta directamente tanto en las pérdidas técnicas como el comportamiento del flujo de potencia. Por esta razón, en el modelado eléctrico-térmico resulta necesario incorporar de manera explícita la dependencia de la resistencia respecto a la temperatura.

Para los conductores metálicos utilizados en sistemas eléctricos de potencia, esta variación puede representarse mediante la siguiente ecuación, tal como se muestra en [IEEE Std C57.12.91-2001, 2001; Glover et al., 2008; Frank et al., 2013; CIGRE Working Group 22.12, 2002; IEEE Std 738-2023, 2023; Ahmed, 2019].

$$R = R_{Ref} \cdot \frac{T + T_F}{T_{Ref} + T_F} \quad (2.4)$$

donde:

R : Resistencia del conductor (Ω)

2. MODELADO MATEMÁTICO DE FLUJOS DE POTENCIA CON DEPENDENCIA TÉRMICA

T : Temperatura del conductor ($^{\circ}\text{C}$)

R_{Ref} : Resistencia del conductor a la temperatura de referencia (Ω)

T_{Ref} : Temperatura de referencia ($^{\circ}\text{C}$)

T_F : Constante de temperatura ($^{\circ}\text{C}$)

La expresión mostrada en (2.4) permite estimar la resistencia del conductor a una temperatura de operación T a partir de su resistencia conocida R_{ref} medida a una temperatura de referencia T_{ref} .

El parámetro T_F depende exclusivamente del material empleado y permite modelar de forma práctica la variación térmica de la resistividad dentro del rango típico de operación de los sistemas eléctricos. En aplicaciones de potencia, se utilizan comúnmente los siguientes valores: 234.5°C para conductores de cobre, 228.1°C para aluminio estirado en frío y 225.0°C para devanados de transformadores fabricados con aluminio. [IEEE Std C57.12.91-2001, 2001; IEEE Std 399-1997, 1998].

La incorporación de esta expresión dentro del modelo de la línea de transmisión permite actualizar la resistencia conforme cambia la temperatura del conductor, lo cual resulta fundamental en estudios de flujo de potencia dependiente de temperatura y en la evaluación de la capacidad térmica de transporte de corriente.

En los sistemas eléctricos de potencia, la resistencia de un conductor puede determinarse de manera sencilla siempre que se disponga de un valor de referencia y de la temperatura operativa actual del equipo. No obstante, para describir de forma más completa el comportamiento del sistema, resulta necesario formular expresiones que relacionen la temperatura del conductor con las variables eléctricas de estado, lo que permite su integración dentro de los modelos de análisis y simulación.

2.3.1. Representación Térmica del Conductor

A partir del planteamiento fundamental del acoplamiento eléctrico-térmico, en esta sección se establecen las ecuaciones que permiten describir de manera unificada el comportamiento térmico de los elementos más representativos de los sistemas eléctricos de potencia, con especial énfasis en las líneas de transmisión aéreas. El objetivo es disponer de una formulación que vincule explícitamente las variables eléctricas, corriente y pérdidas por efecto Joule con la evolución térmica del conductor, permitiendo integrar ambos dominios dentro de un mismo esquema de análisis.

La incorporación de este enfoque generalizado resulta necesaria cuando se pretende evaluar el desempeño del sistema bajo condiciones de carga variables, sobrecargas temporales o escenarios de alta exigencia operativa, donde la temperatura deja de ser un parámetro secundario y pasa a influir directamente en la resistencia eléctrica, las pérdidas y los límites de capacidad de transmisión.

En la literatura especializada, el comportamiento térmico de equipos y conductores suele representarse mediante un modelo equivalente de resistencia térmica, como el ilustrado en la Figura 2.1. Este modelo establece una analogía entre el flujo de calor y el flujo de corriente eléctrica, donde la potencia térmica generada por las pérdidas resistivas actúa como fuente de calor, y la disipación hacia el ambiente se modela mediante una resistencia térmica equivalente.

Bajo condiciones de estado estacionario, el incremento de temperatura respecto al ambiente es proporcional a la potencia térmica disipada. Dado que, en líneas de transmisión, la principal

fuente de calentamiento corresponde a las pérdidas por efecto Joule (I^2R), puede establecerse una relación directa entre la corriente que circula por el conductor y su temperatura de operación. La resistencia térmica equivalente representa entonces la oposición al intercambio de calor entre el conductor y el medio circundante, integrando en un solo parámetro los mecanismos predominantes de disipación térmica.

Este enfoque permite formular ecuaciones compactas y físicamente consistentes, adecuadas para su incorporación en estudios de flujo de potencia dependiente de temperatura, análisis de capacidad térmica y evaluación de márgenes operativos en sistemas eléctricos de potencia.

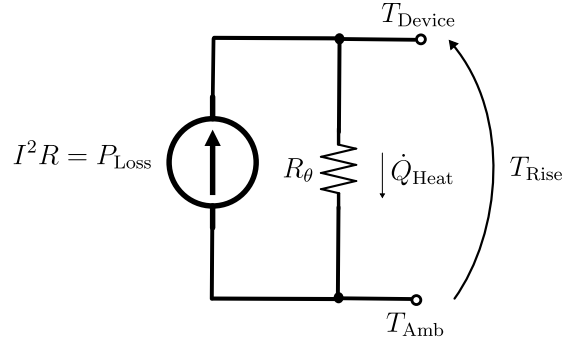


Figura 2.1: Modelo térmico simplificado por resistencia para líneas de transmisión [Frank et al., 2013].

$$\frac{T_{Rise}}{P_{Loss}} = \frac{T_{RatedRise}}{P_{RatedLoss}} = R_{\theta} \quad (2.5)$$

donde:

T_{Rise} : Temperatura del dispositivo por encima de la temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$).

P_{Loss} : Pérdida total generada dentro del dispositivo (W).

$T_{RatedRise}$: Aumento de temperatura nominal (o de referencia) del dispositivo ($^{\circ}\text{C}$).

$P_{RatedLoss}$: Pérdida nominal (o de referencia) correspondiente (W).

R_{θ} : Resistencia térmica equivalente del sistema o dispositivo ($^{\circ}\text{C}/\text{W}$).

La temperatura de operación del conductor, expresado como T , puede interpretarse como el resultado del equilibrio térmico entre las condiciones ambientales y el calentamiento interno producido por las pérdidas eléctricas. En términos físicos, esta temperatura se compone de la temperatura ambiente T_{amb} más un incremento térmico denominado T_{Rise} asociado principalmente a las pérdidas por efecto Joule. Bajo esta consideración, y reorganizando la expresión correspondiente al incremento térmico en (2.5), la temperatura del conductor puede expresarse como:

$$T = T_{Amb} + \left(\frac{P_{Loss}}{P_{RatedLoss}} \right) T_{RatedRise} \quad (2.6)$$

2.3.2. Ecuación de Desajuste Térmico

Para integrar la ecuación de temperatura (2.6) dentro del esquema completamente acoplado del FPD, es necesario expresar explícitamente el término de pérdidas P_{Loss} como función de las variables eléctricas del sistema. Esto permite que la temperatura del conductor quede directamente vinculada con los voltajes nodales y los ángulos de voltaje, garantizando la coherencia del modelo electro-térmico.

Si se considera una línea de transmisión genérica que conecta los nodos i y j , cuya admitancia serie compleja puede expresarse como:

$$g_{ij} + jb_{ij} = \frac{1}{R_{ij} + jX_{ij}} \quad (2.7)$$

donde R_{ij} y X_{ij} corresponden a la resistencia y reactancia serie de la línea, respectivamente, mientras que g_{ij} y b_{ij} representa su conductancia y susceptancia equivalentes.

La potencia compleja que fluye a través de la rama puede determinarse a partir de la representación fasorial de tensiones y corrientes. En particular, la potencia enviada desde el nodo i hacia el nodo j se expresa como:

$$S_{ij} = \tilde{V}_i \tilde{I}_{ij}^* = \tilde{V}_i \left(\tilde{y}_{ij} (\tilde{V}_i - \tilde{V}_j) \right)^* \quad (2.8)$$

De manera análoga, la potencia compleja en sentido contrario, es decir, desde el nodo j hacia el nodo i , está dada por:

$$S_{ji} = \tilde{V}_j \tilde{I}_{ji}^* = \tilde{V}_j \left(\tilde{y}_{ij} (\tilde{V}_j - \tilde{V}_i) \right)^* \quad (2.9)$$

donde:

V_i, V_j Voltajes en los nodos i y j , respectivamente

I_{ij} Corriente compleja que fluye del nodo i al nodo j

I_{ji} Corriente compleja que fluye del nodo j al nodo i

S_{ij} Potencia compleja transferida desde el nodo i hacia el nodo j

S_{ji} Potencia compleja transferida desde el nodo j hacia el nodo i

La pérdida de potencia activa en la rama corresponde a la suma de las potencias activas que ingresan a la línea desde ambos extremos, es decir, a la parte real del flujo neto:

$$P_{Loss,ij} = P_{ij} + P_{ji} = Re \left\{ \tilde{V}_i \tilde{I}_{ij}^* + \tilde{V}_j \tilde{I}_{ji}^* \right\} \quad (2.10)$$

Al sustituir las expresiones de las corrientes dadas en (2.8) y (2.9), y desarrollar algebraicamente el término anterior, se obtiene una formulación explícita de las pérdidas activas en función de las magnitudes de voltaje y la diferencia angular entre nodos:

$$P_{Loss,ij} = g_{ij}(V_i^2 + V_j^2) - 2g_{ij}V_iV_j \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (2.11)$$

La expresión (2.11) es válida bajo el supuesto de que la relación de transformación es nominal. En caso de que la línea de transmisión opere con una relación fuera de lo nominal $A_{ij} \angle \varphi_{ij}$, la formulación anterior se ajusta sustituyendo $V_i \rightarrow \frac{V_i}{A_{ij}}$ y $\delta_i \rightarrow \delta_i - \varphi_{ij}$, con lo cual se preserva la consistencia del modelo eléctrico.

Una vez obtenida la expresión explícita de $P_{\text{Loss},ij}$, esta puede incorporarse directamente en el término de pérdidas que aparece en la ecuación (2.6). De esta manera, la temperatura del conductor queda expresada como función de las variables eléctricas del sistema, lo que permite incluirla dentro del vector de variables de estado del algoritmo de FPDT [Frank et al., 2013].

Para lograr el acoplamiento eléctrico-térmico, se define una ecuación adicional asociada a cada línea, en la cual se establece el desajuste térmico como la diferencia entre la temperatura calculada a partir de las pérdidas eléctricas y la temperatura asumida como variable de estado. En condiciones de equilibrio, dicho desajuste debe anularse, garantizando que el balance térmico del conductor sea coherente con el flujo de potencia resultante. Esta formulación conduce naturalmente a la ecuación de desajuste térmico empleada en la construcción de la matriz Jacobiana extendida.

El modelo térmico expresado en la ecuación (2.6) representan una aproximación lineal entre las pérdidas eléctricas y el incremento de la temperatura del elemento analizado. Esta formulación es apropiada para conductores de líneas aéreas en régimen estacionario; sin embargo, no todos los dispositivos o equipos dentro del sistema eléctrico presentan una relación estrictamente proporcional entre pérdidas y aumento de temperatura. En equipos como transformadores de potencia, el comportamiento térmico está influenciado por fenómenos adicionales tales como la distribución interna del flujo de calor, la capacidad térmica de los materiales aislantes y los mecanismos de enfriamiento natural o forzado.

Debido a estas características, la relación entre pérdidas y temperatura puede describirse de manera más general mediante una expresión no lineal de tipo potencial, la cual introduce un exponente empírico que permite ajustar la respuesta térmica del equipo. Esta generalización se expresa mediante la ecuación (2.12)

$$T = T_{\text{Amb}} + \left(\frac{P_{\text{Loss}}}{P_{\text{RatedLoss}}} \right)^n T_{\text{RatedRise}} \quad (2.12)$$

En la ecuación (2.12), el parámetro n es un exponente característico determinado experimentalmente, cuyo valor típicamente se encuentra dentro de un intervalo de 0.7 a 1.0 IEEE Std C57.12.91-2001 [2001]; Frank et al. [2013]. Dicho parámetro permite capturar derivaciones respecto a la proporcionalidad lineal ideal, reflejando el comportamiento térmico real del dispositivo bajo diferentes condiciones de carga.

Cuando $n = 1.0$, la ecuación (2.12) se reduce exactamente a la forma lineal presentada en la ecuación (2.6). Para valores de n que se encuentran dentro de los valores mencionados, ambas expresiones presentan pendientes similares en torno al punto de operación nominal, lo cual implica que sus derivadas de primer orden son prácticamente equivalentes en el entorno de linealización.

Desde la perspectiva del método de Newton-Raphson empleado en el flujo de potencia de-

pendiente de temperatura, esta observación es fundamental. La matriz Jacobiana se construye a partir de derivadas parciales evaluadas en el punto de operación actual; por lo tanto, si las derivadas asociadas al modelo térmico no difieren significativamente, el comportamiento numérico del algoritmo permanece esencialmente inalterado.

Como consecuencia, asumir un valor de $n = 1.0$ simplifica la formulación matemática del problema sin afectar de manera apreciable la convergencia ni la precisión del esquema del algoritmo de FPDT completamente acoplado. Por esta razón, y siguiendo el criterio que se reporta en Frank et al. [2013], en este trabajo se asume $n = 1.0$ tanto para la construcción de la matriz Jacobiana extendida como para la formulación de las ecuaciones de desajuste de potencia.

2.4. Formulación del Flujo de Potencia con Dependencia Térmica

El comportamiento térmico de los conductores en líneas de transmisión puede describirse, bajo condiciones de régimen permanente, mediante un planteamiento de balance energético. En estado estacionario se asume que la temperatura del conductor no varía con el tiempo, lo que implica que la energía térmica que el conductor absorbe o genera internamente es igual a la energía que disipa hacia el entorno. Este principio físico conduce a la ecuación general de equilibrio térmico reportada en la literatura especializada: [IEEE Std 738-2006, 2007; Santos et al., 2007; IEEE Std 738-2012, 2013; Frank et al., 2013]:

$$q_j + q_s = q_r + q_c \quad (2.13)$$

donde

q_j : Representa la generación de calor debida a las pérdidas resistivas por efecto Joule en el conductor, equivalentes a P_{Loss} .

q_s : Ganancia de calor debido a la radiación solar

q_r : Transferencia de calor por radiación desde la línea

q_c : Transferencia de calor por convección desde la línea

Todos los términos anteriores se expresan como potencias térmicas por unidad de longitud del conductor. Desde el punto de vista físico, esta ecuación refleja el acoplamiento entre los fenómenos eléctricos y térmicos: las pérdidas eléctricas incrementan la temperatura del conductor, mientras que los mecanismos de disipación térmica dependen directamente de dicha temperatura.

Es importante notar que, aunque q_s depende fundamentalmente de la radiación solar incidente, y de las propiedades superficiales del conductor, los términos q_j , q_r y q_c presentan dependencia directa con la temperatura del conductor. En particular, el término q_j está vinculado a la resistencia eléctrica, la cual varía con la temperatura; mientras que q_r y q_c dependen del gradiente térmico entre el conductor y el ambiente. Esta interdependencia introduce una relación no lineal entre las pérdidas eléctricas y la temperatura, generando un acoplamiento termoeléctrico que debe considerarse explícitamente en modelos cuyas formulaciones aplican flujos de potencia dependientes de la temperatura.

Diversos estudios como, Santos et al. [Santos et al., 2007], han demostrado que, bajo condiciones normales de operación y para intervalos moderados de temperatura, los términos de disipación por radiación y convección pueden aproximarse mediante relaciones lineales respecto al incremento térmico del conductor sobre la temperatura ambiente. En este contexto, se proponen las siguientes aproximaciones:

$$q_r \approx K_r(T - T_{Amb}) \quad (2.14)$$

$$q_c \approx K_c(T - T_{Amb}) \quad (2.15)$$

Donde K_c y K_r representan coeficientes equivalentes de transferencia de calor por convección y radiación, respectivamente. Estos coeficientes dependen de parámetros ambientales tales como la temperatura ambiente, la presión atmosférica y la velocidad del viento. Para un conjunto específico de condiciones meteorológicas, pueden considerarse constantes, lo que simplifica considerablemente el tratamiento matemático del problema sin perder representatividad física. Al sustituir estas aproximaciones en la ecuación de balance térmico, se obtiene una expresión linealizada del equilibrio energético:

$$q_j + q_s = (K_c + K_r)T_{Rise} \quad (2.16)$$

Donde $T_{Rise} = T - T_{Amb}$ representa el incremento de temperatura del conductor respecto al ambiente. Esta formulación permite interpretar el problema térmico mediante una analogía con un circuito equivalente, en el cual el término $1/(K_c + K_r)$ actúa como una resistencia térmica efectiva R_θ , que relaciona el flujo de calor con el aumento de la temperatura.

Si se identifica q_j con las pérdidas eléctricas P_{Loss} , puede derivarse una expresión explícita para la temperatura del conductor:

$$T = T_{Amb} + (P_{Loss} + q_s) \cdot \frac{1}{K_c + K_r} \quad (2.17)$$

Esta ecuación establece de forma directa la dependencia de la temperatura del conductor con las pérdidas eléctricas y las condiciones ambientales. Desde la perspectiva del flujo de potencia dependiente de la temperatura, esta relación es fundamental, ya que introduce una retroalimentación entre la solución eléctrica (que determina P_{Loss}) y el estado térmico de la línea de transmisión (que modifica la resistencia eléctrica) [Frank et al., 2013].

Para un conductor específico, los parámetros q_s , K_c y K_r pueden calcularse a partir de condiciones meteorológicas medidas en tiempo real o a partir de escenarios representativos. Una vez determinados, pueden considerarse constantes durante el proceso iterativo de solución del FPDT, lo que permite integrar el modelo térmico dentro del esquema de cálculo sin incrementar excesivamente la complejidad computacional, manteniendo al mismo tiempo coherencia física en la representación del fenómeno.

2.4.1. Ecuaciones de Flujo de Potencia con Dependencia Térmica

En esta sección se presenta la formulación matemática que da origen al flujo de potencia dependiente de la temperatura, integrando de manera explícita las variables térmicas dentro del modelo tradicional de flujo de potencia. Inicialmente, se establecen las ecuaciones que describen el comportamiento eléctrico del sistema y su relación con las pérdidas en las líneas de transmisión. Posteriormente, dichas pérdidas se vinculan con el modelo térmico del conductor, lo que permite incorporar la temperatura como una variable adicional de estado dentro del problema.

Una vez planteado el conjunto de ecuaciones electro-térmicas, se describe el procedimiento numérico empleado para su solución, basado en un esquema completamente acoplado. Este enfoque implica que las ecuaciones eléctricas y térmicas se resuelven simultáneamente dentro de un mismo proceso iterativo, capturando de forma directa la interdependencia entre la corriente que circula por las líneas, las pérdidas resistivas y la variación de la resistencia con la temperatura.

De manera análoga al flujo de potencia convencional, el modelo de flujo de potencia dependiente de la temperatura se formula bajo operación en estado estacionario. Esto significa que tanto las variables eléctricas como tensiones, ángulos y potencias, así como las variables térmicas temperatura del conductor, temperatura ambiente, se consideran constantes en el tiempo, asumiendo que el sistema ha alcanzado un punto de equilibrio en el cual los balances de potencia y energía térmica se satisfacen simultáneamente [Frank et al., 2013]. Esta hipótesis permite expresar el problema mediante un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales, cuya solución proporciona una representación coherente del comportamiento electro-térmico del sistema bajo condiciones de operación establecidas.

La incorporación explícita de los efectos térmicos dentro del problema de flujo de potencia modifica de manera sustancial la estructura clásica del método de Newton-Raphson. En el enfoque convencional de la formulación de flujos de potencia, únicamente se consideran como variables de estado magnitudes y ángulos de voltaje nodales. Sin embargo, cuando se reconoce que las pérdidas eléctricas afectan la temperatura de los conductores y que esta, a su vez, modifica la resistencia eléctrica de las líneas, el problema adquiere una naturaleza acoplada. En el esquema de flujo de potencia dependiente de la temperatura, la formulación se aplica en tres aspectos fundamentales. Primero, se introducen variables térmicas adicionales que representan la temperatura de aquellas líneas cuyo comportamiento resistivo depende del estado térmico. Segundo, se agregan ecuaciones adicionales que describen el equilibrio térmico de cada conductor considerado para el sistema eléctrico. Finalmente, el modelo matemático se reorganiza para capturar el acoplamiento entre las variables eléctricas y térmicas mediante una estructura ampliando la matriz Jacobiana, lo que permite resolver el sistema de manera simultánea y coherente.

Esta metodología no consiste simplemente en resolver un flujo de potencia eléctrico y posteriormente actualizar temperaturas de forma externa, sino en integrar ambos fenómenos dentro de un único sistema no lineal de ecuaciones.

2.4.2. Definición del Vector de Variables de Estado

En el flujo de potencia convencional, el vector de variables de estado está compuesto por los ángulos de voltaje en todos los nodos, excepto en el nodo Slack, y por las magnitudes de voltaje en los nodos tipo PQ . En contraste, el modelo eléctrico-térmico amplía este conjunto

incorporando como variables adicionales las temperaturas de las líneas con dependencia de temperatura.

Además de las variables como voltaje V y ángulo de voltaje δ se incorpora la variable T como la temperatura asociada a cada línea considerada dentro del modelo. Para mantener coherencia numérica y evitar problemas de escalamiento durante el proceso iterativo, dicha temperatura se expresa en por unidad respecto a una base térmica definida. Para este trabajo se adopta una base de $T_{Base} = 100^\circ C$, lo que permite mantener todas las variables del problema en magnitudes comparables y favorece el adecuado condicionamiento de la matriz Jacobiana extendida.

La inclusión de la temperatura como variable de estado responde al hecho de que la resistencia eléctrica de las líneas ya no es constante, sino función de T . Por lo tanto, las pérdidas activas dependen indirectamente de la propia solución térmica, generando un lazo de retroalimentación que no puede ser ignorado.

De esta manera, el vector general de estado puede expresarse de la siguiente manera:

$$\mathbf{x} = [\delta, V, T]^T$$

donde:

- δ : Representa los ángulos de voltaje nodales (excepto el nodo Slack).
- V : Corresponde a las magnitudes de voltaje.
- T : Agrupa las temperaturas de las líneas modeladas térmicamente.

Si el sistema contiene N nodos, de los cuales M son nodos PQ , y existen L líneas cuyo comportamiento resistivo depende de la temperatura, entonces el número total de incógnitas se determina por:

- $N - 1$ Ángulos de voltaje desconocidos.
- M Magnitudes de voltaje desconocidas.
- L Temperaturas de líneas desconocidas.

En consecuencia, el problema completo involucra $(N + M + L - 1)$ variables de estado.

Esta ampliación dimensional del sistema es el punto de partida para la construcción del modelo completamente acoplado, en el cual las ecuaciones de balance de potencia y las ecuaciones de equilibrio térmico se resuelven simultáneamente mediante una versión extendida del método de Newton-Raphson.

2.4.3. Formulación de las Ecuaciones de Balance y Desajustes

Una vez definido el vector de variables de estado del modelo electro-térmico, el siguiente paso consiste en establecer el conjunto de ecuaciones no lineales que conforman el comportamiento del sistema. Dado que el número total de incógnitas es $(N + M + L - 1)$, es necesario formular el mismo número de ecuaciones independientes para garantizar que el sistema esté completamente determinado.

2. MODELADO MATEMÁTICO DE FLUJOS DE POTENCIA CON DEPENDENCIA TÉRMICA

Desde el punto de vista eléctrico, se conservan las ecuaciones clásicas del balance de potencia nodal. Para cada nodo distinto del nodo Slack se plantea una ecuación de potencia activa, y para cada nodo tipo PQ se incluye una ecuación adicional de potencia reactiva. Estas expresiones mantienen la misma estructura funcional del flujo de potencia convencional, pero con una diferencia fundamental: los parámetros de admitancia dejan de ser constantes, ya que dependen explícitamente de la temperatura de las líneas.

Las ecuaciones de inyección de potencia activa y reactiva quedan expresadas en las ecuaciones (2.18) y (2.19) como [Frank et al., 2013]:

$$P_i(\delta, V, T) = V_i \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij}(T) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij}(T) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)) = P_{\text{Gen},i} - P_{\text{Load},i} \quad (2.18)$$

$$Q_i(\delta, V, T) = V_i \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij}(T) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij}(T) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)) = Q_{\text{Gen},i} - Q_{\text{Load},i} \quad (2.19)$$

En estas expresiones, la dependencia con la temperatura se introduce a través de los términos $G_{ij}(T)$ y $B_{ij}(T)$. Esto implica que cada iteración del algoritmo modifica indirectamente la matriz de admitancia nodal conforme se actualizan las temperaturas de las líneas.

A diferencia del flujo de potencia convencional, ahora debe incorporarse una ecuación adicional por cada línea cuyo comportamiento resistivo sea función de la temperatura, estas ecuaciones representan el equilibrio térmico del conductor y establecen una relación implícita entre la temperatura de la línea y las pérdidas eléctricas calculadas a partir del estado nodal del sistema. Para cada línea $i - j$, la condición de balance térmico puede expresarse mediante la siguiente expresión (2.20) [Frank et al., 2013]:

$$H_{ij}(\delta, V, T) = T_{ij} - (T_{\text{Amb}} + R_{\theta,ij} \cdot (g_{ij}(T) \cdot (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)))) = 0 \quad (2.20)$$

El parámetro $R_{\theta,ij}$ representa la resistencia térmica equivalente de la rama ij y se define como:

$$R_{\theta,ij} = \frac{T_{\text{RatedRise},ij}}{P_{\text{RatedLoss},ij}} \quad (2.21)$$

donde:

$T_{\text{RatedRise},ij}$: Incremento de temperatura nominal de la rama ij respecto a la temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$).

$P_{\text{RatedLoss},ij}$: Pérdidas nominales de potencia en la rama ij (W).

$R_{\theta,ij}$: Resistencia térmica equivalente de la rama ij ($^{\circ}\text{C}/\text{W}$).

La ecuación (2.20) impone que la temperatura de la línea se consistente con el modelo térmico adoptado. El término que multiplica a $R_{\theta,ij}$ representa las pérdidas resistivas expresadas en función de las variables eléctricas del sistema. De esta forma, el modelo térmico queda directamente acoplado al estado eléctrico.

Es importante distinguir entre los parámetros eléctricos tradicionales y la conductancia térmica efectiva utilizada en el balance de calor. Las funciones que describen dependencia con la temperatura se definen en las ecuaciones (2.22), (2.23) y (2.24) [Frank et al., 2013].

$$G_{ij}(T) = \frac{R_{ij}(T)}{R_{ij}^2(T) + X_{ij}^2} \quad (2.22)$$

$$B_{ij}(T) = -\frac{X_{ij}}{R_{ij}^2(T) + X_{ij}^2} \quad (2.23)$$

$$g_{ij}(T) = \frac{1}{R_{ij}(T)} \quad (2.24)$$

Aquí, $R_{ij}(T)$ es la resistencia serie de la línea evaluada a la temperatura del conductor, mientras que X_{ij} se considera constante. A partir de estas relaciones, la admitancia compleja de la línea puede expresarse como la ecuación (2.25), lo que evidencia que la matriz Y_{bus} debe actualizarse dinámicamente durante el proceso iterativo.

$$Y_{ij}(T) = G_{ij}(T) + jB_{ij}(T) \quad (2.25)$$

Desde una perspectiva estructural, el sistema completo de ecuaciones puede interpretarse como la combinación de dos bloques acoplados:

- 1) Ecuaciones de balance de potencia nodal.
- 2) Ecuaciones de equilibrio térmico de líneas.

Para aplicar el método de Newton-Raphson, se definen los desajustes como la diferencia entre los valores especificados y los valores calculados en cada iteración. Estos quedan definidos por las ecuaciones (2.26), (2.27) y (2.28) [Frank et al., 2013]:

$$\Delta P_i = (P_{Gen,i} - P_{Load,i}) - P_i(\delta, V, T) \quad (2.26)$$

$$\Delta Q_i = (Q_{Gen,i} - Q_{Load,i}) - Q_i(\delta, V, T) \quad (2.27)$$

$$\Delta H_{ij} = 0 - H_{ij}(\delta, V, T) \quad (2.28)$$

El objetivo del procedimiento iterativo es forzar simultáneamente a cero todos los desajustes eléctricos y térmicos. Esto garantiza no solo que se satisfaga el balance de potencia en cada nodo, sino también que las temperaturas de las líneas sean coherentes con las pérdidas calculadas y las condiciones ambientales asumidas.

En comparación con el flujo de potencia tradicional, el modelo electro-térmico incrementa la dimensión del sistema y añade nuevas no linealidades, principalmente debido a la dependencia de la resistencia con la temperatura. No obstante, esta formulación completamente acoplada permite capturar de manera más realista la interacción entre el comportamiento eléctrico y térmico del sistema, especialmente en escenarios de alta carga donde los efectos de calentamiento pueden modificar de forma significativa la impedancia de las líneas.

2.4.4. Construcción de la Matriz Jacobiana Extendida

La incorporación de la temperatura T como variable de estado modifica de manera sustancial la estructura matemática del problema de flujo de potencia. En el desarrollo de flujos de potencia convencional, el método de Newton-Raphson trabaja únicamente con las variables eléctricas tales como magnitudes y ángulos de voltaje; sin embargo, al introducir la dinámica térmica de las líneas, el sistema deja de ser exclusivamente eléctrico y pasa a tener un carácter electro-térmico acoplado.

Este campo obliga a reformular la matriz Jacobiana para incluir las sensibilidades de las ecuaciones de desajuste no solo respecto a δ y V , sino también respecto a las temperaturas de las líneas. De esta manera, el Jacobiano ampliado captura explícitamente la interacción entre las pérdidas eléctricas, la variación de la resistencia con la temperatura y el balance térmico del conductor.

La estructura general de la matriz Jacobiana extendida se define en la ecuación (2.29) [Frank et al., 2013].

$$J(\delta, V, T) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial T} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial T} \\ \frac{\partial H}{\partial \delta} & \frac{\partial H}{\partial V} & \frac{\partial H}{\partial T} \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

En la matriz (2.29) [Frank et al., 2013] se distinguen tres bloques principales: el bloque eléctrico tradicional, el bloque de acoplamiento electro-térmico y el bloque puramente térmico asociado a la ecuación de balance de calor H .

Si dejamos de lado la dependencia con la temperatura, es decir, si se ignoran las últimas columnas y filas asociadas a la temperatura, se obtiene inmediatamente la matriz Jacobiana empleada en el flujo de potencia convencional la cual se muestra en la expresión (2.30).

$$J(\delta, V) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Esta submatriz corresponde exactamente a la formulación clásica ampliamente documentada en la literatura especializada [Wood and Wollenberg, 1996; Glover et al., 2008]. Por lo tanto, el modelo dependiente de la temperatura no reemplaza el esquema convencional, sino que lo extiende mediante la adición de nuevas ecuaciones y términos de sensibilidad.

En cuanto a las derivadas asociadas a la ecuación térmica H , aquellas respecto a las variables eléctricas δ y V pueden obtenerse directamente a partir de la expresión explícita del balance térmico (2.20). Sin embargo, las derivadas respecto a la temperatura requieren un desarrollo más cuidadoso.

La razón es que la resistencia del conductor depende de la temperatura, y esta resistencia forma parte de los elementos de la matriz de admitancia. En consecuencia, cualquier variación térmica altera los parámetros g_{kn} y b_{kn} , lo que impacta indirectamente las potencias activa y reactiva inyectadas en los nodos.

Desde el punto de vista matemático, esta dependencia exige aplicar la regla de la cadena. Por ejemplo, la derivada de la potencia activa nodal respecto a la temperatura de una línea kn se expresa como (2.31) [Frank et al., 2013]:

$$\frac{\partial P_i}{\partial T_{kn}} = \frac{\partial P_i}{\partial g_{kn}} \cdot \frac{\partial g_{kn}}{\partial R_{kn}} \cdot \frac{\partial R_{kn}}{\partial T_{kn}} + \frac{\partial P_i}{\partial b_{kn}} \cdot \frac{\partial b_{kn}}{\partial R_{kn}} \cdot \frac{\partial R_{kn}}{\partial T_{kn}} \quad (2.31)$$

En esta expresión puede apreciarse con claridad la cadena de dependencias físicas: la temperatura modifica la resistencia; la resistencia altera la admitancia; y la admitancia influye en las potencias nodales.

Los términos dentro de la ecuación (2.31) como $\frac{\partial P_i}{\partial g_{kn}}$ y $\frac{\partial P_i}{\partial b_{kn}}$ deben evaluarse considerando la forma explícita de la matriz de admitancia del sistema. Estas derivadas cuantifican la sensibilidad de las potencias inyectadas ante variaciones en la conductancia y susceptancia de la rama, evidenciando el mecanismo mediante el cual el fenómeno térmico se incorpora al modelo eléctrico.

La construcción de la matriz Jacobiana extendida del modelo electro-térmico requiere el cálculo sistemático de todas las derivadas parciales del conjunto ampliado de ecuaciones no lineales respecto a las variables de estado δ , V y T .

En consecuencia, el Jacobiano queda conformado por las submatrices clásicas $\frac{\partial P}{\partial \delta}$, $\frac{\partial P}{\partial V}$, $\frac{\partial Q}{\partial \delta}$ y $\frac{\partial Q}{\partial V}$, junto con los nuevos bloques de acoplamiento $\frac{\partial P}{\partial T}$, $\frac{\partial Q}{\partial T}$, $\frac{\partial H}{\partial \delta}$, $\frac{\partial H}{\partial V}$ y $\frac{\partial H}{\partial T}$.

Estas últimas derivadas surgen de la inclusión explícita del balance térmico de las líneas y de la dependencia de la admitancia serie con la temperatura, lo que introduce un acoplamiento no lineal adicional entre las variables eléctricas y térmicas del sistema. En la siguiente sección, se desarrolla de manera detallada la obtención analítica de cada uno de estos bloques y su incorporación en la formulación matricial final del método de Newton-Raphson extendido.

La implementación del método de Newton-Raphson en el flujo de potencia dependiente de la temperatura exige la formulación explícita de una matriz Jacobiana extendida, capaz de capturar simultáneamente la sensibilidad de las ecuaciones eléctricas y térmicas frente a variaciones en las variables de estado. A diferencia del flujo convencional, donde únicamente se consideran derivadas respecto a los ángulos y magnitudes de voltaje nodales, el modelo electro-térmico incorpora además la temperatura de las líneas como variable adicional.

En consecuencia, la matriz Jacobiana extendida se obtiene al derivar el conjunto completo de ecuaciones no lineales como balance de potencia activa, balance de potencia reactiva y balance térmico de las líneas respecto a las variables δ , V y T . Esta ampliación introduce nuevos términos de acoplamiento que reflejan la interacción entre el comportamiento eléctrico del sistema y la variación de la resistencia con la temperatura.

Las submatrices eléctricas clásicas, correspondientes a $\partial P/\partial \delta$, $\partial P/\partial V$, $\partial Q/\partial \delta$ y $\partial Q/\partial V$, conservan la misma forma funcional que en el flujo de potencia convencional reportado ampliamente en la literatura técnica. Estas expresiones se presentan en las ecuaciones (2.32)–(2.35) y constituyen el núcleo estructural del Jacobiano, describiendo la sensibilidad de las inyecciones nodales ante perturbaciones en el estado eléctrico [Wood and Wollenberg, 1996; Glover et al., 2008; Frank et al., 2013].

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = \begin{cases} V_i \sum_{j=1, j \neq i}^N V_j (-G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)), & k = i \\ V_i V_k (G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)), & k \neq i \end{cases} \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_k} = \begin{cases} V_i G_{ii} + \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)), & k = i \\ V_i (G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)), & k \neq i \end{cases} \quad (2.33)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = \begin{cases} V_i \sum_{j=1, j \neq i}^N V_j (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)), & k = i \\ V_i V_k (-G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)), & k \neq i \end{cases} \quad (2.34)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = \begin{cases} -V_i B_{ii} + \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)), & k = i \\ V_i (G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)), & k \neq i \end{cases} \quad (2.35)$$

Por otra parte, la inclusión del modelo térmico introduce nuevas derivadas asociadas a la ecuación de equilibrio de temperatura H_{ij} . Las derivadas de H respecto a los ángulos y magnitudes de voltaje se obtienen directamente a partir de la formulación del balance térmico planteado en (2.20). Para el caso de relaciones de transformación nominales, dichas expresiones se muestran en (2.39)–(2.40). Estas derivadas representan la influencia del perfil de tensiones sobre las pérdidas resistivas de línea y, en consecuencia, sobre su temperatura estimada [Frank et al., 2013].

El aspecto distintivo del Jacobiano extendido radica en la aparición de los términos $\partial P/\partial T$, $\partial Q/\partial T$ y $\partial H/\partial T$ las cuales se muestran en las ecuaciones (2.36), (2.37) y (2.38) [Frank et al., 2013].

$$\frac{\partial P_i}{\partial T_{kn}} = \begin{cases} (V_i^2 - V_i V_n \cos(\delta_i - \delta_n)) \cdot \frac{\partial g_{kn}}{\partial T_{kn}} - V_i V_n \sin(\delta_i - \delta_n) \cdot \frac{\partial b_{kn}}{\partial T_{kn}}, & k = i \\ (V_i^2 - V_i V_k \cos(\delta_i - \delta_k)) \cdot \frac{\partial g_{kn}}{\partial T_{kn}} - V_i V_k \sin(\delta_i - \delta_k) \cdot \frac{\partial b_{kn}}{\partial T_{kn}}, & n = i \\ 0, & k, n \neq i \end{cases} \quad (2.36)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial T_{kn}} = \begin{cases} -V_i V_n \sin(\delta_i - \delta_n) \cdot \frac{\partial g_{kn}}{\partial T_{kn}} + (-V_i^2 + V_i V_n \cos(\delta_i - \delta_n)) \cdot \frac{\partial b_{kn}}{\partial T_{kn}}, & k = i \\ -V_i V_k \sin(\delta_i - \delta_k) \cdot \frac{\partial g_{kn}}{\partial T_{kn}} + (-V_i^2 + V_i V_k \cos(\delta_i - \delta_k)) \cdot \frac{\partial b_{kn}}{\partial T_{kn}}, & n = i \\ 0, & k, n \neq i \end{cases} \quad (2.37)$$

Al derivar las ecuaciones de inyección de potencia activa y reactiva, dadas en (2.18) y (2.19), respecto a la temperatura de la línea T_{kn} , y considerando que los elementos de la matriz de admitancia $G_{ij}(T)$ y $B_{ij}(T)$ dependen de la temperatura del conductor, se obtienen las expresiones mostradas en las ecuaciones (2.36) y (2.37). Estas derivadas representan la sensibilidad de las inyecciones de potencia activa y reactiva ante variaciones térmicas en la línea $k - n$, constituyendo así los términos correspondientes del bloque Jacobiano asociado al acoplamiento termoeléctrico del modelo FPDT-CA.

$$\frac{\partial H_{ij}}{\partial T_{kn}} = \begin{cases} 1 - R_{\theta,ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)) \cdot \frac{\partial g_{kn}}{\partial T_{kn}}, & kn = ij \\ 0, & kn \neq ij \end{cases} \quad (2.38)$$

Estos términos surgen debido a que la admitancia serie de cada rama depende explícitamente de la temperatura del conductor a través de la resistencia eléctrica. Matemáticamente, esta dependencia obliga a aplicar la regla de la cadena al derivar las ecuaciones de potencia, lo que introduce términos adicionales de sensibilidad que no existen en el flujo de potencia convencional.

A continuación se listan las derivadas requeridas.

$$\frac{\partial H_{ij}}{\partial \delta_k} = \begin{cases} -2R_{\theta,ij}g_{ij}V_i V_j \sin(\delta_i - \delta_j) & k = i \\ 2R_{\theta,ij}g_{ij}V_i V_j \sin(\delta_i - \delta_j) & k = j \\ 0, & k \neq i, k \neq j \end{cases} \quad (2.39)$$

$$\frac{\partial H_{ij}}{\partial V_k} = \begin{cases} -2R_{\theta,ij}g_{ij}(V_i - V_j \cos(\delta_i - \delta_j)) & k = i \\ -2R_{\theta,ij}g_{ij}(V_j - V_i \cos(\delta_i - \delta_j)) & k = j \\ 0 & k \neq i, k \neq j \end{cases} \quad (2.40)$$

La conductancia y la susceptancia serie de la línea kn se relacionan con R_{kn} y X_{kn} como en (2.41), (2.42):

$$g_{kn} = \frac{R_{kn}}{R_{kn}^2 + X_{kn}^2} \quad (2.41)$$

$$b_{kn} = -\frac{X_{kn}}{R_{kn}^2 + X_{kn}^2} \quad (2.42)$$

Dado que la resistencia eléctrica del conductor depende explícitamente de la temperatura tal como se establece en la ecuación (2.4) la admitancia serie de la línea deja de ser un parámetro constante y pasa a convertirse en una variable dependiente del estado térmico. En particular, tanto la conductancia g_{kn} como la susceptancia b_{kn} dependen indirectamente de la temperatura a través de su relación funcional con la resistencia R_{kn} .

Esta dependencia introduce un acoplamiento no lineal adicional en el modelo electro-térmico, ya que cualquier variación en la temperatura del conductor modifica su resistencia, lo que a su vez altera la admitancia de la rama y, en consecuencia, las potencias activa y reactiva transferidas. Desde el punto de vista matemático, esta relación obliga a aplicar la regla de la cadena al calcular las derivadas parciales respecto a la temperatura.

Por lo tanto, las sensibilidades térmicas de la conductancia y la susceptancia, es decir, $\frac{\partial g_{kn}}{\partial T_{kn}}$ y $\frac{\partial b_{kn}}{\partial T_{kn}}$, se obtienen combinando la derivada de la resistencia respecto a la temperatura con las derivadas de g_{kn} y b_{kn} respecto a R_{kn} . Las expresiones resultantes se presentan a continuación.

$$\frac{\partial R_{kn}}{\partial T_{kn}} = \frac{R_{\text{Ref},kn}}{T_{\text{Ref},kn} + T_{F,kn}} \quad (2.43)$$

2. MODELADO MATEMÁTICO DE FLUJOS DE POTENCIA CON DEPENDENCIA TÉRMICA

(Esto es la derivada de (2.4) con respecto a T)

$$\frac{\partial g_{kn}}{\partial R_{kn}} = \frac{X_{kn}^2 - R_{kn}^2}{(R_{kn}^2 + X_{kn}^2)^2} \quad (2.44)$$

$$\frac{\partial b_{kn}}{\partial R_{kn}} = \frac{2X_{kn}R_{kn}}{(R_{kn}^2 + X_{kn}^2)^2} \quad (2.45)$$

$$\frac{\partial g_{kn}}{\partial T_{kn}} = \frac{X_{kn}^2 - R_{kn}^2}{(R_{kn}^2 + X_{kn}^2)^2} \cdot \frac{R_{\text{Ref},kn}}{T_{\text{Ref},kn} + T_{F,kn}} \quad (2.46)$$

$$\frac{\partial b_{kn}}{\partial T_{kn}} = \frac{2X_{kn}R_{kn}}{(R_{kn}^2 + X_{kn}^2)^2} \cdot \frac{R_{\text{Ref},kn}}{T_{\text{Ref},kn} + T_{F,kn}} \quad (2.47)$$

Las derivadas parciales $\frac{\partial P}{\partial T}$ y $\frac{\partial Q}{\partial T}$ surgen como consecuencia directa de la dependencia térmica de la admitancia serie de las líneas. Dado que la temperatura modifica la resistencia del conductor y, por ende, los parámetros g_{ij} y b_{ij} , las expresiones de potencia activa y reactiva dejan de depender exclusivamente de las variables eléctricas (δ, V) e incorporan explícitamente la temperatura como variable de estado adicional.

Para determinar estas sensibilidades térmicas, el desarrollo se plantea a nivel de rama, considerando la línea ij bajo el supuesto de relación de transformación nominal. A partir de las expresiones de potencia activa y reactiva transferidas entre los nodos i y j , se procede a derivar dichas potencias respecto a la temperatura de la línea. Este procedimiento permite identificar cómo una variación térmica altera la transferencia de potencia y, en consecuencia, las inyecciones nodales asociadas.

De esta manera, las entradas correspondientes a $\frac{\partial P}{\partial T}$ y $\frac{\partial Q}{\partial T}$ en la matriz Jacobiana extendida cuantifican explícitamente el acoplamiento electro-térmico introducido por la variación de la resistencia con la temperatura.

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - V_i V_j b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (2.48)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 b_{ij} - V_i V_j g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + V_i V_j b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (2.49)$$

$$P_{ji} = V_j^2 g_{ij} - V_j V_i g_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) - V_j V_i b_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i) \quad (2.50)$$

$$Q_{ji} = -V_j^2 b_{ij} - V_j V_i g_{ij} \sin(\delta_j - \delta_i) + V_j V_i b_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) \quad (2.51)$$

Sea $P_{ij} + jQ_{ij}$ la potencia compleja que fluye hacia la línea observada desde el nodo i , mientras que $P_{ji} + jQ_{ji}$ representa la potencia evaluada desde el extremo opuesto j . Esta convención permite distinguir claramente el sentido de la transferencia de potencia y facilita la formulación de las derivadas parciales asociadas a cada extremo de la rama.

Si el perfil de voltajes (V, δ) se considera fijo durante la derivación parcial, la temperatura T_{kn} únicamente afecta los parámetros eléctricos de la propia línea kn . En consecuencia, cualquier variación térmica modifica exclusivamente la potencia transferida por dicha rama y, por tanto, altera únicamente las inyecciones nodales correspondientes a sus extremos k y n .

Bajo este criterio, las derivadas $\frac{\partial P_i}{\partial T_{kn}}$ y $\frac{\partial Q_i}{\partial T_{kn}}$ son nulas para todos los nodos distintos de k y n , ya que no existe dependencia directa entre la temperatura de la rama kn y las potencias inyectadas en otros nodos. Por ello, las sensibilidades térmicas nodales se expresan como:

$$\frac{\partial P_i}{\partial T_{kn}} = \begin{cases} \frac{\partial P_{kn}}{\partial T_{kn}}, & k = i \\ \frac{\partial P_{nk}}{\partial T_{kn}}, & n = i \\ 0, & k, n \neq i \end{cases} \quad (2.52)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial T_{kn}} = \begin{cases} \frac{\partial Q_{kn}}{\partial T_{kn}}, & k = i \\ \frac{\partial Q_{nk}}{\partial T_{kn}}, & n = i \\ 0, & k, n \neq i \end{cases} \quad (2.53)$$

Al sustituir en (2.52)–(2.53) las expresiones explícitas de potencia activa y reactiva (2.48)–(2.51), junto con las derivadas parciales de la admitancia respecto a la temperatura (2.46)–(2.47), se obtienen las contribuciones correspondientes a los bloques $\frac{\partial P}{\partial T}$ y $\frac{\partial Q}{\partial T}$ del Jacobiano extendido, mostradas en (2.36)–(2.38). Estas entradas cuantifican explícitamente el acoplamiento electro-térmico en la formulación matricial.

De manera similar, la submatriz $\frac{\partial H}{\partial T}$ se determina a partir de la ecuación de balance térmico. En esta formulación, la resistencia térmica equivalente de la línea se define como:

$$R_{\theta,ij} = \frac{T_{RatedRise,ij}}{P_{RatedLoss,ij}} \quad (2.54)$$

Esta relación permite vincular la elevación térmica nominal del conductor con sus pérdidas eléctricas a condición nominal, proporcionando el parámetro que conecta el modelo eléctrico con el modelo térmico en estado estacionario.

Con las expresiones anteriores queda completamente definida la estructura del Jacobiano extendido bajo el supuesto de relación de transformación nominal. No obstante, cuando una línea dependiente de la temperatura incorpora una relación de transformación no nominal $A \angle \varphi$, es necesario ajustar ciertas entradas del Jacobiano para reflejar adecuadamente el efecto del transformador con tap desfasado.

Las modificaciones requeridas son las siguientes:

1. Las submatrices eléctricas convencionales (2.32)–(2.35) permanecen inalteradas, ya que la relación de transformación no nominal se incorpora directamente en la construcción de la matriz de admitancia nodal.
2. En las derivadas $\frac{\partial H}{\partial \delta}$ (2.39), $\frac{\partial H}{\partial V}$ (2.40) y $\frac{\partial H}{\partial T}$ (2.38), si la línea ij posee relación $A_{ij} \angle \varphi_{ij}$ y el nodo i corresponde al lado del tap, entonces deben sustituirse $V_i \rightarrow V_i/A_{ij}$ y $\delta_i \rightarrow \delta_i - \varphi_{ij}$ en todas las expresiones correspondientes.
3. Para las entradas $\frac{\partial P}{\partial T}$ (2.36) y $\frac{\partial Q}{\partial T}$ (2.37), si la rama no nominal es kn con relación $A_{kn} \angle \varphi_{kn}$ y k es el nodo de tap, se aplican las sustituciones $V_k \rightarrow V_k/A_{kn}$ y $\delta_k \rightarrow \delta_k - \varphi_{kn}$. Cuando $k = i$, dichas modificaciones también afectan directamente a V_i y δ_i en las expresiones correspondientes.

Con ello, el modelo mantiene coherencia matemática y consistencia física aun en presencia de transformadores con relación no nominal dentro del esquema electro-térmico acoplado.

2. MODELADO MATEMÁTICO DE FLUJOS DE POTENCIA CON DEPENDENCIA TÉRMICA

Finalmente, la dimensión total del sistema de ecuaciones obtenido es coherente con la estructura general presentada en (2.29). Esto implica que el número de ecuaciones de desajuste coincide exactamente con el número de variables de estado consideradas (δ, V, T) , garantizando que la matriz Jacobiana extendida conserve su carácter cuadrado. Esta propiedad es esencial para la aplicación del método de Newton–Raphson, ya que en cada iteración debe resolverse un sistema lineal de la forma

$$J \Delta x = -F(x),$$

donde la invertibilidad de la matriz es condición necesaria para actualizar el vector de estado del sistema [Frank et al., 2013].

La incorporación de las temperaturas de las líneas como variables adicionales incrementa la dimensión del problema en función del número de ramas con dependencia térmica. En consecuencia, el sistema deja de involucrar únicamente $(N - 1 + M)$ incógnitas eléctricas y pasa a incluir también L incógnitas térmicas. Esta ampliación se refleja directamente en la estructura particionada de la matriz, cuya forma general se muestra en (2.55) [Frank et al., 2013].

$$J = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} & J_{13} \\ [N-1 \times N-1] & [N-1 \times M] & [N-1 \times L] \\ J_{21} & J_{22} & J_{23} \\ [M \times N-1] & [M \times M] & [M \times L] \\ J_{31} & J_{32} & J_{33} \\ [L \times N-1] & [L \times M] & [L \times L] \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

Desde el punto de vista estructural, la organización en bloques responde a la naturaleza física del problema. Los subbloques J_{11} , J_{12} , J_{21} y J_{22} corresponden a las sensibilidades eléctricas puras, es decir, aquellas presentes en el flujo de potencia convencional. Estos términos describen cómo las potencias activa y reactiva varían ante cambios en los ángulos y magnitudes de voltaje.

Por su parte, los bloques J_{13} y J_{23} representan el acoplamiento electro–térmico desde la perspectiva eléctrica, ya que cuantifican la influencia de la temperatura de las líneas sobre las potencias nodales a través de la variación de la resistencia y, por consiguiente, de la admitancia de las ramas. De manera complementaria, los bloques J_{31} y J_{32} describen el efecto inverso: cómo las variaciones en las variables eléctricas impactan el balance térmico debido a la dependencia de las pérdidas con el estado operativo del sistema.

Finalmente, el subbloque J_{33} agrupa las sensibilidades puramente térmicas asociadas a la ecuación de balance de calor de cada línea. Este bloque captura la relación directa entre la temperatura, las pérdidas que la generan y los mecanismos de disipación considerados en el modelo térmico.

La estructura particionada de la matriz no solo facilita la implementación computacional del algoritmo, sino que también permite una interpretación física clara de la interacción bidireccional entre el subsistema eléctrico y el térmico. De esta manera, la Jacobiana extendida formaliza matemáticamente el acoplamiento electro–térmico que caracteriza al flujo de potencia dependiente de la temperatura.

2.4.5. Esquema Iterativo de Actualización de Variables de Estado

Una vez que la matriz Jacobiana extendida ha sido construida y evaluada, el siguiente paso consiste en actualizar el vector de variables de estado. En el contexto del flujo de potencia

dependiente de la temperatura, este vector no solo contiene las variables eléctricas tradicionales —ángulos y magnitudes de voltaje— sino también las temperaturas de las líneas consideradas en el modelo.

El procedimiento de corrección se fundamenta en el método de Newton-Raphson aplicado al sistema no lineal ampliado. En cada iteración, las variables se ajustan en función de los desajustes calculados en las ecuaciones de potencia activa, reactiva y balance térmico. La expresión matricial de este proceso se define en la ecuación (2.56):

$$\begin{bmatrix} \delta^{v+1} \\ V^{v+1} \\ T^{v+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^v \\ V^v \\ T^v \end{bmatrix} + J(\delta^v, V^v, T^v)^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \\ \Delta H^v \end{bmatrix} \quad (2.56)$$

Esta formulación representa la generalización directa de la ecuación de actualización empleada en el flujo de potencia convencional. La diferencia fundamental radica en que ahora el sistema incluye explícitamente el acoplamiento electro-térmico, lo que amplía tanto la dimensión del Jacobiano como el conjunto de desajustes considerados.

2.4.6. Planteamiento del Esquema Electro-Térmico Totalmente Acoplado

El uso de la matriz Jacobiana extendida en toda su dimensión implica que el problema eléctrico y el térmico dejan de tratarse como fenómenos separados. En este planteamiento, el sistema completo —formado por las ecuaciones de potencia activa, potencia reactiva y balance térmico— se resuelve de manera simultánea dentro de un único proceso iterativo. Esta integración total es lo que da origen al enfoque denominado flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado.

A diferencia de metodologías donde la temperatura se actualiza externamente o mediante aproximaciones sucesivas desacopladas, en este esquema todas las variables del sistema forman parte del mismo vector de estado. Por ello, desde el inicio del proceso se requiere establecer condiciones iniciales coherentes tanto para las variables eléctricas como para las térmicas. En esta implementación, los ángulos de voltaje se inicializan en cero, las magnitudes en 1.0 p.u., y las temperaturas de las líneas se fijan iguales a la temperatura ambiente considerada. Para el presente estudio se adopta un valor de 25 °C (0.25 p.u.), lo cual proporciona un punto de partida físicamente razonable para el modelo térmico [Frank et al., 2013].

Una vez definidas estas condiciones iniciales, el procedimiento iterativo sigue una secuencia lógica que refleja la interdependencia entre los parámetros eléctricos y térmicos del sistema. En primer lugar, las resistencias de las líneas se vuelven a calcular con base en la estimación actual de la temperatura, incorporando así la variación térmica en los parámetros eléctricos del modelo como en la (2.4). Posteriormente, con estas resistencias actualizadas, se reconstruye la matriz de admitancia nodal Y_{bus} , asegurando que la representación de la red sea consistente con el estado térmico vigente.

Con la red eléctrica ya ajustada, se procede a formar la matriz Jacobiana extendida (2.29), la cual incluye tanto las sensibilidades eléctricas tradicionales como los términos de acopla-

2. MODELADO MATEMÁTICO DE FLUJOS DE POTENCIA CON DEPENDENCIA TÉRMICA

miento electro-térmico. A continuación, se determinan los desajustes asociados a las ecuaciones de potencia activa, reactiva y balance térmico utilizando las ecuaciones mostradas en (2.26)–(2.28). Finalmente, mediante la ecuación de corrección del estado (2.56), se obtiene una nueva estimación del vector de variables del sistema.

Este ciclo se repite hasta que los desajustes calculados se reduzcan por debajo de la tolerancia establecida, garantizando así la convergencia del método.

Desde una perspectiva física, el carácter integrado del algoritmo refleja el comportamiento real del sistema. Un incremento en la temperatura eleva la resistencia del conductor, lo que modifica la conductancia y la susceptancia de la rama correspondiente. Estos cambios alteran la distribución de flujos de potencia y, en consecuencia, las pérdidas eléctricas. A su vez, dichas pérdidas influyen nuevamente en la temperatura a través del modelo de balance térmico. Esta relación circular evidencia que el fenómeno es inherentemente bidireccional.

Precisamente por esta interacción mutua, resulta necesario resolver el conjunto completo de ecuaciones de manera simultánea. El término “completamente acoplado” no es únicamente descriptivo, sino que enfatiza que ninguna de las variables puede considerarse independiente dentro del proceso iterativo.

El enfoque totalmente integrado constituye así el punto de referencia más riguroso para el análisis del flujo de potencia con dependencia térmica. A partir de este modelo base pueden desarrollarse estrategias alternativas orientadas a reducir el esfuerzo computacional; sin embargo, dichas simplificaciones deben evaluarse tomando como comparación esta formulación general, que representa el comportamiento más completo del sistema electro-térmico. Siguiendo esta metodología de análisis para el flujo de potencia dependiente de la temperatura completamente acoplado, en la Figura 2.2 se presenta el diagrama de flujo correspondiente al algoritmo FPDT-CA.

2.5. Diagrama de Flujo del Algoritmo FPDT-CA

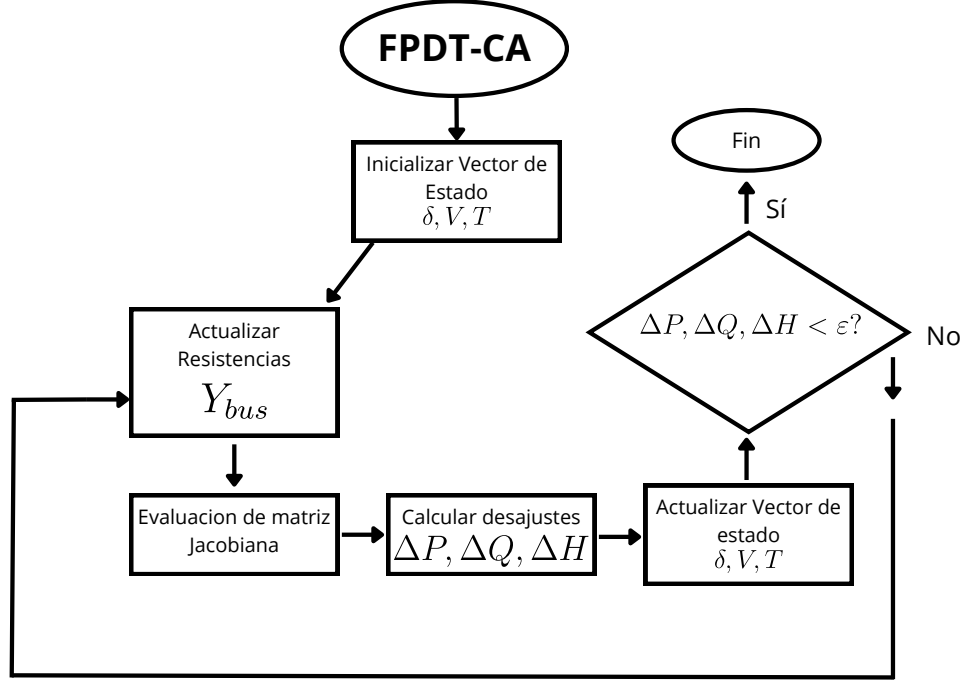


Figura 2.2: Diagrama de flujo del algoritmo FPDT-CA completamente acoplado[[Frank et al., 2013](#)].

Este se deriva directamente de la formulación matemática del modelo electro-térmico presentada en las secciones anteriores. En particular, el procedimiento iterativo se fundamenta en la relación de la resistencia con la temperatura (2.4), la construcción de la matriz de admitancia nodal dependiente de la temperatura (2.25), la formulación del sistema no lineal ampliado mediante los desajustes (2.26)–(2.28), y la resolución del mismo a través del método de Newton–Raphson utilizando la matriz Jacobiana extendida (2.29) y la ecuación de actualización (2.56).

El proceso iterativo inicia con la inicialización del vector de variables de estado. En esta etapa, los ángulos de voltaje se establecen como $\delta^{(0)} = 0$, las magnitudes de voltaje como $V^{(0)} = 1.0$ p.u., y las temperaturas de las líneas como $T^{(0)} = T_{\text{Amb}}$. Esta elección no solo simplifica el arranque del algoritmo, sino que además proporciona un punto de partida físicamente consistente, en el cual el sistema se encuentra en condiciones térmicas uniformes y eléctricamente equilibradas.

Con estas condiciones iniciales, se procede al cálculo de las resistencias de las líneas en función de la temperatura, empleando la expresión (2.4). Este paso es clave dentro del esquema aco-

2. MODELADO MATEMÁTICO DE FLUJOS DE POTENCIA CON DEPENDENCIA TÉRMICA

plado, ya que introduce explícitamente la dependencia térmica en los parámetros eléctricos del sistema, transformando la resistencia en una variable de estado implícita.

A continuación, se realiza la construcción de la matriz de admitancia nodal $Y_{\text{bus}}(T)$ mediante las ecuaciones (2.22)–(2.25). En este punto, la red eléctrica queda completamente caracterizada de acuerdo con el estado térmico actual, lo que garantiza la coherencia entre los parámetros eléctricos y las condiciones físicas de operación.

Una vez actualizada la representación de la red, se calculan las potencias nodales $P_i(\delta, V, T)$ en (2.18) y $Q_i(\delta, V, T)$ en (2.19), junto con las ecuaciones de balance térmico $H_{ij}(\delta, V, T)$ definidas en (2.20). Estas últimas establecen una relación explícita entre la temperatura de cada línea y las pérdidas eléctricas disipadas en ella, integrando así el comportamiento térmico dentro del modelo eléctrico.

Con base en estos valores, se determinan los desajustes del sistema, definidos como la diferencia entre las potencias especificadas y las calculadas, así como el incumplimiento del balance térmico, conforme a (2.26)–(2.28). Estos desajustes representan el error del sistema en la iteración actual y constituyen el criterio fundamental para evaluar la convergencia del algoritmo.

Posteriormente, se construye la matriz Jacobiana extendida $J(\delta, V, T)$, la cual incorpora tanto las derivadas parciales tradicionales del flujo de potencia como los nuevos términos de sensibilidad asociados a la temperatura. Esta matriz captura de manera explícita el acoplamiento electro-térmico, reflejando cómo las variaciones en la temperatura afectan las potencias nodales y, recíprocamente, cómo el estado eléctrico influye en el balance térmico de las líneas.

Una vez evaluado el Jacobiano, se resuelve el sistema lineal:

$$J \Delta x = - \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta H \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

donde el vector de correcciones se define como $\Delta x = [\Delta\delta \ \Delta V \ \Delta T]^T$. Este vector representa los incrementos necesarios para reducir simultáneamente los desajustes eléctricos y térmicos.

Las variables de estado se actualizan entonces mediante:

$$\begin{bmatrix} \delta^{v+1} \\ V^{v+1} \\ T^{v+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^v \\ V^v \\ T^v \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \\ \Delta T \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

lo que permite obtener una nueva estimación del estado del sistema, consistente con la estructura del método de Newton–Raphson aplicado al sistema no lineal ampliado.

Finalmente, se realiza la verificación del criterio de convergencia, evaluando si las normas de los desajustes ΔP , ΔQ y ΔH se encuentran por debajo de una tolerancia predefinida. En caso contrario, el algoritmo regresa al paso de actualización de resistencias y reconstrucción de la matriz Y_{bus} , cerrando así el ciclo iterativo.

Desde una perspectiva algorítmica, este procedimiento define un esquema en el cual cada iteración implica una actualización completa tanto del estado eléctrico como del estado térmico del sistema. La secuencia lógica del diagrama de flujo puede resumirse como:

- Inicialización de variables (δ, V, T)
- Actualización de resistencias $R(T)$ (2.4)
- Construcción de $Y_{\text{bus}}(T)$ (2.25)
- Evaluación de P , Q y H (2.18), (2.19) y (2.20)
- Cálculo de desajustes (2.26)–(2.28)
- Construcción del Jacobiano extendido (2.29)
- Resolución del sistema $J\Delta x = -F(x)$
- Actualización del estado (2.56)
- Verificación de convergencia
- Repetición del proceso si es necesario

Este flujo iterativo pone de manifiesto la naturaleza intrínsecamente acoplada del problema. En cada iteración, la temperatura modifica la resistencia de las líneas, lo que altera la matriz de admitancia y, en consecuencia, la distribución de flujos de potencia y las pérdidas eléctricas. A su vez, estas pérdidas determinan el nivel de calentamiento del conductor a través del balance térmico. Esta interacción bidireccional establece un ciclo de retroalimentación que solo puede resolverse de manera consistente mediante un esquema completamente acoplado, como el presentado en este trabajo.

2.6. Implicaciones Operativas y Aspectos de Implementación

La incorporación explícita de la temperatura en el análisis de flujo de potencia no solo representa una mejora metodológica, sino que también tiene implicaciones directas en la operación real de los sistemas eléctricos. En particular, el flujo de potencia dependiente de la temperatura (FPDT) permite reducir la incertidumbre asociada a la estimación de la demanda y sus efectos sobre la red de transmisión, lo cual es especialmente relevante en entornos de mercado eléctrico donde pequeñas desviaciones pueden traducirse en riesgos operativos o económicos.

Uno de los ámbitos donde esta herramienta adquiere mayor relevancia es en la evaluación de márgenes de estabilidad de voltaje y en la determinación de la capacidad efectiva de transferencia de potencia en las líneas. En la práctica, tanto el nivel global de carga del sistema como la capacidad individual de cada corredor de transmisión presentan una sensibilidad significativa ante variaciones en la demanda de potencia activa, particularmente en nodos estratégicos o eléctricamente débiles. Si estas variaciones no se modelan adecuadamente, los márgenes calculados pueden resultar optimistas o conservadores en exceso.

El FPDT contribuye a mejorar esta evaluación al considerar que las impedancias de las líneas no son constantes, sino que dependen del estado térmico del conductor. A medida que la corriente aumenta, las pérdidas se incrementan, elevando la temperatura y modificando la

2. MODELADO MATEMÁTICO DE FLUJOS DE POTENCIA CON DEPENDENCIA TÉRMICA

resistencia. Este efecto altera la distribución de flujos y, en consecuencia, puede impactar directamente los límites de cargabilidad y los márgenes de estabilidad. Incorporar esta dependencia térmica permite obtener una estimación más realista del comportamiento del sistema bajo condiciones de alta demanda.

Desde la perspectiva de los Sistemas de Administración de Energía (EMS), la adopción del FPDT puede abordarse mediante diferentes estrategias. Los esquemas desacoplados resultan atractivos en términos prácticos, ya que permiten añadir el cálculo térmico como un módulo adicional que interactúa con el flujo de potencia convencional ya existente. Este enfoque facilita la integración progresiva sin modificar de forma sustancial la arquitectura del sistema. En contraste, el esquema completamente acoplado puede implementarse como un reemplazo directo del módulo convencional de flujo de potencia dentro del EMS. Esta alternativa ofrece una representación más coherente del comportamiento electro-térmico del sistema, aunque implica una mayor complejidad computacional y de integración.

Un aspecto fundamental para la aplicación práctica del FPDT es la disponibilidad de información térmica confiable. El modelo requiere datos de temperatura ambiente distribuidos geográficamente a lo largo de la red de transmisión. Dichos datos pueden obtenerse en tiempo real mediante sensores instalados en campo y comunicados a través de la infraestructura SCADA, o bien mediante la integración de subsistemas externos de pronóstico meteorológico.

Cabe destacar que los EMS modernos ya incorporan módulos de predicción de carga que utilizan información meteorológica. Por tanto, la integración del FPDT no requiere necesariamente una infraestructura completamente nueva, sino la ampliación y vinculación funcional entre los módulos meteorológicos y el sistema de información geográfica de la red. Esta integración permite asociar correctamente los valores de temperatura ambiente a cada tramo de línea [Long and Ajjarapu, 1999; Greene et al., 2002; Frank et al., 2013].

En términos de precisión, una mayor densidad espacial en la medición de temperatura ambiente mejora la representatividad del modelo térmico. Sin embargo, en escenarios donde la información disponible es limitada, puede adoptarse una aproximación zonal. En este esquema, el sistema se divide en regiones térmicamente homogéneas alrededor de los puntos de medición existentes, asignando a cada línea la temperatura correspondiente a su zona. Aunque esta estrategia simplifica la realidad física, puede proporcionar resultados aceptables cuando se carece de datos de alta resolución.

En conjunto, estas consideraciones muestran que la implementación del FPDT no es únicamente un problema matemático, sino también un desafío de integración operativa y de gestión de información. Su aplicación efectiva depende tanto de la solidez del modelo como de la calidad y disponibilidad de los datos que lo alimentan.

2.7. Conclusión

En este capítulo se desarrolló una formulación ampliada del problema de flujo de potencia, en la cual la temperatura del conductor deja de ser un parámetro externo y pasa a formar parte del conjunto de variables de estado del sistema. Esta incorporación transforma el enfoque tradicional —estrictamente eléctrico— en un modelo electro-térmico integrado, capaz de describir de manera más realista el comportamiento de las redes de transmisión bajo condiciones

operativas variables.

El planteamiento completamente acoplado permite representar explícitamente la relación entre corriente, pérdidas eléctricas y elevación de temperatura del conductor. Al considerar que la resistencia de línea depende del estado térmico, y que dicho estado térmico a su vez está determinado por el equilibrio entre generación y disipación de calor, el modelo captura una interacción bidireccional que no puede ser descrita adecuadamente mediante el flujo de potencia convencional.

Para lograr esta integración, se incorporó el modelo térmico en estado estacionario basado en la norma IEEE Std 738™-2012, incluyendo los mecanismos físicos dominantes que intervienen en el balance energético del conductor: calentamiento por efecto Joule, ganancia por radiación solar y disipación mediante convección y radiación térmica. Esta combinación proporciona un marco coherente para evaluar el estado térmico de las líneas dentro del mismo proceso iterativo que resuelve las ecuaciones eléctricas.

Desde el punto de vista matemático, la inclusión de la temperatura en el vector de estado exige extender la matriz Jacobiana tradicional. Esta ampliación no es únicamente una modificación estructural, sino la formalización del acoplamiento entre fenómenos eléctricos y térmicos. Las nuevas submatrices incorporadas permiten cuantificar cómo las variaciones térmicas afectan los flujos de potencia y, de manera recíproca, cómo el estado eléctrico influye en la temperatura de los conductores.

En términos prácticos, el modelo desarrollado ofrece una herramienta de análisis más robusta para estudios de operación y planeación. Al considerar explícitamente la influencia de las condiciones ambientales sobre la impedancia de las líneas y, por tanto, sobre la distribución de flujos y pérdidas, se obtiene una estimación más realista de los límites operativos de la red. Esto resulta particularmente relevante en escenarios de alta demanda o condiciones climáticas adversas, donde los efectos térmicos pueden modificar significativamente la capacidad efectiva de transmisión.

En conjunto, la formulación presentada sienta las bases para analizar de manera rigurosa la interacción electro-térmica en sistemas de potencia. A partir de este marco completamente acoplado pueden derivarse posteriormente estrategias de simplificación o análisis comparativo, manteniendo como referencia un modelo que representa de forma integral la física del problema.

Casos de Estudio

3.1. Introducción

Con el objetivo de examinar el desempeño numérico y la validez operativa del algoritmo de flujo de potencia dependiente de temperatura en su versión completamente acoplada, se llevaron a cabo simulaciones en distintos sistemas eléctricos de referencia reconocidos en la literatura. La selección de estos sistemas permite establecer comparaciones rigurosas entre los resultados obtenidos mediante el modelo establecido de FPDT-CA y aquellos derivados de estudios de flujos de potencia convencionales, tales como el flujo de potencia de Newton-Raphson estándar. De igual manera, se busca identificar el impacto de la temperatura en las condiciones operativas del sistema eléctrico, particularmente en variables como las pérdidas de potencia, el incremento de la resistencia en líneas de transmisión y las temperaturas de los conductores eléctricos.

3.2. Casos de Estudio

Como parte del proceso de validación del modelo descrito en las siguientes secciones, se presentan los resultados obtenidos al analizar cuatro sistemas de prueba ampliamente documentados. El análisis se centra en la convergencia numérica, la sensibilidad de las soluciones ante condiciones climáticas y la comparación con los resultados obtenidos mediante métodos convencionales.

Todas las pruebas y simulaciones de los cuatro sistemas eléctricos se realizaron en una computadora personal equipada con un procesador Intel Core i7-3630QM a 2.40 GHz, 6 GB de memoria RAM, una unidad de estado sólido SSD ADATA SU630 de 447 GB y una tarjeta gráfica NVIDIA GeForce GT 750M de 2 GB. El sistema operativo utilizado fue Windows 10 Home Single Language (64 bits), y las simulaciones se ejecutaron en MATLAB R2023b (64 bits).

3.2.1. Sistemas Eléctricos Utilizados en la Evaluación

La validación del modelo desarrollado en este capítulo se llevó a cabo mediante la simulación de distintos sistemas eléctricos de potencia ampliamente utilizados como referencias académicas. Estos sistemas se encuentran disponibles en la biblioteca MATPOWER [Zimmerman et al., 2011], la cual proporciona casos de prueba estandarizados para estudios relacionados con flujo de potencia, análisis de operación y evaluación de nuevas metodologías aplicadas a redes eléctricas.

El conjunto de sistemas seleccionados incluye redes de diferentes tamaños con el objetivo de examinar el desempeño del modelo bajo distintos niveles de complejidad estructural. En primer lugar, se empleó una versión modificada del sistema IEEE de 30 nodos que considera restricciones asociadas a la capacidad de transmisión de las líneas. Este sistema cuenta con 41 líneas de transmisión y es comúnmente utilizado como caso base para validar algoritmos en redes de pequeña escala.

También se consideró el sistema de prueba de Nueva Inglaterra, compuesto por 39 nodos y 46 líneas de transmisión. Este sistema representa un modelo simplificado de una red de potencia real y ha sido utilizado extensamente en estudios relacionados con estabilidad, operación y análisis de contingencias.

Con el propósito de incorporar un caso de tamaño intermedio, se incluyó el sistema IEEE de 57 nodos, el cual contiene 80 líneas de transmisión. Este sistema se basa en información histórica del sistema eléctrico de American Electric Power ubicado en la región del medio oeste de los Estados Unidos y refleja condiciones operativas características de principios de la década de 1960.

Finalmente, para analizar el comportamiento del modelo en redes de gran dimensión, se utilizó un sistema de 2736 nodos que representa la red de transmisión de Polonia bajo condiciones de demanda máxima registradas durante el verano del año 2004. Este sistema contiene 3269 líneas de transmisión, lo que lo convierte en un caso adecuado para estudiar el desempeño computacional del modelo en sistemas de gran escala.

El uso conjunto de estos cuatro sistemas permite evaluar la aplicabilidad del modelo propuesto tanto en redes relativamente pequeñas como en sistemas eléctricos complejos, proporcionando así un panorama amplio sobre su comportamiento y capacidad de escalamiento.

3.2.2. Normalización de Variables

Con el fin de mantener coherencia numérica entre los diferentes sistemas analizados, todas las variables eléctricas se expresaron en unidades por unidad (p.u.). Este tipo de normalización es una práctica común en el análisis de sistemas de potencia, ya que simplifica la formulación matemática y permite comparar resultados obtenidos en redes con características distintas.

En este trabajo se adoptó una potencia base de $S_{\text{Base}} = 100 \text{ MW}$ para la representación de las magnitudes eléctricas. De manera análoga, para el análisis térmico se definió una temperatura base del sistema de $T_{\text{Base}} = 100^\circ\text{C}$. Estas referencias permiten mantener consistencia en los cálculos y facilitan la interpretación de los resultados obtenidos en los distintos casos de estudio [Frank et al., 2013].

3.2.3. Supuestos Para la Modelación Térmica de las Líneas

Los archivos de datos proporcionados por MATPOWER contienen principalmente información eléctrica asociada a las redes de transmisión, como impedancias, límites de flujo y parámetros de generación. Sin embargo, dichos archivos no incluyen de manera explícita varios

de los parámetros térmicos necesarios para realizar un análisis electro-térmico detallado de las líneas de transmisión.

Debido a esta limitación, fue necesario introducir ciertas consideraciones adicionales que permitieran completar la formulación del modelo térmico utilizado en este trabajo. Estas hipótesis se adoptaron con el objetivo de mantener una representación físicamente consistente del comportamiento térmico de los conductores.

En primer lugar, las líneas de transmisión se modelaron mediante una representación térmica equivalente basada en una resistencia térmica efectiva. Este enfoque permite relacionar el incremento de temperatura del conductor con las pérdidas resistivas generadas por el flujo de corriente, siguiendo la relación presentada en la ecuación (2.6), la cual describe el balance térmico en condiciones de estado estacionario.

Asimismo, se asumió que los conductores presentes en todas las líneas corresponden a aluminio estirado en frío. Para este material se adoptó un parámetro térmico característico de $T_F = 228.1^\circ\text{C}$, valor que se reporta frecuentemente en estudios relacionados con el comportamiento térmico de conductores en sistemas de transmisión.

En cuanto a las condiciones ambientales, se consideró una temperatura ambiente uniforme de 25°C para todas las líneas del sistema. Esta condición inicial se empleó como referencia para el análisis térmico realizado en los distintos casos de estudio.

Adicionalmente, se estableció que el incremento térmico nominal permitido para los conductores es de $T_{\text{RatedRise}} = 25^\circ\text{C}$ por encima de la temperatura ambiente. Este parámetro define el margen térmico de operación asociado a las condiciones nominales de funcionamiento de las líneas.

Finalmente, la pérdida nominal en cada línea se estimó mediante la expresión $P_{\text{RatedLoss}} = I^2 R$. En esta relación, la corriente I se calcula considerando una tensión de operación de 1.0 p.u., de modo que la potencia aparente transferida coincida con el límite de capacidad en MVA especificado para cada línea en los datos del sistema. Esta aproximación permite establecer un vínculo entre la información eléctrica disponible y la formulación térmica utilizada en el modelo.

3.3. Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red IEEE de 30 Nodos

Para la aplicación del algoritmo completamente acoplado del flujo de potencia dependiente de temperatura se considera el sistema IEEE de 30 nodos mostrado en la Figura 3.1, los datos e información de este caso de estudio se encuentran disponibles en [MATPOWER, 2015b]. Además, pueden ser consultados mediante el código QR correspondiente incluido en el Apéndice B.1 para facilitar el acceso a los archivos y resultados relacionados. Así mismo, se consideraron parámetros térmicos uniformes: una temperatura ambiente de 25°C y un incremento térmico nominal $T_{\text{RatedRise}} = 25^\circ\text{C}$, los demás parámetros se especifican previamente.

Las Tablas 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 presentan de manera ordenada los principales resultados obtenidos para el sistema IEEE de 30 nodos. En la primera se muestran los valores de convergencia asociados a cada iteración del algoritmo. La segunda recoge los resultados nodales del sistema después de aplicar el FPDT-CA. La tercera Tabla reporta el error medio absoluto (MAE) entre el flujo de potencia convencional y el dependiente de temperatura. Posteriormente, la cuarta Tabla presenta los flujos de potencia activa y reactiva calculados entre nodos, especificando los valores desde el nodo de envío hacia el nodo de recepción.

Finalmente, en la Tabla 3.5, se muestra la comparación entre los resultados del flujo de potencia convencional y el modelo completamente acoplado dependiente de temperatura. Cabe señalar que no todas las líneas fueron modeladas como dependientes de la temperatura debido a la falta de información térmica completa. En particular, aquellas con resistencia eléctrica inicial nula se excluyeron del análisis térmico, lo cual se refleja en la tabla mediante espacios en blanco.

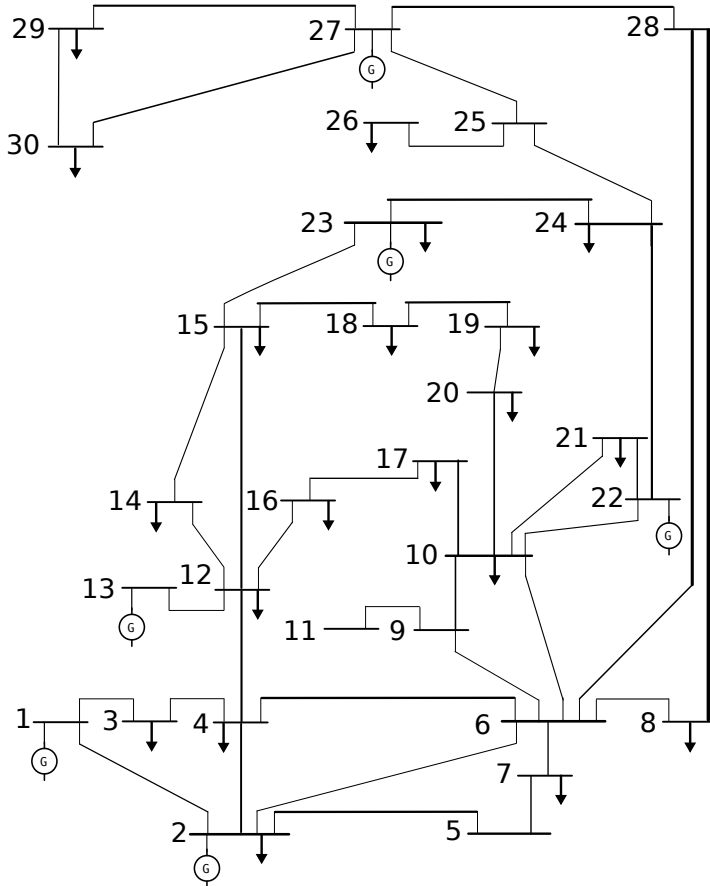


Figura 3.1: Sistema de IEEE-30 nodos [Aguila Téllez, 2021].

3.3.1. Resultados de Convergencia

En la Figura 3.2 se presenta la evolución del máximo desajuste por iteración; también se muestra el tiempo de solución del sistema, con valor de 0.31 *seg*. Tal como se aprecia en la Tabla 3.1, el algoritmo converge exitosamente en 5 iteraciones comenzando desde la iteración 0, alcanzando un desajuste menor que 10^{-9} ; además se muestran los resultados de máximo desajuste de cada iteración. Esta convergencia es consistente con el buen acondicionamiento del sistema IEEE de 30 nodos y valida la estabilidad numérica del modelo de flujo de potencia dependiente de temperatura para redes de tamaño medio.

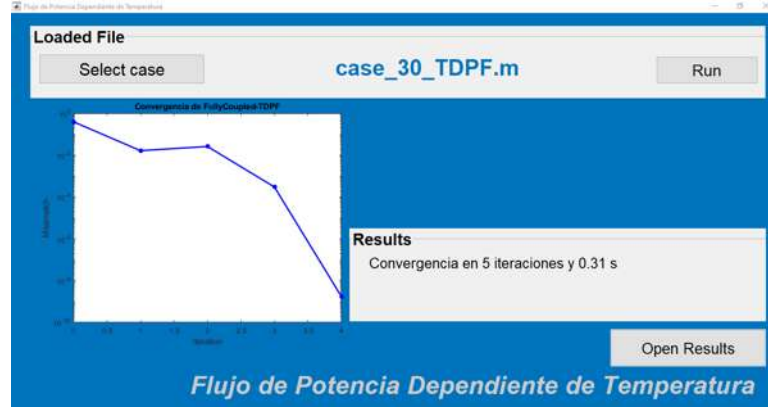


Figura 3.2: Convergencia del sistema de IEEE-30 nodos.

Tabla 3.1: Convergencia iterativa FPDT-CA de la red IEEE-30 nodos.

Iteración	Máximo desajuste
Iteración 0	3.927×10^{-1}
Iteración 1	1.635×10^{-2}
Iteración 2	2.592×10^{-2}
Iteración 3	2.986×10^{-4}
Iteración 4	1.723×10^{-9}

En [Frank et al., 2013] se reporta que, para este mismo caso de estudio, el algoritmo de flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado converge en 4 iteraciones con un tiempo de cómputo aproximado de 0.063 *seg*. En comparación, el modelo implementado en este trabajo alcanza la convergencia en 5 iteraciones con un tiempo de solución de 0.31 *seg*. Aunque el número de iteraciones y el tiempo de cómputo son ligeramente mayores, los resultados obtenidos mantienen un comportamiento de convergencia similar al reportado en la literatura, alcanzando niveles de desajuste del orden de 10^{-9} .

Estas diferencias pueden atribuirse principalmente a las condiciones de implementación, el entorno computacional utilizado y los criterios de tolerancia adoptados en cada estudio. No obstante, la similitud en el número de iteraciones y en el comportamiento de la convergencia confirma la correcta implementación del modelo de flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado.

3.3.2. Resultados Nodales

Las condiciones iniciales del sistema IEEE de 30 nodos utilizadas en este estudio corresponden al caso de prueba disponible en la librería MATPOWER [Zimmerman et al., 2011; MATPOWER, 2015b].

3. CASOS DE ESTUDIO

En la Tabla 3.2 se presentan los resultados nodales del sistema IEEE de 30 nodos obtenidos tras la ejecución del flujo de potencia dependiente de temperatura. El nodo 1, designado como slack, conserva sus condiciones de referencia con una magnitud de voltaje de 1.0 p.u. y un ángulo de 0° , asegurando el balance global del sistema mediante la absorción de desbalances de potencia activa y reactiva.

En términos de magnitudes de voltaje, se observa que la mayoría de los nodos permanecen dentro de los límites operativos aceptables, con valores entre 0.9603 p.u. y 1.0 p.u.. Sin embargo, algunos nodos de carga como los nodos 7, 8, 18, 19 y 30 presentan tensiones por debajo de 0.97 p.u., lo cual refleja una mayor sensibilidad frente al incremento de pérdidas en las líneas ocasionado por el efecto térmico. Este descenso generalizado confirma que el aumento de la resistencia eléctrica impacta directamente en el perfil de tensiones del sistema.

Respecto a los ángulos de voltaje, se aprecia una distribución decreciente en la mayoría de los nodos, alcanzando -3.96° en el nodo 19. Este comportamiento refleja el flujo de potencia activa desde las unidades generadoras hacia las cargas. Cabe destacar el nodo 13, que adquiere un ángulo positivo de 1.476° , lo que indica su papel relevante como nodo de generación dentro de la red.

En cuanto a la potencia activa, los valores de generación se mantienen constantes en los nodos que actúan como generadores, tal como se estableció en la formulación del problema. En este caso, los nodos 2, 13, 22, 23 y 27 sostienen sus aportaciones de potencia activa, mientras que el nodo slack equilibra el sistema al absorber las discrepancias del flujo de potencia.

Por último, en la potencia reactiva se observan variaciones importantes, particularmente en los nodos 2, 13, 22 y 27, que presentan inyecciones considerables para sostener los perfiles de voltaje. Se destaca el nodo 1 (slack), que registra un valor negativo de $Q_{gen} = -0.995 \text{ MVAr}$, lo cual indica absorción de potencia reactiva. Este comportamiento no implica una anomalía, sino que es coherente con su función de nodo de referencia y con la necesidad de compensar el balance reactivo del sistema ante el incremento de la resistencia de las líneas debido al efecto térmico.

Tabla 3.2: Resultados nodales de la red IEEE-30 nodos obtenidos con el FPDT-CA.

Bus	V (pu)	Ángulo (°)	Pgen (MW)	Qgen (MVar)
1	1.0000	0.000	26.027	-0.995
2	1.0000	-0.417	60.970	31.995
3	0.9831	-1.523	0.000	0.000
4	0.9800	-1.796	0.000	0.000
5	0.9824	-1.866	0.000	0.000
6	0.9731	-2.269	0.000	0.000
7	0.9673	-2.653	0.000	0.000
8	0.9603	-2.711	0.000	0.000
9	0.9804	-3.001	0.000	0.000
10	0.9843	-3.381	0.000	0.000
11	0.9804	-3.001	0.000	0.000
12	0.9854	-1.537	0.000	0.000
13	1.0000	1.476	37.000	11.396
14	0.9766	-2.308	0.000	0.000
15	0.9801	-2.310	0.000	0.000
16	0.9773	-2.646	0.000	0.000
17	0.9767	-3.397	0.000	0.000
18	0.9681	-3.479	0.000	0.000
19	0.9650	-3.960	0.000	0.000
20	0.9689	-3.874	0.000	0.000
21	0.9932	-3.495	0.000	0.000
22	1.0000	-3.410	21.590	39.669
23	1.0000	-1.592	19.200	7.814
24	0.9885	-2.634	0.000	0.000
25	0.9901	-1.689	0.000	0.000
26	0.9720	-2.136	0.000	0.000
27	1.0000	-0.827	26.910	10.549
28	0.9746	-2.264	0.000	0.000
29	0.9793	-2.124	0.000	0.000
30	0.9675	-3.037	0.000	0.000

Posteriormente, con el fin de analizar de manera más clara el comportamiento eléctrico del sistema IEEE de 30 nodos, en las Figuras 3.3 a 3.6 se ilustran los perfiles de magnitud y ángulo de voltaje, así como las diferencias absolutas respecto al flujo de potencia convencional. Estas

3. CASOS DE ESTUDIO

representaciones gráficas permiten identificar tendencias, nodos críticos y el impacto específico de la dependencia térmica en el sistema.

En la Figura 3.3 se muestra el perfil de magnitudes de voltaje del sistema IEEE de 30 nodos bajo el FPDT-CA. Los valores se mantienen en el rango de 0.96 p.u. a 1.0 p.u., lo cual indica que el sistema opera dentro de los límites aceptables. No obstante, se observa que algunos nodos, particularmente en las zonas 7-9 y 18-20, presentan caídas de tensión más pronunciadas debido al incremento de las pérdidas resistivas ocasionado por la dependencia térmica.

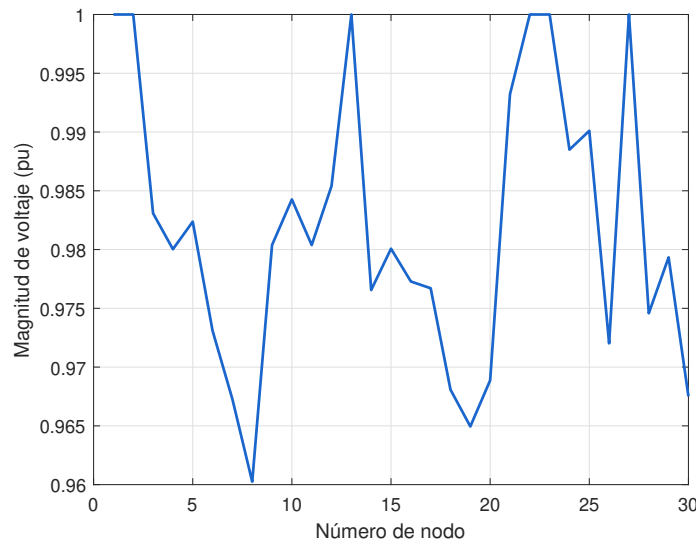


Figura 3.3: Perfil de magnitud de voltaje de la red de IEEE-30 nodos.

La Figura 3.4 presenta el perfil de ángulos de voltaje en grados. En general, se aprecia una tendencia decreciente conforme se aleja el flujo desde el nodo slack hacia los nodos de carga, con valores que oscilan entre 0° y -4° . Este comportamiento es característico de la transferencia de potencia activa en el sistema. Sin embargo, se identifican desviaciones positivas alrededor del nodo 13, asociadas a la influencia de generación local y al balance de potencia reactiva en esa zona de la red.

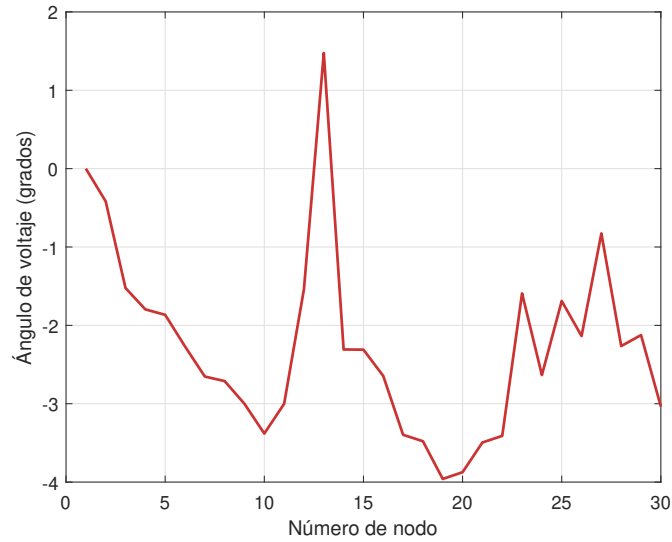


Figura 3.4: Perfil de ángulo de voltaje de la red de IEEE-30 nodos.

En la Figura 3.5 se representan las diferencias absolutas de magnitud de voltaje entre el flujo de potencia convencional y el dependiente de temperatura. Se observa que la mayoría de los nodos presentan variaciones entre 0.01 y 0.03 p.u., lo cual confirma que el efecto térmico, aunque moderado, es relevante. Destacan los nodos 7 y 20 con cambios cercanos a 0.04 p.u., evidenciando que los puntos más alejados de generación o con mayores niveles de carga son los más afectados por la variación de resistencia debida a la temperatura.

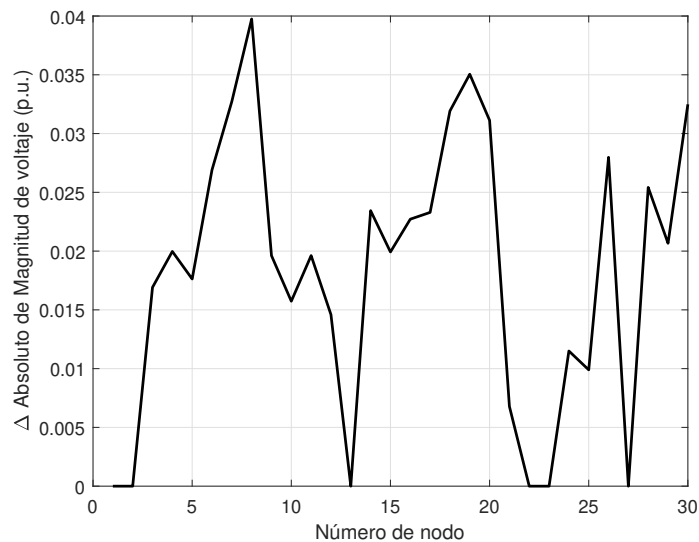


Figura 3.5: Δ Absoluto de magnitud de voltaje de la red de IEEE-30 nodos.

3. CASOS DE ESTUDIO

Finalmente, la Figura 3.6 muestra las diferencias absolutas en los ángulos de voltaje. A diferencia de las magnitudes, los ángulos presentan variaciones más notorias, alcanzando valores de hasta 4°. Esto se debe a que el ángulo es más sensible a las modificaciones en los flujos de potencia activa y en la redistribución de corrientes por las líneas, las cuales cambian significativamente al considerar la dependencia térmica de la resistencia.

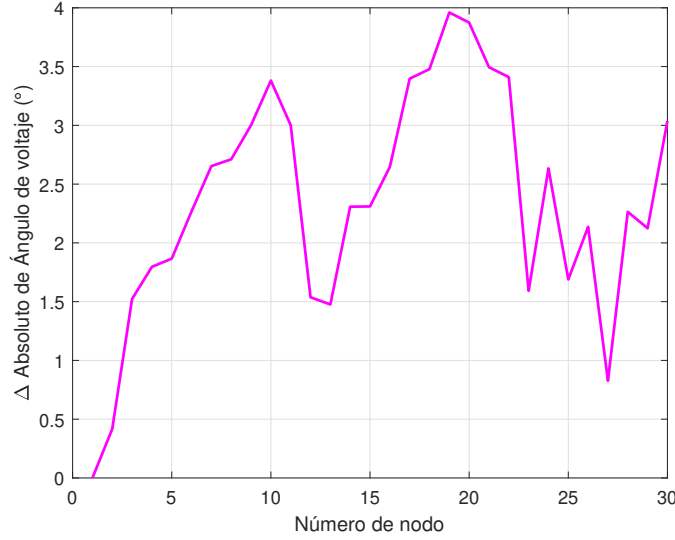


Figura 3.6: Δ Absoluto de ángulo de voltaje de la red de IEEE-30 nodos.

Por otra parte, el Mean Absolute Error (MAE) es una métrica estadística utilizada para cuantificar la diferencia promedio absoluta entre dos conjuntos de valores. En el contexto del FPDT, el MAE permite evaluar la discrepancia promedio entre los resultados obtenidos con el flujo de potencia dependiente de temperatura y el flujo de potencia convencional, tanto en términos de magnitud de voltaje como en ángulos de voltaje. Esta métrica se define según la ecuación (3.2), donde valores bajos indican que ambos métodos producen resultados similares, condición deseable para validar la precisión y robustez del algoritmo aplicado. Los valores calculados se presentan en la Tabla 3.3, donde se observa que la diferencia promedio en magnitudes de voltaje es de apenas 0.018 p.u., mientras que en los ángulos de voltaje asciende a 2.36°, confirmando que los principales efectos del FPDT se reflejan en la redistribución angular del sistema eléctrico.

$$\text{MAE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i^{\text{FPDT}} - y_i^{\text{FP}}| \quad (3.1)$$

donde:

n Número de nodos del sistema.

y_i^{FPDT} Resultado en el nodo i del flujo de potencia dependiente de temperatura.

y_i^{FP} Resultado en el nodo i del flujo de potencia convencional.

Tabla 3.3: Error Medio Absoluto (MAE) entre FPDT y FP Convencional.

Variable	MAE
Magnitud de Voltaje (p.u.)	0.018189
Ángulo de Voltaje (grados)	2.360506

3.3.3. Resultados de Flujos de Potencia

La Tabla 3.4 presenta los flujos de potencia activa y reactiva calculados en cada trayectoria del sistema IEEE de 30 nodos bajo el modelo FPDT-CA. En primer lugar, puede notarse que las potencias P_{from} y P_{to} muestran valores de magnitud similar y signo opuesto, lo que refleja la conservación de potencia entre los extremos de cada enlace y evidencia únicamente las pérdidas asociadas a la resistencia de los conductores. Un patrón equivalente se aprecia en la potencia reactiva, donde las discrepancias entre terminales responden al efecto de la reactancia y la susceptancia de las líneas de transmisión.

En cuanto a la potencia activa, destacan las transferencias en enlaces cercanos a nodos generadores. La conexión 1–3 transporta alrededor de 15 MW, mientras que la rama 2–6 conduce poco más de 20 MW, lo que subraya la relevancia de estas trayectorias en la alimentación de las zonas de carga. Otro caso sobresaliente es la línea 12-13, que registra 37 MW desde el nodo 12 hacia el 13, en concordancia con la función de este último como barra de generación. De forma similar, la interconexión 21–22 transmite aproximadamente 20 MW, confirmando la fuerte interacción energética entre ambos nodos.

Respecto a la potencia reactiva, se identifican intercambios elevados en varios enlaces, particularmente en 6–8 y 21–22, con transferencias superiores a 20 MVAr. Estos valores revelan corrientes significativas de compensación destinadas a sostener los perfiles de tensión, una condición que se intensifica bajo el modelo dependiente de temperatura, ya que el incremento de pérdidas activas exige mayor soporte reactivo. También las trayectorias 1–3 y 2–4 superan los 5 MVAr, lo que pone de manifiesto la participación de los generadores no solo en el suministro de potencia activa, sino también en el control de la tensión del sistema.

Asimismo, se registran flujos reactivos negativos en algunas conexiones, como 19–20, 4–12 o 14–15. Este comportamiento indica que la dirección predominante de la potencia reactiva se invierte respecto al flujo activo, fenómeno característico en sistemas de transmisión donde la redistribución de cargas y la ubicación de las unidades generadoras provocan que ciertas ramas actúen absorbiendo potencia reactiva (comportamiento inductivo) o, en otros casos, inyectándola al sistema (comportamiento capacitivo).

Finalmente, se observan trayectorias sin intercambio de potencia, como la conexión 9–11, lo cual corresponde a la ausencia de transferencia bajo las condiciones de operación simuladas. En conjunto, los resultados evidencian que el modelo FPDT-CA no solo afecta la magnitud de las tensiones nodales, sino que también redistribuye los flujos entre las ramas, incrementa la demanda de soporte reactivo y modifica la dirección de algunos intercambios dentro de la red.

3. CASOS DE ESTUDIO

Tabla 3.4: Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de IEEE-30.

De	A	P_{from} (MW)	Q_{from} (MVar)	P_{to} (MW)	Q_{to} (MVar)
1	2	10.9282	-3.6012	-10.9017	3.6806
1	3	15.0989	5.1065	-14.9717	-4.6238
2	4	16.0778	6.2033	-15.8985	-5.6985
3	4	12.5717	4.3902	-12.5533	-4.3168
2	5	13.7998	5.5167	-13.6893	-5.0750
2	6	20.2941	8.3948	-20.0017	-7.5266
4	6	22.5294	11.3991	-22.4626	-11.1336
5	7	13.6893	6.7059	-13.5683	-6.4170
6	7	9.2630	3.6310	-9.2317	-3.5474
6	8	24.8992	24.3050	-24.7552	-23.7936
6	9	5.8103	-3.3400	-5.8103	3.4396
6	10	3.3202	-1.9086	-3.3202	1.9953
9	11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9	10	5.8103	-3.4396	-5.8103	3.4918
4	12	-1.6776	-2.0234	1.6776	2.0421
12	13	-37.0000	-9.2975	37.0000	11.3959
12	14	5.3907	0.8936	-5.3537	-0.8136
12	15	9.4624	-1.0266	-9.3966	1.1479
12	16	9.2693	-0.1115	-9.1890	0.2885
14	15	-0.8463	-0.7864	0.8494	0.7892
16	17	5.6890	-2.0885	-5.6578	2.1616
15	18	9.1606	0.7077	-9.0609	-0.5143
18	19	5.8609	-0.3857	-5.8385	0.4335
19	20	-3.6615	-3.8335	3.6706	3.8547
10	20	5.9238	4.6782	-5.8706	-4.5547
10	17	3.3658	8.0241	-3.3422	-7.9616
10	21	-2.2579	-11.6045	2.3018	11.7055
10	22	-3.7011	-8.5848	3.7648	8.7201
21	22	-19.8018	-22.9055	19.9030	23.0914
15	23	-8.8135	-5.1447	8.9262	5.3616
22	24	-2.0777	7.8573	2.1589	-7.7384
23	24	7.0738	0.8520	-7.0066	-0.7149
24	25	-3.8522	1.7924	3.8876	-1.7314
25	26	3.5467	2.3705	-3.5000	-2.3000
25	27	-7.4343	-0.6391	7.4980	0.7584
28	27	-6.1107	-6.1167	6.1107	6.4315
27	29	6.1795	1.6955	-6.0878	-1.5230
27	30	7.1218	1.6635	-6.9474	-1.3426
29	30	3.6878	0.6230	-3.6526	-0.5574
8	28	-5.2448	-5.2843	5.2811	5.4045
6	28	-0.8285	-2.1335	0.8297	2.1368

3.3.4. Comparación de Flujos de Potencia Convencional y Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura de la red de IEEE-30 Nodos

La Tabla 3.5 presenta una comparación entre los resultados del flujo de potencia convencional y el flujo de potencia dependiente de temperatura para el sistema IEEE de 30 nodos. En ella se incluyen las variaciones de resistencia de las líneas, el nivel de carga, el flujo de potencia aparente y las pérdidas activas en ambos modelos.

En primer lugar, se aprecia que la resistencia de las líneas aumenta de manera sistemática bajo el modelo FPDT-CA, con incrementos que varían desde valores marginales de 0.05 % hasta casos extremos de 12.64 %. Este último corresponde a la línea 6-8, donde el efecto de la temperatura provoca un cambio considerable en la resistencia inicial, lo que repercute de forma directa en las pérdidas. Situaciones similares se observan en las líneas 21-22 (8.88 %) y 15-23 (3.96 %), que experimentan variaciones notables en comparación con otras ramas del sistema.

Respecto al nivel de carga de las líneas, se identifican casos críticos que superan el 50 % de utilización, tales como las ramas 12-13 (58.69 %), 15-23 (63.78 %) y 6-8 (108.74 %). Estos valores reflejan trayectorias con altos niveles de transferencia de potencia y, por lo tanto, mayor exposición a los efectos térmicos. De hecho, la línea 6-8 constituye el caso más representativo, pues no solo registra la mayor carga del sistema, sino que también presenta el cambio porcentual más alto en resistencia y un incremento en pérdidas de 12.44 %.

En cuanto a las pérdidas de potencia activa, la mayoría de las líneas muestran incrementos moderados bajo el modelo FPDT-CA, típicamente inferiores al 2 %. Ejemplos de este comportamiento son las ramas 2-5 (0.30 %), 12-15 (0.38 %) y 24-25 (0.89 %), donde el aumento de pérdidas es pequeño pero consistente con el incremento en la resistencia eléctrica. Sin embargo, destacan ciertos casos con aumentos más pronunciados, como la línea 21-22 (8.70 %), la 15-23 (3.05 %), la 22-24 (3.62 %) y la 15-18 (3.08 %), que evidencian una redistribución del flujo de potencia hacia trayectorias que resultan más penalizadas por el efecto térmico.

Un aspecto particular se observa en las líneas 6-7 y 14-15, que presentan ligeras reducciones en las pérdidas (-0.06 % y -1.31 %, respectivamente), lo cual se debe a una redistribución del flujo que atenúa el transporte de potencia en esas trayectorias específicas. También resulta relevante la línea 6-28, que muestra una disminución de pérdidas de -6.14 %, caso atípico dentro de la red y atribuible a una menor utilización relativa de esta rama en el escenario dependiente de temperatura.

Finalmente, el análisis integral evidencia que, aunque la mayoría de las líneas experimenta cambios pequeños en resistencia y pérdidas, existen trayectorias críticas donde la influencia térmica se vuelve significativa. Estas corresponden principalmente a las ramas de mayor carga, que al mismo tiempo muestran incrementos sustanciales en las pérdidas activas. En conjunto, los resultados subrayan la importancia de considerar la dependencia de la resistencia con la temperatura para obtener una representación más realista del desempeño del sistema eléctrico, particularmente en condiciones de alta transferencia de potencia.

3. CASOS DE ESTUDIO

Tabla 3.5: Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema IEEE de 30 nodos.

Líneas		Resistencia (p.u.)			Carga (%)	Flujo (MVA)	Pérdida (kW)		
Línea envío	Línea recepción	R inicial FP	R FPDT	Cambio (%)			FP	FPDT	Cambio (%)
1	2	0.02	0.020014095	0.07 %	8.85 %	11.51	26.29	26.5	0.79 %
1	3	0.05	0.05006766	0.14 %	12.26 %	15.94	126.70	127.2	0.40 %
2	4	0.06	0.06038154	0.64 %	26.51 %	17.23	178.01	179.3	0.73 %
3	4	0.01	0.010009769	0.10 %	10.24 %	13.32	18.29	18.4	0.60 %
2	5	0.05	0.050058812	0.12 %	11.43 %	14.86	110.26	110.6	0.30 %
2	6	0.06	0.060622128	1.04 %	33.79 %	21.96	289.20	292.4	1.11 %
4	6	0.01	0.010074213	0.74 %	28.05 %	25.25	66.19	66.9	1.07 %
5	7	0.05	0.050221847	0.44 %	21.78 %	15.24	120.20	120.9	0.58 %
6	7	0.03	0.030016691	0.06 %	7.65 %	9.95	31.42	31.4	-0.06 %
6	8	0.01	0.011264371	12.64 %	108.74 %	34.8	128.06	144.0	12.44 %
6	9				10.31 %	6.7			
6	10				11.97 %	3.83			
9	11				0.00 %	0			
9	10				10.39 %	6.75			
4	12				4.04 %	2.63			
12	13				58.69 %	38.15			
12	14	0.12	0.120324804	0.27 %	17.08 %	5.46	36.82	37.0	0.48 %
12	15	0.07	0.070578047	0.83 %	29.74 %	9.52	65.55	65.8	0.38 %
12	16	0.09	0.090704682	0.78 %	28.97 %	9.27	79.54	80.3	0.96 %
14	15	0.22	0.220108168	0.05 %	7.22 %	1.16	3.14	3.1	-1.31 %
16	17	0.08	0.081095054	1.37 %	37.88 %	6.06	30.67	31.2	1.72 %
15	18	0.11	0.113502855	3.18 %	57.42 %	9.19	96.81	99.8	3.08 %
18	19	0.06	0.060785744	1.31 %	36.71 %	5.87	22.10	22.4	1.37 %
19	20	0.03	0.030079698	0.27 %	16.57 %	5.3	8.90	9.1	2.20 %
10	20	0.09	0.090467092	0.52 %	23.59 %	7.55	52.37	53.2	1.59 %
10	17	0.03	0.030207256	0.69 %	27.19 %	8.7	23.39	23.6	0.88 %
10	21	0.03	0.030384829	1.28 %	36.94 %	11.82	43.68	43.8	0.26 %
10	22	0.07	0.070558805	0.80 %	29.21 %	9.35	62.16	63.7	2.47 %
21	22	0.01	0.010888332	8.88 %	94.62 %	30.28	93.10	101.2	8.70 %
15	23	0.1	0.103958015	3.96 %	63.78 %	10.21	109.36	112.7	3.05 %
22	24	0.12	0.122849503	2.37 %	50.80 %	8.13	78.27	81.1	3.62 %
23	24	0.13	0.132359495	1.81 %	44.53 %	7.12	66.28	67.2	1.39 %
24	25	0.19	0.191240673	0.65 %	26.55 %	4.25	34.99	35.3	0.89 %
25	26	0.25	0.25164043	0.66 %	26.66 %	4.27	46.39	46.7	0.66 %
25	27	0.11	0.112238482	2.03 %	46.64 %	7.46	62.56	63.7	1.82 %
28	27				13.30 %	8.65			
27	29	0.22	0.223218504	1.46 %	40.05 %	6.41	90.10	91.7	1.78 %
27	30	0.32	0.326125406	1.91 %	45.71 %	7.31	171.30	174.4	1.81 %
29	30	0.24	0.241235486	0.51 %	23.38 %	3.74	34.88	35.2	0.93 %
8	28	0.06	0.060318331	0.53 %	23.27 %	7.45	35.62	36.3	1.90 %
6	28	0.02	0.020009718	0.05 %	7.15 %	2.29	1.17	1.1	-6.14 %

La Tabla 3.6 compara las pérdidas totales del sistema IEEE de 30 nodos obtenidas con el

flujo de potencia convencional y con el flujo dependiente de temperatura. Se observa que las pérdidas aumentan de 24.43 kW a 24.97 kW, lo que representa un incremento del 2.19 %. Este resultado confirma que la incorporación de la dependencia térmica de la resistencia provoca un mayor nivel de pérdidas activas en el sistema, efecto esperado por el aumento de la resistencia de las líneas al considerar la influencia de la temperatura.

En [Frank et al., 2013] se reportan resultados similares para este mismo caso de estudio. En dicho trabajo se obtiene un valor de pérdidas de potencia de 24.40 kW utilizando el flujo de potencia convencional, mientras que al aplicar el flujo de potencia dependiente de temperatura se reporta un valor de 25 kW, lo que representa un incremento del 2.18 %. Al comparar estos valores con los obtenidos en este trabajo (24.43 kW y 24.97 kW, respectivamente), se observa una muy buena concordancia entre ambos estudios, tanto en magnitud de las pérdidas como en el porcentaje de incremento. Esta similitud valida la consistencia del modelo implementado y confirma que el efecto térmico considerado en el cálculo de la resistencia de las líneas produce un aumento en las pérdidas activas del sistema, comportamiento que coincide con lo reportado en la literatura especializada.

Tabla 3.6: Comparación de pérdidas totales entre métodos de la red IEEE-30 nodos.

Método	Pérdidas Totales (kW)
FP Convencional	24.4377
FPDT-CA	24.9720
Incremento	2.19 %

La Figura 3.7 ilustra el porcentaje de variación en las pérdidas de potencia por cada línea del sistema IEEE de 30 nodos al comparar el flujo de potencia convencional con el FPDT-CA. Se observa que, aunque en la mayoría de las líneas el incremento en pérdidas es reducido y de pocos puntos porcentuales, existen ramas específicas con aumentos significativamente mayores, como la línea 6-8, que resalta por presentar un incremento abrupto debido a su alta carga y sensibilidad térmica. Por otro lado, se observan casos en los que las pérdidas resultan menores al comparar ambos métodos de flujo, como en la línea 6-28. Este comportamiento, aunque contrario a lo esperado por el incremento de la resistencia eléctrica debido a la temperatura, se explica porque la redistribución de flujos en el sistema provoca una disminución del tránsito por dicho corredor, reduciendo así sus pérdidas.

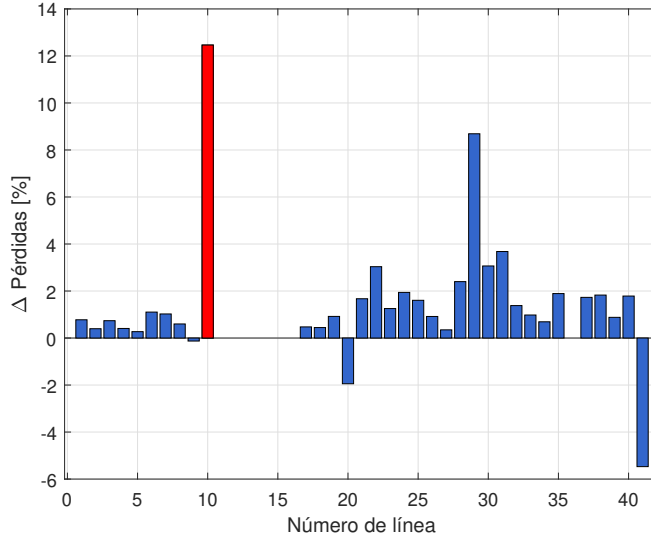


Figura 3.7: Pérdidas de potencia Δ % flujos de potencia convencional vs FPDT-CA red IEEE-30.

En conjunto, la gráfica confirma que el incremento total de pérdidas (2.19 %) mostrado en la Tabla 3.6 no se distribuye de manera uniforme, sino que se concentra en líneas con elevados niveles de transferencia de potencia, reforzando la importancia de analizar los efectos térmicos de forma desagregada para identificar trayectorias críticas dentro del sistema. La carpeta que incluye el algoritmo y los resultados de este caso de estudio se encuentra en el Apéndice B.2.

3.4. Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de Nueva Inglaterra de 39 Nodos

El sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos que se muestra en la Figura 3.8 presenta una mayor complejidad topológica en comparación con la red IEEE de 30 nodos, lo que permite analizar el comportamiento del modelo de flujo de potencia dependiente de temperatura en una red más representativa de sistemas reales, con múltiples trayectorias de flujo y generación distribuida. Los datos de este caso de estudio se encuentran disponibles en [MATPOWER, 2015c] y, además, pueden consultarse mediante el código QR incluido en el Apéndice B.1, que facilita el acceso a los archivos y resultados relacionados.

Para este estudio, se aplicaron las mismas condiciones iniciales y parámetros térmicos uniformes considerados en el caso anterior, mientras que los valores específicos se encuentran descritos en la subsección sistemas de prueba.

Las Tablas 3.7, 3.8, 3.9 y 3.10 presentan de manera ordenada los principales resultados obtenidos para el sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos al aplicar el algoritmo FPDT-CA. En

la primera se muestran los valores de convergencia del proceso iterativo. La segunda corresponde a los resultados nodales del sistema al aplicar el FPDT-CA. La tercera Tabla muestra el error medio absoluto entre el flujo de potencia convencional y el flujo de potencia dependiente de temperatura. La cuarta Tabla presenta los flujos de potencia activa y reactiva calculados entre nodos que van desde el nodo de envío al nodo de recepción.

Finalmente, la Tabla 3.11 muestra la comparación entre los resultados del flujo de potencia convencional y el FPDT-CA. Al igual que en el sistema IEEE-30, no todas las líneas fueron modeladas como dependientes de la temperatura: aquellas con resistencia inicial nula se excluyeron del análisis térmico, lo cual se refleja en la Tabla 3.11 mediante espacios en blanco.

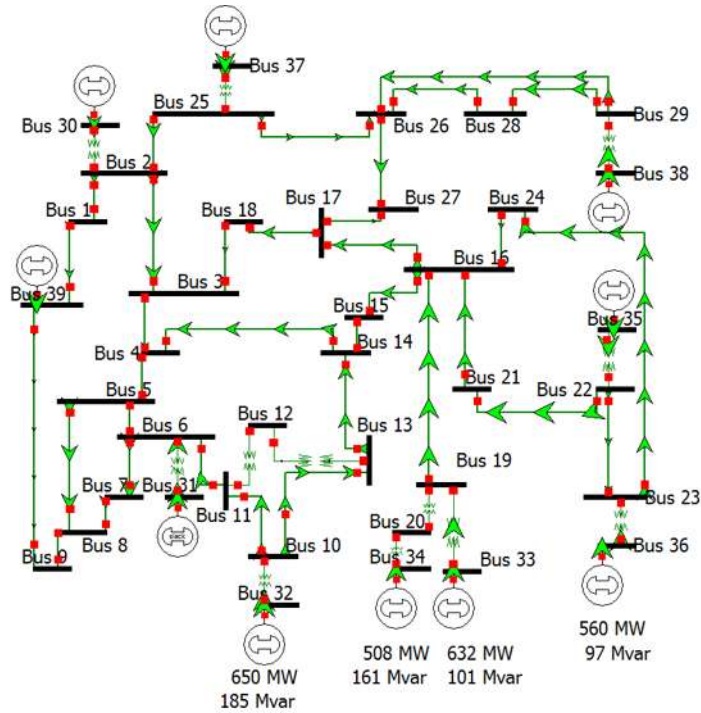


Figura 3.8: Sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos [Athay et al., 1979; Pai, 1989].

3.4.1. Resultados de Convergencia

En la Figura 3.9 se muestra la evolución del máximo desajuste por iteración; además, se muestra el tiempo de solución de la red, con valor de 0.35 *seg*. Tal como se aprecia en la Tabla 3.7, el algoritmo converge exitosamente en 5 iteraciones comenzando en la iteración 0, alcanzando un desajuste menor que 10^{-9} , así mismo se muestran los resultados de máximo desajuste de cada una de las iteraciones.

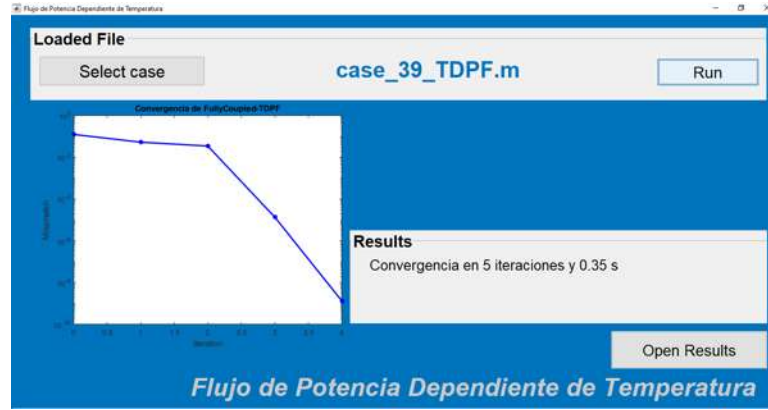


Figura 3.9: Convergencia del sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos.

Tabla 3.7: Convergencia iterativa FPDT-CA de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos.

Iteración	Máximo desajuste
Iteración 0	1.216×10^{-1}
Iteración 1	5.190×10^{-2}
Iteración 2	3.389×10^{-2}
Iteración 3	1.345×10^{-5}
Iteración 4	1.315×10^{-9}

En [Frank et al., 2013] se reporta que, para este mismo sistema de prueba, el algoritmo de flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado alcanza la convergencia en 5 iteraciones con un tiempo de cómputo aproximado de 0.094 *seg*. Al comparar estos resultados con los obtenidos en el presente trabajo, se observa que el número de iteraciones requerido para alcanzar la convergencia es el mismo, lo cual evidencia un comportamiento numérico consistente del modelo implementado. No obstante, el tiempo de solución obtenido en este estudio es de 0.35 *seg*, diferencia que puede atribuirse principalmente a factores asociados al entorno de implementación, tales como el lenguaje de programación utilizado, las características del equipo de cómputo, así como la forma en que se evalúan las ecuaciones térmicas acopladas al flujo de potencia. A pesar de estas variaciones en el tiempo de ejecución, el patrón de convergencia y el número de iteraciones coinciden con los reportados en la literatura, lo cual respalda la correcta implementación del modelo de flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado para sistemas de mayor tamaño.

3.4.2. Resultados Nodales

Las condiciones de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos utilizadas en este estudio corresponden al caso de prueba que se encuentra disponible en la librería de MATPOWER [Zimmerman et al., 2011].

En la Tabla 3.8 se presentan los resultados nodales del sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos, obtenidos después de la ejecución del algoritmo de flujo de potencia dependiente de temperatura. En este caso, el nodo 31, designado como slack, conserva sus condiciones de referencia con una magnitud de voltaje de $V = 0.9820$ p.u. y un ángulo $\delta = 0^\circ$, asegurando el equilibrio general del sistema eléctrico al compensar las variaciones residuales de potencia activa y reactiva

Con respecto a las magnitudes de voltaje, se observa en la Tabla 3.8 que la mayoría de los nodos se mantienen dentro del rango de 0.98 a 1.06 p.u., por lo que el sistema conserva perfiles adecuados de voltaje. El valor más bajo corresponde al nodo 31 con 0.982 p.u., mientras que el mayor se registra en el nodo 36 con 1.0636 p.u., esto refleja tanto la influencia de las cargas sobre el perfil de tensión como el efecto del soporte provisto por los generadores en distintas zonas de la red.

Respecto a los ángulos de voltaje, el sistema presenta una dispersión significativa que va desde -14.568° en el nodo 39 hasta $+4.432^\circ$ en el nodo 36. Los ángulos más negativos corresponden principalmente a nodos de carga, evidenciando el predominio del flujo de potencia desde las áreas de generación hacia las zonas de consumo. Por otro lado, los ángulos positivos que se encuentran en los nodos 35, 36 y 38 reflejan el papel de estos generadores en la inyección de potencia activa hacia el resto del sistema.

En cuanto a la potencia activa, los valores de generación se mantienen constantes en los nodos que actúan como generadores, de acuerdo con la formulación del problema. En este sistema destacan los nodos 30 al nodo 39, que sostienen las inyecciones de potencia activa superiores a los 500 MW en la mayoría de los casos. Entre ellos, el nodo 39 presenta una mayor aportación de potencia activa con un valor de 1000 MW, desempeñando un papel central en el equilibrio global del sistema.

De acuerdo con la potencia reactiva, se observa que los nodos 30, 31, 32, 34, 35 y 36 aportan cantidades significativas de potencia reactiva, contribuyendo al sostenimiento de los perfiles de voltaje en la red. En el nodo 37, se presenta un valor negativo de potencia reactiva de -2.037 MVar, lo cual indica absorción de potencia reactiva. Finalmente, el nodo 39, a pesar de ser el mayor generador de potencia activa, inyecta un valor moderado de 79 MVar.

3. CASOS DE ESTUDIO

Tabla 3.8: Resultados nodales de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos obtenidos con el FPDT-CA.

Bus	V (pu)	Ángulo (°)	P _{gen} (MW)	Q _{gen} (MVar)
1	1.0393	-13.572	0.000	0.000
2	1.0483	-9.824	0.000	0.000
3	1.0304	-12.311	0.000	0.000
4	1.0042	-12.655	0.000	0.000
5	1.0058	-11.216	0.000	0.000
6	1.0081	-10.431	0.000	0.000
7	0.9982	-12.779	0.000	0.000
8	0.9977	-13.360	0.000	0.000
9	1.0382	-14.208	0.000	0.000
10	1.0178	-8.196	0.000	0.000
11	1.0133	-8.961	0.000	0.000
12	1.0007	-9.024	0.000	0.000
13	1.0148	-8.956	0.000	0.000
14	1.0121	-10.744	0.000	0.000
15	1.0159	-11.379	0.000	0.000
16	1.0322	-10.069	0.000	0.000
17	1.0339	-11.152	0.000	0.000
18	1.0313	-12.022	0.000	0.000
19	1.0500	-5.449	0.000	0.000
20	0.9909	-6.861	0.000	0.000
21	1.0321	-7.664	0.000	0.000
22	1.0501	-3.219	0.000	0.000
23	1.0451	-3.417	0.000	0.000
24	1.0377	-9.950	0.000	0.000
25	1.0577	-8.398	0.000	0.000
26	1.0524	-9.473	0.000	0.000
27	1.0381	-11.397	0.000	0.000
28	1.0501	-5.964	0.000	0.000
29	1.0499	-3.205	0.000	0.000
30	1.0499	-7.409	250.000	162.736
31	0.9820	0.000	679.183	222.417
32	0.9841	-0.214	650.000	207.214
33	0.9972	-0.233	632.000	107.534
34	1.0123	-1.673	508.000	166.574
35	1.0494	1.741	650.000	210.944
36	1.0636	4.432	560.000	100.046
37	1.0275	-1.612	540.000	-2.037
38	1.0265	3.859	830.000	21.295
39	1.0300	-14.568	1000.000	79.154

Posteriormente, con el objetivo de analizar con mayor detalle el comportamiento eléctrico de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos, en las Figuras 3.10 a 3.13 se presentan los perfiles de magnitud y ángulo de voltaje, así como las diferencias absolutas respecto al flujo de potencia convencional. La representación gráfica de estos resultados facilita la identificación de varia-

ciones en los perfiles de voltaje, localización de los nodos con mayor sensibilidad a parámetros térmicos, así como la evaluación del efecto específico de la resistencia dependiente de temperatura sobre la operación de la red.

En la Figura 3.10 se muestra el perfil de magnitudes de voltaje del sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos bajo el algoritmo de FPDT-CA. Los valores se mantienen en el rango de 0.98 p.u. a 1.06 p.u., lo cual indica que el sistema opera dentro de los límites de tensión aceptables. Además, en la Figura 3.10 se observan caídas más pronunciadas en los nodos 20 y 31, que alcanzan valores cercanos a 0.99 p.u., reflejando la mayor sensibilidad de estos nodos ante el incremento de pérdidas resistivas por efecto térmico. Por otro lado, el nodo 36 presenta un valor de 1.0636 p.u., confirmando el papel de los generadores en el sostenimiento de los niveles de tensión.

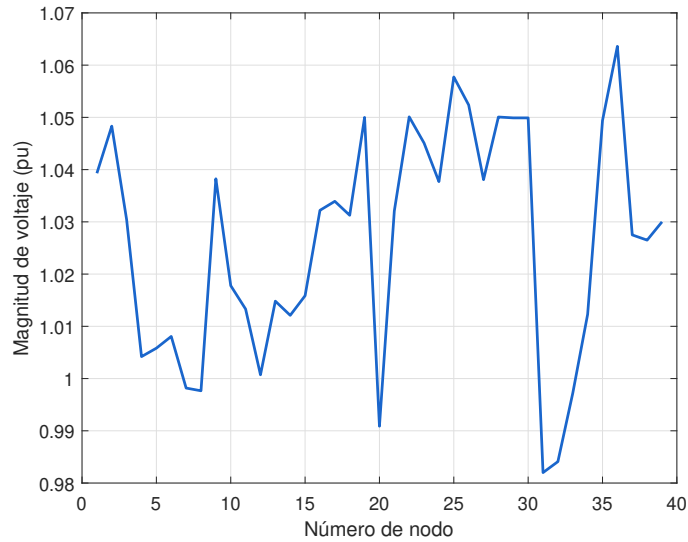


Figura 3.10: Perfil de magnitud de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos.

La Figura 3.11 presenta el perfil de ángulos de voltaje en grados. Se aprecia una dispersión angular amplia que oscila entre -14.6° para el nodo 39 y $+4.4^\circ$ para el nodo 36. Los ángulos más negativos corresponden a nodos de carga, evidenciando la transferencia predominante de potencia desde las zonas de generación hacia las áreas de consumo. Por su parte, los ángulos positivos en generadores como los nodos 35, 36 y 38 destacan su rol como principales puntos de inyección de potencia activa hacia el resto de la red.

3. CASOS DE ESTUDIO

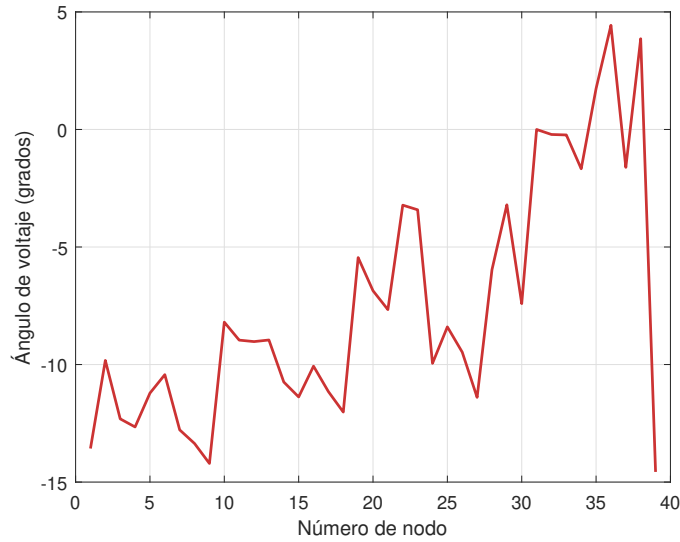


Figura 3.11: Perfil de ángulo de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos.

En la Figura 3.12 se ilustran las diferencias absolutas de magnitud de voltaje entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA. Los valores son muy pequeños del orden de 10^{-4} p.u., lo que confirma que la dependencia térmica tiene un efecto moderado sobre el perfil de tensiones. No obstante, se observan picos de hasta 3×10^{-4} p.u. en nodos como el 4, 16 y 23, evidenciando que las barras localizadas en zonas donde existe una alta transferencia de potencia resultan más sensibles a la variación de la resistencia eléctrica.

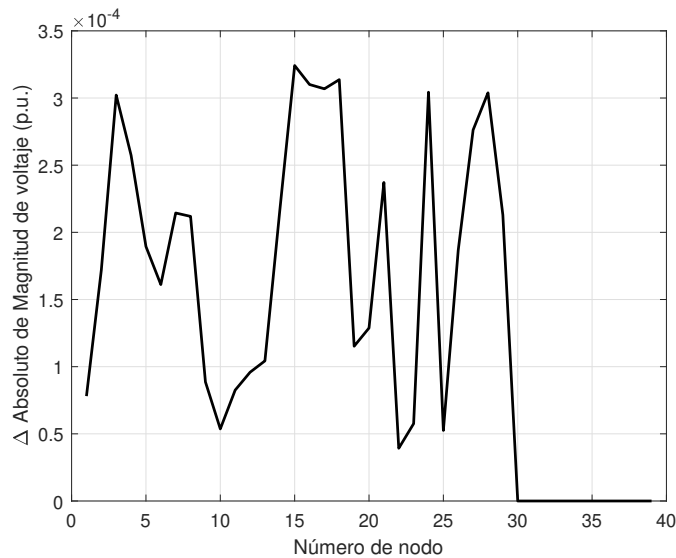


Figura 3.12: Δ Absoluto de magnitud de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos.

Finalmente, la Figura 3.13 muestra las diferencias absolutas en los ángulos de voltaje. A diferencia de las magnitudes de voltaje, los ángulos son más sensibles a la redistribución de flujos, con variaciones que alcanzan hasta 0.04° . Aunque el valor absoluto es pequeño, estas diferencias confirman que los efectos térmicos se manifiestan principalmente en la redistribución angular del sistema, en concordancia con lo observado en el caso de IEEE-30 nodos.

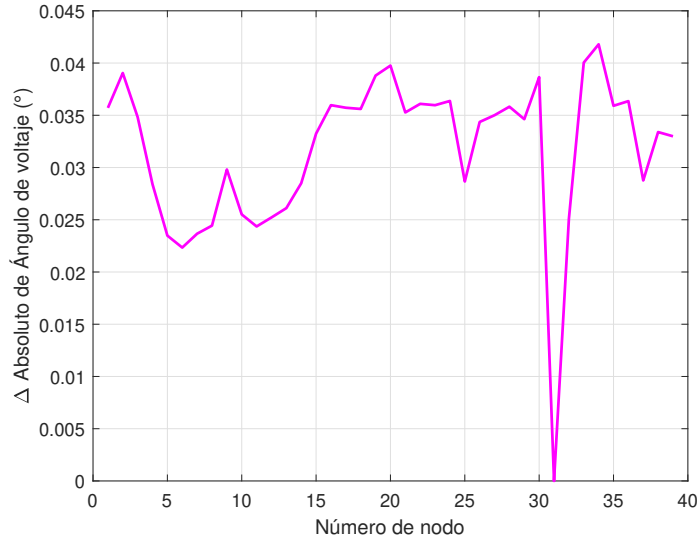


Figura 3.13: Δ Absoluto de ángulo de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos.

Los resultados del cálculo del Mean Absolute Error (MAE), definido en la ecuación (3.2), para el sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos se muestran en la Tabla 3.9. Se observa que la diferencia promedio en magnitudes de voltaje es de 1.38×10^{-4} p.u., mientras que en los ángulos de voltaje alcanza 0.0317° . Estos resultados muestran que el efecto de la dependencia térmica sobre las variables nodales es mínimo, con diferencias prácticamente imperceptibles en comparación con el flujo de potencia convencional.

Tabla 3.9: Error Medio Absoluto (MAE) entre FPDT y FP Convencional.

Variable	MAE
Magnitud de Voltaje (p.u.)	0.000138
Ángulo de Voltaje (grados)	0.031684

3.4.3. Resultados de Flujos de Potencia

En la siguiente Tabla 3.10 se observan los resultados de flujos de potencia aplicando el modelo FPDT-CA para el sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos. Esta Tabla reporta, para cada línea, los flujos de potencia desde el nodo de envío al nodo de recepción, tanto la potencia activa

3. CASOS DE ESTUDIO

como la potencia reactiva.

Se observan líneas con flujos de potencia considerablemente altos, como las líneas 29-38, 6-31, 22-35 y 19-33, las cuales transportan flujos de más de 600 MW , siendo responsables de transferencias importantes de energía en la red. Este comportamiento coincide con las líneas donde se espera mayor disipación de pérdidas por efecto Joule, derivado del incremento de temperatura del conductor. En particular, la línea 29-38 presenta un flujo desde el nodo 29 al nodo 38 de aproximadamente $-824.54 MW$, evidenciando su importancia estratégica dentro del sistema.

Además, la comparación entre los valores de P_{from} y P_{to} en cada línea permite observar la asimetría causada por las pérdidas. Por ejemplo, en la línea 1-2, la potencia activa enviada es $-173.48 MW$, mientras que la recibida es $174.46 MW$, lo que sugiere que parte de la energía se disipa como calor por el efecto de la resistencia térmica incrementada. Esta diferencia se observa también en las líneas 2-3, 5-6 y 15-16, siendo un indicativo directo del impacto del modelo térmico sobre los flujos de potencia.

En cuanto a la potencia reactiva, se pueden identificar líneas con intercambios elevados como 6-31 $-89.15 MVAr$ de envío y $217.82 MVAr$ de recepción, lo cual refleja la necesidad de soporte de voltaje y la mayor exigencia de compensación reactiva en presencia de mayores impedancias. Estos valores indican el papel activo de algunas líneas en la regulación de perfiles de voltaje.

El modelo dependiente de temperatura para flujos de potencia no solo afecta los perfiles de voltaje y la generación en los nodos, sino que también modifica significativamente los flujos línea a línea, revelando que elementos del sistema operan con mayores esfuerzos térmicos y eléctricos. Esta información resulta clave en decisiones operativas, como redistribución de cargas.

3.4 Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de Nueva Inglaterra de 39 Nodos

Tabla 3.10: Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos.

De	A	P_{from} (MW)	Q_{from} (MVar)	P_{to} (MW)	Q_{to} (MVar)
1	2	-173.4790	-2.2540	174.4610	13.7070
1	39	75.8790	36.2950	-75.8140	-34.6580
2	3	319.5700	102.5580	-318.1870	-87.0810
2	25	-244.0310	92.4070	248.4670	-87.0790
2	30	-250.0000	-148.1250	250.0000	162.7360
3	4	36.8080	124.5870	-36.6000	-121.2010
3	18	-40.6210	-3.1480	40.6380	3.3560
4	5	-198.0600	2.3260	198.3740	2.6540
4	14	-265.3410	-40.2270	265.9270	49.4400
5	6	-537.6090	-41.1790	538.1940	48.6500
5	8	339.2350	54.9740	-338.2890	-41.8990
6	7	454.0270	87.1440	-452.7350	-67.7940
6	11	-322.2380	-31.6450	322.9910	40.1040
6	31	-669.9830	-89.1460	669.9830	217.8170
7	8	218.9350	-6.6900	-218.7420	8.9050
8	9	35.0300	-113.4480	-34.7040	118.5890
9	39	28.2040	33.1900	-28.1860	-32.7510
10	11	327.5620	76.9970	-327.1120	-72.2970
10	13	322.4380	41.6490	-322.0190	-37.2610
10	32	-650.0000	-111.0940	650.0000	207.2140
12	11	-4.0920	-42.2740	4.1220	43.0670
12	13	-4.4380	-45.7260	4.4720	46.6540
13	14	317.5480	3.2330	-316.6440	6.6570
14	15	50.7170	-21.4490	-50.6640	22.0910
15	16	-269.3360	-147.3830	270.1770	155.9690
16	17	223.7780	-35.6150	-223.4370	39.9040
16	19	-450.9290	-37.1970	454.1580	74.6650
16	21	-329.4810	27.9710	330.3240	-14.1170
16	24	-42.5450	-93.7780	42.5750	94.3650
17	18	198.9020	18.0330	-198.6380	-14.9740
17	27	24.5350	-26.5240	-24.5190	26.7360
19	20	174.8100	-9.0610	-174.5900	13.3710
19	33	-628.9680	-48.8460	632.0000	107.5340
20	34	-505.4100	-116.3710	508.0000	166.5740
21	22	-604.3240	-73.6510	607.2190	122.3640
22	23	42.7810	52.2590	-42.7560	-51.8620
22	35	-650.0000	-150.3020	650.0000	210.9440
23	24	353.7790	19.2940	-351.1750	20.9330
23	36	-558.5230	-22.2370	560.0000	100.0460
25	26	65.8230	11.6340	-65.6950	-10.3440
25	37	-538.2900	66.1170	540.0000	-2.0370
26	27	257.4180	81.6790	-256.4810	-71.9990
26	28	-140.6570	22.3060	141.4480	-13.6260
26	29	-190.0660	32.2140	191.9950	-11.2410
28	29	-347.4480	42.7680	349.0480	-25.9860
29	38	-824.5430	80.7640	830.0000	21.2950

3.4.4. Comparación de Flujos de Potencia Convencional y Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura de la red de Nueva Inglaterra de 39 Nodos

La Tabla 3.11 presenta una comparación entre los resultados del flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos. En ella se incluyen las variaciones de resistencia de las líneas, el nivel de carga, el flujo de potencia aparente y las pérdidas activas en ambos modelos.

En primer lugar, se observa que la resistencia de las líneas aumenta de manera sistemática bajo el modelo FPDT-CA, con variaciones que van desde cambios marginales de 0.02 % (línea 9–39) hasta incrementos significativos cercanos o superiores al 4–5 %. Entre los casos más relevantes destacan las ramas 16–19 (5.04 %), 19–33 (4.81 %), 29–38 (4.26 %), 6–11 (4.19 %) y 21–22 (4.02 %), donde la influencia térmica sobre la resistencia es notable y repercute directamente en las pérdidas de potencia activa.

En cuanto al nivel de carga de las líneas, se identifican trayectorias críticas con utilización superior al 60 %, tales como 10–32 (73.27 %), 22–35 (74.13 %), 16–19 (75.41 %), 19–33 (70.10 %) y 29–38 (69.04 %). Estas ramas operan con transferencias elevadas y, por lo tanto, son más vulnerables a los efectos de la dependencia térmica. El caso 16–19 es ilustrativo: combina alto nivel de carga con el mayor incremento de resistencia y un aumento de pérdidas cercano al 5 %.

Respecto a las pérdidas activas, la mayoría de las ramas presenta incrementos moderados bajo el FPDT-CA, generalmente inferiores al 3 %. Ejemplos de este comportamiento se observan en 3–4 (0.05 %), 12–11 (0.34 %) y 17–18 (0.84 %). Sin embargo, hay casos con aumentos más marcados, como 16–19 (4.90 %), 19–33 (4.77 %), 29–38 (4.25 %) y 21–22 (4.04 %), que concentran los efectos más críticos del modelo dependiente de temperatura.

Un aspecto particular se aprecia en algunas ramas con ligeras reducciones de pérdidas, como 1–39 (-0.76 %), 3–18 (-0.58 %) y 9–39 (-0.56 %). Estas disminuciones se explican por una redistribución del flujo que atenúa la transferencia de potencia en esas trayectorias específicas bajo el FPDT-CA.

Finalmente, el análisis integral indica que, aunque la mayoría de las líneas muestra variaciones pequeñas en resistencia y pérdidas, existen ramas críticas que combinan altos niveles de carga con incrementos sustanciales en resistencia y pérdidas activas. Considerar la dependencia térmica de la resistencia permite una representación más realista del comportamiento del sistema, particularmente bajo condiciones de alta transferencia de potencia.

3.4 Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de Nueva Inglaterra de 39 Nodos

Tabla 3.11: Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos.

Líneas		Resistencia (p.u.)			Carga (%)	Flujo (MVA)	Pérdida (kW)		
Línea envío	Línea recepción	R inicial FP	R FPDT	Cambio (%)			FP	FPDT	Cambio (%)
1	2	0.0035	0.003524526	0.70 %	28.92 %	173.49	977.7	982.2	0.46 %
1	39	0.001	0.001000589	0.06 %	8.41 %	84.11	66	65.5	-0.76 %
2	3	0.0013	0.001349747	3.83 %	67.12 %	335.62	1335	1383.5	3.63 %
2	25	0.007	0.007159507	2.28 %	52.19 %	260.94	4336.6	4435.9	2.29 %
2	30				32.29 %	290.59			
3	4	0.0013	0.001307473	0.57 %	25.98 %	129.91	207.7	207.8	0.05 %
3	18	0.0011	0.001100619	0.06 %	8.15 %	40.74	17.3	17.2	-0.58 %
4	5	0.0008	0.000807848	0.98 %	33.01 %	198.07	309.2	314.3	1.65 %
4	14	0.0008	0.000821087	2.64 %	53.67 %	268.37	571.5	586.4	2.61 %
5	6	0.0002	0.000203653	1.83 %	44.93 %	539.18	573	585.2	2.13 %
5	8	0.0008	0.000810501	1.31 %	38.18 %	343.66	933.4	946.2	1.37 %
6	7	0.0006	0.00061434	2.39 %	51.37 %	462.31	1260.6	1292.1	2.50 %
6	11	0.0007	0.000729359	4.19 %	67.46 %	323.79	723.9	752.5	3.95 %
6	31				37.55 %	675.89			
7	8	0.0004	0.000402149	0.54 %	24.34 %	219.04	192.2	193.6	0.73 %
8	9	0.0023	0.002303621	0.16 %	13.19 %	118.73	323.5	326.3	0.87 %
9	39	0.001	0.001000195	0.02 %	4.84 %	43.56	17.7	17.6	-0.56 %
10	11	0.0004	0.000411224	2.81 %	56.08 %	336.49	438.1	449.5	2.60 %
10	13	0.0004	0.000410458	2.61 %	54.19 %	325.12	407.1	418.8	2.87 %
10	32				73.27 %	659.43			
12	11	0.0016	0.001601049	0.07 %	8.49 %	42.47	29.1	29.2	0.34 %
12	13	0.0016	0.001601228	0.08 %	9.19 %	45.94	34.2	34.2	0.00 %
13	14	0.0009	0.000922559	2.51 %	52.93 %	317.56	879.1	903.4	2.76 %
14	15	0.0018	0.001801332	0.07 %	9.18 %	55.07	52.9	53.3	0.76 %
15	16	0.0009	0.000921008	2.33 %	51.17 %	307.02	824.6	841.3	2.03 %
16	17	0.0007	0.000708526	1.22 %	37.77 %	226.59	337.7	341.4	1.10 %
16	19	0.0016	0.001680637	5.04 %	75.41 %	452.46	3078.4	3229.2	4.90 %
16	21	0.0008	0.00082104	2.63 %	55.11 %	330.67	821.1	842.6	2.62 %
16	24	0.0003	0.000300747	0.25 %	17.16 %	102.98	29.8	29.9	0.34 %
17	18	0.0007	0.000706583	0.94 %	33.29 %	199.72	261.4	263.6	0.84 %
17	27	0.0013	0.001300397	0.03 %	6.02 %	36.13	15.8	15.9	0.63 %
19	20	0.0007	0.000702434	0.35 %	19.45 %	175.04	218.4	219.4	0.46 %
19	33	0.0007	0.000733652	4.81 %	70.10 %	630.86	2894.2	3032.2	4.77 %
20	34	0.0009	0.000928748	3.19 %	57.63 %	518.63	2510.5	2590.3	3.18 %
21	22	0.0008	0.000832134	4.02 %	67.64 %	608.8	2783.1	2895.4	4.04 %
22	23	0.0006	0.00060062	0.10 %	11.26 %	67.54	24.7	24.8	0.40 %
22	35				74.13 %	667.15			
23	24	0.0022	0.002265006	2.95 %	59.05 %	354.3	2529.1	2603.3	2.93 %
23	36	0.0005	0.000516395	3.28 %	62.11 %	558.97	1430.4	1477.2	3.27 %
25	26	0.0032	0.003203194	0.10 %	11.14 %	66.84	125.8	127.9	1.67 %
25	37	0.0006	0.000618974	3.16 %	60.26 %	542.34	1657.2	1709.6	3.16 %
26	27	0.0014	0.001423408	1.67 %	45.01 %	270.07	920.5	937.4	1.84 %
26	28	0.0043	0.004319754	0.46 %	23.74 %	142.41	788.5	791.1	0.33 %
26	29	0.0057	0.005748165	0.85 %	32.13 %	192.78	1913.8	1928.8	0.78 %
28	29	0.0014	0.001439963	2.85 %	58.35 %	350.07	1556.2	1600.4	2.84 %
29	38	0.0008	0.000834064	4.26 %	69.04 %	828.49	5233.9	5456.6	4.25 %

3. CASOS DE ESTUDIO

La Tabla 3.12 compara las pérdidas totales del sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos obtenidas mediante el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA. Se observa que las pérdidas se incrementan de 43.64 kW a 44.95 kW, lo que representa un aumento del 3.01 %.

Tabla 3.12: Comparación de pérdidas totales entre métodos de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos.

Método	Pérdidas Totales (kW)
FP Convencional	43.6411
FPDT-CA	44.9532
Incremento	3.01 %

La Figura 3.14 muestra la variación porcentual de las pérdidas de potencia activa por cada línea de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos al comparar el flujo de potencia convencional con el FPDT-CA. En términos generales, la mayoría de las líneas presenta incrementos moderados, usualmente inferiores al 3 %, lo que refleja la tendencia esperada debido al aumento de la resistencia con la temperatura.

Sin embargo, se identifican líneas específicas con variaciones considerablemente más altas, destacando la línea 16–19, que exhibe el mayor incremento porcentual dentro del sistema. Este comportamiento está directamente relacionado con su elevado nivel de carga, lo cual la hace especialmente sensible a los efectos térmicos.

Por otro lado, también se observan ciertas líneas con reducciones en las pérdidas, como las ramas 1–39, 3–18 y 9–39. En estos casos, en lugar de incrementarse con la inclusión de la temperatura, las pérdidas de potencia activa disminuyeron en -0.76% , -0.58% y -0.56% , respectivamente.

En conclusión, la Figura 3.14 confirma que, si bien la mayoría de los cambios en pérdidas es pequeño, existen trayectorias críticas donde la influencia de la temperatura resulta decisiva. Esto subraya la importancia de considerar modelos térmicamente acoplados en la evaluación del desempeño del sistema eléctrico.

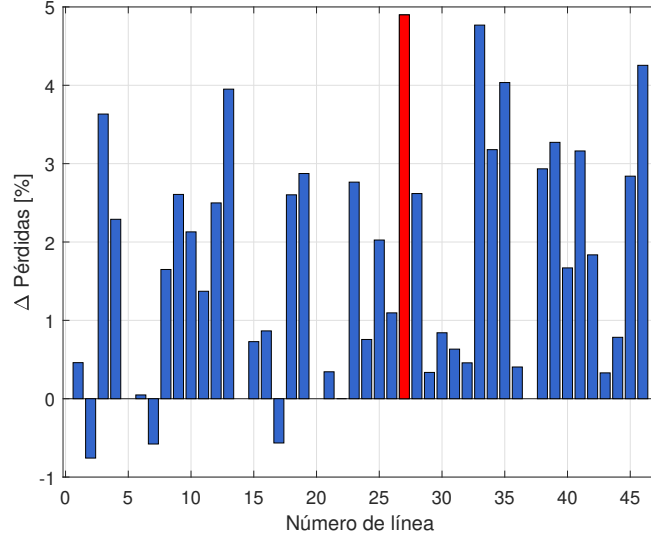


Figura 3.14: Pérdidas de potencia Δ % flujos de potencia convencional vs FPDT-CA de la red Nueva Inglaterra 39 nodos.

3.5. Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red IEEE de 57 Nodos

Para evaluar el desempeño del algoritmo completamente acoplado del flujo de potencia dependiente de temperatura, se emplea el sistema de prueba IEEE de 57 nodos, el cual representa una porción del sistema de potencia de American Electric Power (AEP), ubicado en la región del medio oeste de los Estados Unidos, tal como operaba a inicios de la década de 1960. Este sistema es ampliamente utilizado en la literatura como caso de referencia para la validación de metodologías de análisis de redes eléctricas, debido a que presenta un tamaño intermedio y una topología lo suficientemente compleja para reflejar interacciones realistas entre generación, carga y transmisión. La Figura 3.15 muestra la estructura general del sistema, incluyendo la interconexión entre los nodos y las principales líneas de transmisión. Los datos detallados del caso de estudio pueden consultarse en la referencia [MATPOWER, 2014]. Para conveniencia del lector y con el fin de facilitar la reproducibilidad de los resultados, también se habilitó un código QR en el Apéndice B.1, que enlaza directamente a los archivos de datos y a los recursos utilizados en las simulaciones realizadas en este trabajo.

En lo referente a las consideraciones térmicas incorporadas en el modelo, se adoptó un conjunto de parámetros homogéneos para todas las líneas de transmisión del sistema, con el propósito de aislar y analizar de manera clara el efecto del acoplamiento térmico en el cálculo del flujo de potencia. En particular, se asumió una temperatura ambiente constante de 25°C y un incremento térmico nominal del conductor de $T_{\text{RatedRise}} = 25^{\circ}\text{C}$, valores que permiten representar condiciones operativas típicas de los conductores bajo carga. Estos parámetros se

3. CASOS DE ESTUDIO

utilizan para modelar la variación de la resistencia eléctrica de las líneas en función de la temperatura, lo cual influye directamente en el cálculo de pérdidas y en la distribución de los flujos de potencia en la red. El resto de los parámetros térmicos y eléctricos se definieron conforme a las especificaciones introducidas en secciones anteriores, garantizando consistencia metodológica entre los distintos casos de estudio analizados y permitiendo una comparación directa entre los resultados obtenidos mediante el flujo de potencia convencional y el modelo dependiente de temperatura.

Las Tablas 3.13, 3.14, 3.15, 3.16, 3.17, 3.18, 3.19 y 3.20 resumen los principales resultados obtenidos al aplicar el algoritmo de flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado (FPDT-CA) al sistema IEEE de 57 nodos. En particular, la Tabla 3.13 presenta el comportamiento del proceso iterativo empleado para resolver el modelo, mostrando los indicadores asociados a la convergencia del método y la evolución del error en cada iteración hasta satisfacer el criterio de tolerancia establecido.

A continuación, las Tablas 3.14 y 3.15 muestran los resultados nodales correspondientes a las variables eléctricas en cada una de las líneas del sistema una vez alcanzada la convergencia. En estas tablas se reportan parámetros fundamentales como las magnitudes de voltaje y los ángulos de fase nodales, así como otras variables obtenidas durante el proceso de solución del flujo de potencia dependiente de temperatura.

Con el objetivo de evaluar cuantitativamente las diferencias entre el modelo convencional y el modelo que incorpora el acoplamiento térmico, la Tabla 3.16 presenta el error medio absoluto (MAE) calculado entre ambos enfoques. Este indicador permite medir el efecto que tiene la consideración de la temperatura del conductor sobre las variables eléctricas del sistema, proporcionando una referencia clara del impacto introducido por el modelo electro-térmico.

Por otra parte, las Tablas 3.17 y 3.18 contienen los valores de los flujos de potencia activa y reactiva a lo largo de las líneas de transmisión. En ellas se indican los flujos calculados desde el nodo de envío hacia el nodo de recepción, lo que permite analizar la distribución de la potencia en la red cuando se consideran las variaciones de los parámetros eléctricos ocasionadas por los efectos térmicos en los conductores.

Finalmente, las Tablas 3.19 y 3.20 presentan una comparación directa entre los resultados obtenidos mediante el flujo de potencia convencional y aquellos derivados del modelo completamente acoplado dependiente de temperatura. Cabe mencionar que no todas las líneas del sistema fueron consideradas dentro del análisis térmico debido a la ausencia de información completa sobre sus parámetros térmicos. En particular, aquellas ramas cuya resistencia eléctrica inicial es igual a cero no pudieron ser incluidas en el modelo dependiente de temperatura, ya que la formulación utilizada requiere la variación de este parámetro con la temperatura del conductor. Por esta razón, en las tablas correspondientes se muestran espacios en blanco en las columnas asociadas al análisis térmico para dichas líneas.

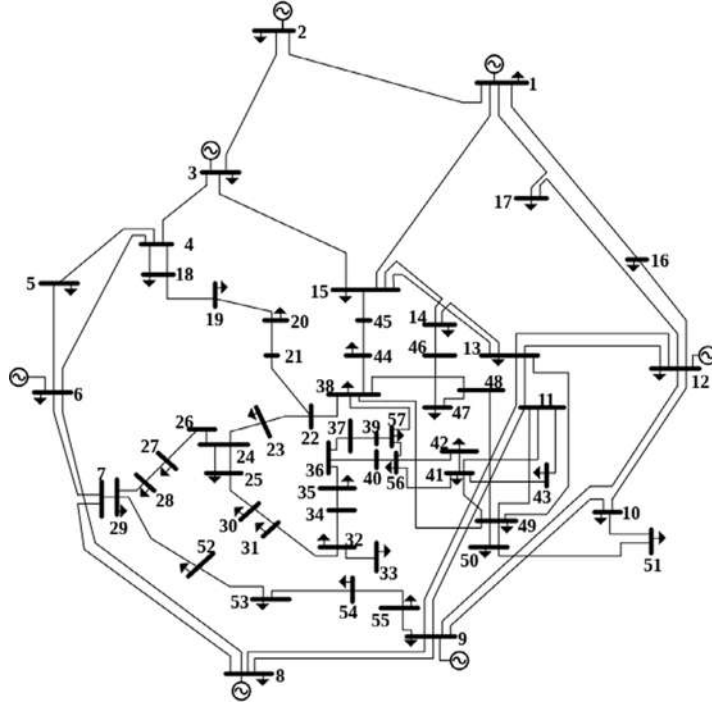


Figura 3.15: Sistema de IEEE-57 nodos [Marcelino et al., 2022].

3.5.1. Resultados de Convergencia

La Figura 3.16 muestra el comportamiento del máximo desajuste en cada iteración durante el proceso de solución del flujo de potencia dependiente de temperatura. En la misma figura también se indica el tiempo total empleado para resolver el sistema de ecuaciones, el cual fue de 0.19 seg. Este resultado permite visualizar la evolución del proceso iterativo y proporciona una referencia del desempeño computacional del algoritmo al resolver el conjunto de ecuaciones no lineales que describe el modelo electro-térmico.

De acuerdo con los valores reportados en la Tabla 3.13, el algoritmo alcanza la convergencia en cinco iteraciones. En este conteo se considera la iteración inicial (iteración 0) como la condición de partida del procedimiento iterativo. La tabla presenta el valor del máximo desajuste calculado en cada paso del proceso, donde se aprecia una disminución gradual del error hasta alcanzar una magnitud inferior a 10^{-12} , valor que corresponde al umbral de tolerancia establecido para determinar la convergencia del método.

El patrón de convergencia observado refleja un comportamiento numérico estable para el sistema IEEE de 57 nodos, el cual constituye un caso de referencia común en estudios de flujo de potencia en redes eléctricas de tamaño medio. En este contexto, los resultados obtenidos indican que la formulación completamente acoplada del flujo de potencia dependiente de temperatura conserva propiedades favorables en términos de estabilidad numérica y eficiencia computacional, lo que respalda su utilización en el análisis de sistemas eléctricos de potencia con niveles de complejidad similares.

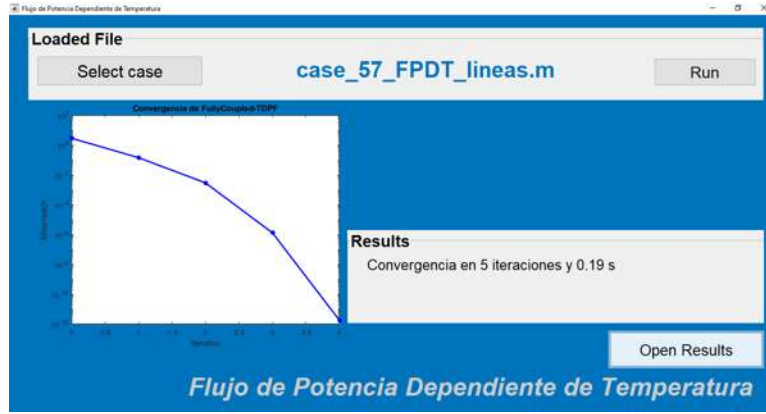


Figura 3.16: Convergencia del sistema de IEEE-57 nodos.

Tabla 3.13: Convergencia iterativa del algoritmo FPDT-CA para el sistema IEEE de 57 nodos.

Iteración	Máximo desajuste
Iteración 0	2.862×10^0
Iteración 1	1.429×10^{-1}
Iteración 2	2.935×10^{-3}
Iteración 3	1.303×10^{-6}
Iteración 4	1.814×10^{-12}

3.5.2. Resultados Nodales

Las condiciones iniciales del sistema IEEE de 57 nodos utilizadas en este estudio corresponden al caso de prueba disponible en la librería MATPOWER [Zimmerman et al., 2011; MATPOWER, 2014].

En las Tablas 3.14 y 3.15 se presentan los resultados nodales del sistema IEEE de 57 nodos obtenidos tras la ejecución del flujo de potencia dependiente de temperatura mediante el algoritmo completamente acoplado (FPDT-CA). El nodo 1 actúa como nodo Slack, manteniendo una magnitud de voltaje de 1.04 p.u. y un ángulo de 0° . Desde este nodo se garantiza el balance global del sistema, absorbiendo las discrepancias entre la generación y la demanda de potencia activa y reactiva. Como resultado del proceso de solución, este nodo suministra 479.547 MW de potencia activa y 126.572 MVar de potencia reactiva, contribuyendo de manera significativa al equilibrio energético de la red.

En términos del perfil de voltajes, se observa que la mayoría de los nodos operan dentro de rangos aceptables para sistemas de transmisión, con magnitudes comprendidas aproximadamente entre 0.9336 p.u. y 1.0595 p.u. . El valor máximo se presenta en el nodo 46 con 1.0595 p.u. , mientras que el valor mínimo corresponde al nodo 31 con 0.9336 p.u. . Este comportamiento refleja la distribución espacial de las cargas dentro del sistema y las caídas de tensión asociadas

al transporte de potencia a lo largo de la red. En general, se aprecia una ligera disminución de la tensión en nodos más alejados de los centros de generación, particularmente en la zona comprendida entre los nodos 25 y 33, lo cual es consistente con el incremento de pérdidas eléctricas ocasionado por el aumento de la resistencia de las líneas bajo condiciones térmicas.

En relación con los ángulos de voltaje, se observa una tendencia decreciente a medida que se avanza desde el nodo de referencia hacia las áreas de mayor demanda del sistema. Los ángulos varían desde 0° en el nodo 1 hasta aproximadamente -19.399° en el nodo 31, lo cual evidencia el gradiente angular necesario para sostener el flujo de potencia activa desde los nodos generadores hacia los nodos de carga. Este comportamiento es característico de los sistemas eléctricos de potencia y confirma la correcta distribución de los flujos dentro de la red analizada.

En cuanto a la generación de potencia activa, los resultados muestran que la mayor contribución proviene de los nodos generadores 1, 3, 8 y 12. En particular, el nodo 1 suministra 479.547 MW , el nodo 8 genera 450 MW , mientras que el nodo 12 aporta 310 MW y el nodo 3 contribuye con 40 MW . Estos valores se mantienen consistentes con las condiciones establecidas en el caso de estudio y reflejan el papel predominante de estos nodos como fuentes principales de energía dentro del sistema.

Finalmente, respecto a la potencia reactiva, se observan inyecciones importantes en algunos nodos generadores con el objetivo de sostener los perfiles de voltaje dentro de la red. Destacan particularmente los nodos 1, 8 y 12, que presentan inyecciones de 126.572 MVar , 60.558 MVar y 130.138 MVar , respectivamente. Asimismo, se observan pequeñas variaciones en otros nodos generadores o regulados, como el nodo 6 y el nodo 9, que aportan cantidades moderadas de potencia reactiva para mantener el equilibrio del sistema. En contraste, el nodo 2 presenta un valor ligeramente negativo de $Q_{gen} = -1.044\text{ MVar}$, lo cual indica una leve absorción de potencia reactiva. Este comportamiento es coherente con la operación del sistema y con el papel que desempeñan los nodos de control de voltaje en la regulación de las condiciones eléctricas de la red bajo el modelo dependiente de temperatura.

3. CASOS DE ESTUDIO

Tabla 3.14: Resultados nodales de la red IEEE-57 nodos obtenidos con el FPDT-CA (1/2).

Bus	V (pu)	Ángulo (°)	Pgen (MW)	Qgen (MVar)
1	1.0400	0.000	479.547	126.572
2	1.0100	-1.184	0.000	-1.044
3	0.9850	-6.004	40.000	-0.186
4	0.9807	-7.359	0.000	0.000
5	0.9764	-8.576	0.000	0.000
6	0.9800	-8.709	0.000	1.702
7	0.9841	-7.634	0.000	0.000
8	1.0050	-4.513	450.000	60.558
9	0.9800	-9.623	0.000	3.671
10	0.9861	-11.492	0.000	0.000
11	0.9737	-10.225	0.000	0.000
12	1.0150	-10.519	310.000	130.138
13	0.9786	-9.833	0.000	0.000
14	0.9698	-9.373	0.000	0.000
15	0.9879	-7.207	0.000	0.000
16	1.0132	-8.894	0.000	0.000
17	1.0172	-5.413	0.000	0.000
18	1.0006	-11.753	0.000	0.000
19	0.9693	-13.244	0.000	0.000
20	0.9628	-13.460	0.000	0.000
21	1.0075	-12.947	0.000	0.000
22	1.0087	-12.893	0.000	0.000
23	1.0073	-12.958	0.000	0.000
24	0.9978	-13.311	0.000	0.000
25	0.9810	-18.209	0.000	0.000
26	0.9575	-13.000	0.000	0.000
27	0.9807	-11.539	0.000	0.000
28	0.9962	-10.510	0.000	0.000
29	1.0101	-9.804	0.000	0.000

Tabla 3.15: Resultados nodales de la red IEEE-57 nodos obtenidos con el FPDT-CA (2/2).

Bus	V (pu)	Ángulo (°)	Pgen (MW)	Qgen (MVar)
30	0.9607	-18.747	0.000	0.000
31	0.9336	-19.399	0.000	0.000
32	0.9479	-18.528	0.000	0.000
33	0.9455	-18.566	0.000	0.000
34	0.9573	-14.147	0.000	0.000
35	0.9645	-13.907	0.000	0.000
36	0.9743	-13.640	0.000	0.000
37	0.9835	-13.455	0.000	0.000
38	1.0119	-12.754	0.000	0.000
39	0.9814	-13.499	0.000	0.000
40	0.9712	-13.662	0.000	0.000
41	0.9958	-14.107	0.000	0.000
42	0.9654	-15.553	0.000	0.000
43	1.0093	-11.386	0.000	0.000
44	1.0161	-11.874	0.000	0.000
45	1.0359	-9.285	0.000	0.000
46	1.0595	-11.145	0.000	0.000
47	1.0326	-12.538	0.000	0.000
48	1.0266	-12.636	0.000	0.000
49	1.0357	-12.974	0.000	0.000
50	1.0226	-13.445	0.000	0.000
51	1.0520	-12.577	0.000	0.000
52	0.9794	-11.521	0.000	0.000
53	0.9697	-12.275	0.000	0.000
54	0.9956	-11.740	0.000	0.000
55	1.0308	-10.843	0.000	0.000
56	0.9671	-16.089	0.000	0.000
57	0.9634	-16.609	0.000	0.000

Posteriormente, con el objetivo de examinar con mayor claridad el comportamiento eléctrico del sistema IEEE de 57 nodos, las Figuras 3.17 a 3.20 presentan los perfiles de magnitud y ángulo de voltaje obtenidos, así como las diferencias absolutas con respecto a los resultados del flujo de potencia convencional. Estas representaciones gráficas facilitan la interpretación de los resultados al permitir visualizar las variaciones espaciales de las variables eléctricas en la red, identificar posibles nodos con mayor sensibilidad y apreciar el efecto que introduce la

3. CASOS DE ESTUDIO

consideración de la dependencia térmica en el comportamiento global del sistema.

En la Figura 3.17 se presenta el perfil de magnitudes de voltaje obtenido para el sistema IEEE de 57 nodos mediante el flujo de potencia dependiente de temperatura con acoplamiento completo (FPDT-CA). En general, las tensiones se mantienen dentro de un rango aproximado entre 0.93 p.u. y 1.06 p.u. , lo cual indica que el sistema opera mayormente dentro de condiciones aceptables para una red de transmisión de estas características.

Se observa que los nodos cercanos a las barras generadoras mantienen valores de voltaje relativamente elevados, destacando particularmente la región comprendida entre los nodos 45 y 51, donde se alcanzan los valores máximos del perfil, cercanos a 1.05 p.u. y 1.06 p.u. . Este comportamiento es consistente con la presencia de fuentes de generación o nodos regulados que contribuyen a sostener el nivel de tensión en esa zona del sistema.

Por otro lado, se identifican caídas de tensión más pronunciadas en la zona media del sistema, especialmente alrededor de los nodos 30 a 33, donde el voltaje desciende hasta valores cercanos a 0.94 p.u. . Estas disminuciones se asocian principalmente a la distancia eléctrica respecto a los centros de generación y al incremento de pérdidas resistivas en las líneas de transmisión, efecto que se ve acentuado al considerar la dependencia térmica de la resistencia de los conductores.

El perfil obtenido refleja un comportamiento coherente del sistema, donde la distribución de tensiones responde a la localización de las cargas, la topología de la red y la influencia de los generadores. Además, las variaciones observadas evidencian el impacto que tiene la modelación térmica en el cálculo del flujo de potencia, al modificar ligeramente los perfiles de voltaje debido al aumento de la resistencia eléctrica de las líneas.

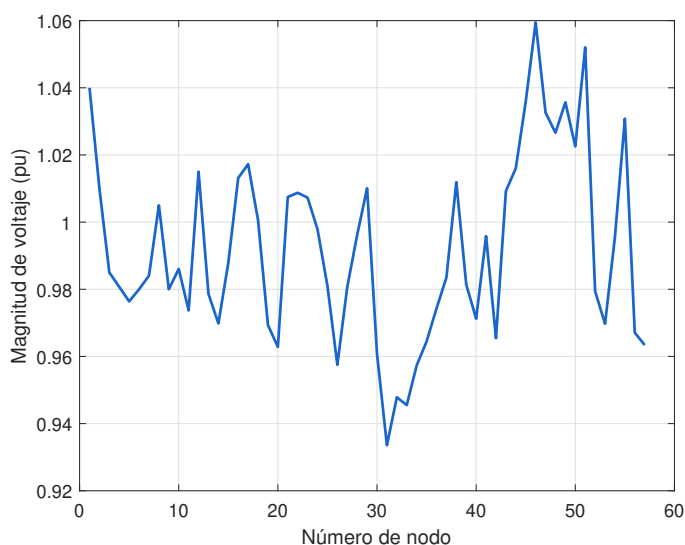


Figura 3.17: Perfil de magnitud de voltaje de la red de IEEE-57 nodos.

La Figura 3.18 presenta el perfil de ángulos de voltaje en grados para el sistema IEEE de 57 nodos obtenido mediante el flujo de potencia dependiente de temperatura con acoplamiento completo (FPDT-CA). Se observa que el nodo de referencia (slack) mantiene el ángulo cercano

a 0° , mientras que a medida que se avanza hacia los nodos de carga el ángulo presenta una tendencia general decreciente, alcanzando valores cercanos a -19° en los puntos más alejados eléctricamente del sistema.

Este comportamiento es consistente con la transferencia de potencia activa a través de la red, ya que los ángulos de voltaje disminuyen progresivamente conforme la potencia fluye desde los nodos de generación hacia las zonas de mayor demanda. La mayoría de los nodos presentan valores comprendidos aproximadamente entre -8° y -15° , lo cual refleja una distribución relativamente uniforme del flujo de potencia en el sistema.

No obstante, se observan variaciones locales en ciertas regiones de la red. Por ejemplo, alrededor de los nodos cercanos al 10 y al 18 se presentan incrementos relativos del ángulo, asociados a cambios en la dirección y magnitud de los flujos de potencia debido a la topología de la red y a la presencia de nodos generadores o regulados. Asimismo, se identifican caídas más pronunciadas entre los nodos 26 y 31, donde el ángulo alcanza sus valores mínimos cercanos a -19° , lo cual indica una mayor distancia eléctrica respecto al nodo Slack y mayores transferencias de potencia activa a través de esas ramas.

En términos generales, el perfil angular obtenido refleja un comportamiento coherente con la operación normal de un sistema de transmisión, donde la distribución de ángulos responde a la ubicación de las fuentes de generación, la demanda de carga y las características eléctricas de las líneas. Además, la inclusión del modelo térmico en el cálculo del flujo de potencia introduce ligeras variaciones en los ángulos, derivadas del incremento de la resistencia de las líneas a medida que aumenta la temperatura de operación.

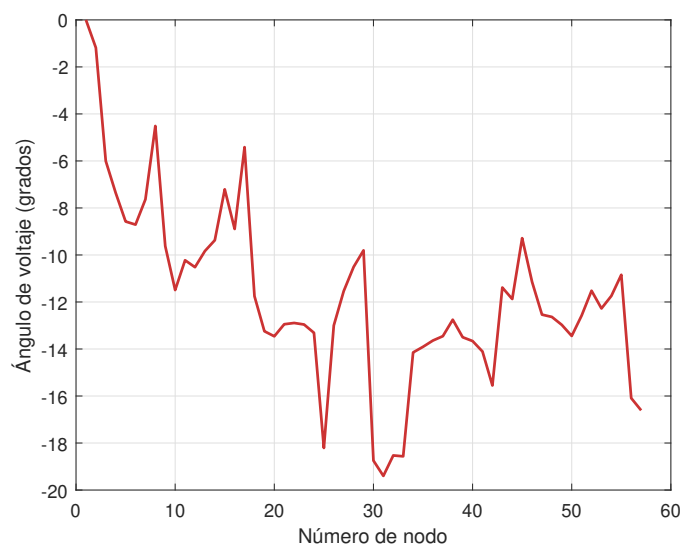


Figura 3.18: Perfil de ángulo de voltaje de la red de IEEE-57 nodos.

En la Figura 3.19 se presentan las diferencias absolutas de magnitud de voltaje entre los resultados obtenidos mediante el flujo de potencia convencional y el flujo de potencia dependiente de temperatura para el sistema IEEE de 57 nodos. En general, se observa que las variaciones de voltaje son relativamente pequeñas en la mayoría de los nodos, lo cual indica que la inclusión

3. CASOS DE ESTUDIO

del efecto térmico introduce modificaciones moderadas en el perfil de tensiones del sistema. La mayor parte de los nodos presenta diferencias comprendidas aproximadamente entre 0.01 y 0.04 p.u., evidenciando que el incremento de la resistencia de las líneas debido a la temperatura tiene un impacto perceptible pero no crítico sobre los niveles de voltaje. Sin embargo, se identifican incrementos más notorios en ciertas regiones de la red, particularmente alrededor de los nodos cercanos al 30, donde la diferencia alcanza valores máximos cercanos a 0.065 p.u. Este comportamiento puede atribuirse a mayores flujos de potencia en esas ramas y, por lo tanto, a un aumento más significativo de la temperatura del conductor.

Asimismo, se observan variaciones relativamente elevadas en algunos nodos ubicados entre las posiciones 45 y 52, donde las diferencias oscilan aproximadamente entre 0.04 y 0.06 p.u. Estas zonas corresponden a regiones eléctricamente más alejadas de los centros de generación o con concentraciones importantes de carga, lo que las hace más sensibles a cambios en los parámetros eléctricos de las líneas.

Los resultados confirman que la consideración del acoplamiento térmico en el flujo de potencia modifica ligeramente las magnitudes de voltaje del sistema, principalmente debido al incremento de la resistencia eléctrica de los conductores al aumentar la temperatura de operación. Aunque las diferencias no son excesivamente grandes, su inclusión permite obtener una representación más realista del comportamiento del sistema eléctrico bajo condiciones de carga elevadas.

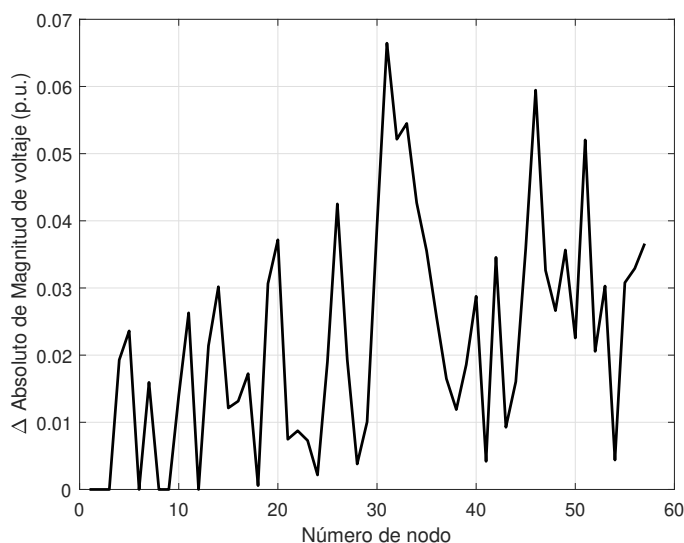


Figura 3.19: Δ Absoluto de magnitud de voltaje de la red de IEEE-57 nodos.

Finalmente, la Figura 3.20 presenta las diferencias absolutas en los ángulos de voltaje entre el flujo de potencia convencional y el flujo de potencia dependiente de temperatura para el sistema IEEE de 57 nodos. A diferencia de las magnitudes de voltaje, las variaciones en los ángulos resultan considerablemente más pronunciadas, lo cual evidencia una mayor sensibilidad de esta variable ante cambios en los parámetros eléctricos de las líneas.

En general, las diferencias angulares se encuentran aproximadamente entre 5° y 20° , observándose un incremento progresivo en varios nodos a medida que se avanza hacia regiones

eléctricamente más alejadas del nodo de referencia. Los valores más elevados se presentan alrededor de los nodos cercanos al 28 y 32, donde la diferencia alcanza valores máximos cercanos a 20° . Este comportamiento refleja el efecto acumulativo de las variaciones en los flujos de potencia activa cuando se consideran los cambios de resistencia asociados al aumento de temperatura en los conductores.

Asimismo, se identifican fluctuaciones moderadas en otras zonas del sistema, particularmente entre los nodos 40 y 55, donde las diferencias oscilan aproximadamente entre 12° y 17° . Estas variaciones están asociadas a la redistribución de corrientes en la red y a la interacción entre diferentes trayectorias de flujo de potencia dentro de la topología del sistema. Los resultados muestran que el ángulo de voltaje es una variable más sensible a las modificaciones introducidas por el modelo térmico en comparación con la magnitud de voltaje. Esto se debe a que pequeñas variaciones en la resistencia de las líneas afectan directamente la distribución de potencia activa en la red, lo cual se refleja de manera más significativa en los perfiles angulares del sistema.

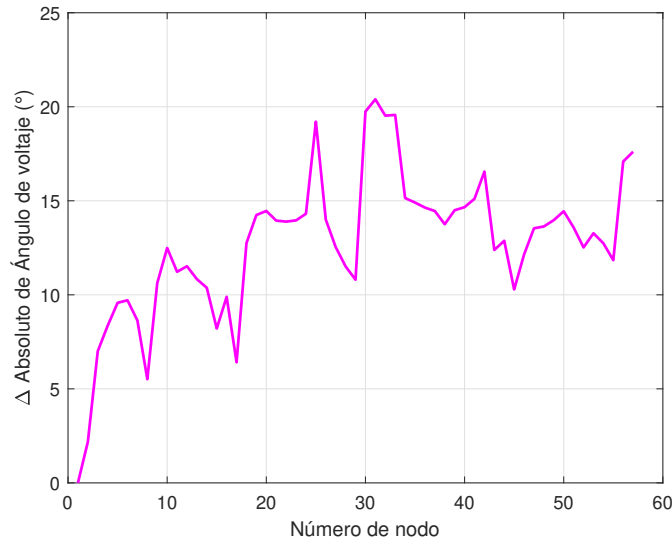


Figura 3.20: Δ Absoluto de ángulo de voltaje de la red de IEEE-57 nodos.

Adicionalmente, el Error Medio Absoluto (MAE) es un indicador estadístico ampliamente utilizado para medir la diferencia promedio, en valor absoluto, entre dos conjuntos de resultados. En el análisis del flujo de potencia dependiente de temperatura (FPDT), esta métrica permite comparar los resultados obtenidos con dicho modelo respecto al flujo de potencia convencional, considerando tanto las magnitudes como los ángulos de voltaje en los nodos del sistema. El MAE se calcula de acuerdo con la ecuación (3.2), donde valores reducidos indican una mayor similitud entre ambos métodos, lo cual resulta útil para evaluar la precisión del modelo propuesto. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 3.16, donde se observa que el error promedio en la magnitud de voltaje es de 0.022 p.u., mientras que para el ángulo de voltaje alcanza 12.69° , lo que evidencia que las principales diferencias entre ambos enfoques se manifiestan principalmente en la distribución angular del sistema.

$$\text{MAE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i^{\text{FPDT}} - y_i^{\text{FP}}| \quad (3.2)$$

donde:

n Número de nodos del sistema.

y_i^{FPDT} Resultado en el nodo i del flujo de potencia dependiente de temperatura.

y_i^{FP} Resultado en el nodo i del flujo de potencia convencional.

Tabla 3.16: Error Medio Absoluto (MAE) entre FPDT y FP Convencional.

Variable	MAE
Magnitud de Voltaje (p.u.)	0.022076
Ángulo de Voltaje (grados)	12.685717

3.5.3. Resultados de Flujos de Potencia

Las Tablas 3.17 y 3.18 presentan los flujos de potencia activa y reactiva calculados en cada una de las ramas del sistema IEEE de 57 nodos utilizando el modelo de flujo de potencia dependiente de temperatura con acoplamiento completo (FPDT-CA). En términos generales, se observa que los valores de potencia activa P_{from} y P_{to} presentan magnitudes similares pero con signos opuestos, lo cual confirma el principio de conservación de potencia entre los extremos de cada línea, considerando únicamente las pérdidas asociadas a la resistencia de los conductores. De forma análoga, en los flujos de potencia reactiva se aprecian diferencias entre ambos extremos de las líneas, atribuibles principalmente a la presencia de reactancias y susceptancias en los elementos de transmisión.

En lo referente a la potencia activa, se identifican transferencias significativas en varias trayectorias del sistema. Por ejemplo, la línea 8–9 registra uno de los mayores intercambios de potencia, con aproximadamente 178 MW desde el nodo 8 hacia el nodo 9, lo cual evidencia su importancia como corredor principal de transmisión dentro de la red. Asimismo, las conexiones 1–15 y 1–2 presentan flujos cercanos a 149 MW y 102 MW, respectivamente, reflejando el papel del nodo 1 como una de las principales fuentes de suministro de energía hacia diferentes zonas del sistema. De manera similar, la línea 1–17 transporta cerca de 93 MW, mientras que la conexión 7–29 conduce alrededor de 60 MW, lo que confirma la relevancia de estas ramas para el abastecimiento de los nodos de carga ubicados en regiones más alejadas.

Por otro lado, también se observan transferencias moderadas de potencia activa en distintas partes de la red. Por ejemplo, la conexión 14–46 presenta un flujo aproximado de 48 MW, mientras que la rama 46–47 mantiene valores similares cercanos a 48 MW, lo cual indica la continuidad del flujo a lo largo de esa trayectoria. De forma comparable, las interconexiones 15–45 y 3–4 presentan transferencias cercanas a 37 MW y 60 MW, respectivamente, contribuyendo a la distribución de la potencia hacia sectores intermedios del sistema. Estos resultados muestran cómo la topología de la red permite múltiples caminos de transferencia de potencia,

favoreciendo una distribución relativamente equilibrada del flujo entre las diferentes líneas.

En cuanto a la potencia reactiva, se identifican intercambios importantes en algunas ramas del sistema. Por ejemplo, la línea 1–2 presenta una transferencia cercana a 81 MVAr , mientras que la conexión 12–13 registra valores elevados de potencia reactiva, superiores a 60 MVAr en uno de sus extremos. Estos valores indican la presencia de corrientes significativas destinadas a mantener los perfiles de tensión dentro de rangos adecuados. Asimismo, se observan intercambios relevantes en las ramas 13–14 y 13–49, con valores que superan los 20 MVAr y 30 MVAr , respectivamente, lo que evidencia la participación activa de estos nodos en el balance de potencia reactiva del sistema.

También es posible identificar flujos reactivos negativos en varias conexiones, como en las líneas 14–15, 35–36 o 37–38, lo cual indica que la dirección predominante del flujo de potencia reactiva es opuesta a la del flujo de potencia activa en dichas ramas. Este fenómeno es común en sistemas eléctricos de potencia y refleja el comportamiento inductivo o capacitivo de las líneas, así como la influencia de la ubicación de las cargas y de las unidades generadoras en la red.

Se observa que algunas trayectorias presentan valores de flujo relativamente bajos, como las conexiones 19–20, 21–20 o 21–22, donde las transferencias de potencia activa se mantienen cercanas a 1 MW . Esto sugiere que dichas ramas desempeñan un papel secundario dentro del sistema, funcionando principalmente como rutas de apoyo para la redistribución de potencia. En conjunto, los resultados obtenidos evidencian que el modelo FPDT-CA permite capturar con mayor realismo el comportamiento del sistema eléctrico, reflejando tanto las pérdidas en las líneas como la redistribución de los flujos de potencia activa y reactiva a lo largo de la red de transmisión.

Adicionalmente, es importante señalar que las diferencias entre los valores de potencia activa en los extremos de cada línea están directamente asociadas a las pérdidas eléctricas presentes en los conductores. En el modelo de flujo de potencia dependiente de temperatura con acoplamiento completo (FPDT-CA), dichas pérdidas se calculan considerando la variación de la resistencia eléctrica en función de la temperatura del conductor. Como consecuencia, las ramas que transportan mayores niveles de corriente tienden a experimentar incrementos más significativos en su temperatura y, por lo tanto, en su resistencia eléctrica, lo que repercute en un aumento de las pérdidas de potencia activa. Este comportamiento permite representar de forma más realista las condiciones operativas del sistema, particularmente en aquellas líneas que funcionan como corredores principales de transmisión.

Por otra parte, el análisis conjunto de los flujos de potencia activa y reactiva también permite identificar la forma en que el sistema eléctrico mantiene el equilibrio entre generación y demanda en los distintos nodos. Los flujos elevados de potencia activa observados en ciertas ramas reflejan la transferencia de energía desde los nodos generadores hacia los centros de carga, mientras que los intercambios de potencia reactiva contribuyen al soporte de tensión a lo largo de la red. En este sentido, el modelo FPDT-CA proporciona una representación más completa del comportamiento del sistema de transmisión, ya que integra los efectos térmicos de las líneas con el cálculo eléctrico tradicional del flujo de potencia, permitiendo analizar con mayor precisión la distribución de las pérdidas y las condiciones reales de operación del sistema IEEE de 57 nodos.

3. CASOS DE ESTUDIO

Tabla 3.17: Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de IEEE-57 (1/2).

De	A	P_{from} (MW)	Q_{from} (MVar)	P_{to} (MW)	Q_{to} (MVar)
1	2	102.157959	81.217005	-100.819425	-76.807717
2	3	97.819425	-1.484221	-94.939072	9.459142
3	4	60.285233	-6.666113	-59.849194	8.053854
4	5	13.779517	-3.349175	-13.644870	3.625160
4	6	14.224111	-3.605136	-14.124934	3.936471
6	7	-17.764916	-0.145459	17.832613	0.480658
6	8	-42.476406	-4.066887	43.138061	7.346726
8	9	178.060109	21.539271	-174.811405	-5.454998
9	10	17.164393	-7.111594	-17.027812	7.715068
9	11	12.856760	3.302263	-12.807957	-3.146683
9	12	2.526994	-12.157200	-2.419914	12.630795
9	13	2.275739	0.158168	-2.273057	-0.149607
13	14	-10.321833	23.114208	10.412836	-22.823802
13	15	-48.942756	6.334884	49.647222	-4.124845
1	15	149.378671	38.460885	-145.353005	-18.442544
1	16	79.456296	1.652546	-76.723397	10.376883
1	17	93.554532	5.060465	-91.566159	3.704609
3	15	33.653839	-15.528452	-33.417388	16.278864
4	18	13.966497	2.443173	-13.966497	-1.351686
4	18	17.879069	1.198943	-17.879069	0.174153
5	6	0.644870	-5.804277	-0.633744	5.827209
7	8	-77.887341	-11.239325	78.801830	15.792582
10	12	-17.646215	-18.517952	17.838004	19.367207
11	13	-9.954321	-3.353881	9.981088	3.439069
12	13	-0.344523	63.927914	1.070483	-61.627057
12	16	-33.502281	10.437710	33.723397	-9.465994
12	17	-48.571286	12.116180	49.566159	-7.762093
14	15	-68.936615	-8.571578	69.839632	11.378115
18	19	4.645566	1.389015	-4.534065	-1.228151
19	20	1.234065	0.628151	-1.228117	-0.619295
21	20	1.071883	0.391546	-1.071883	-0.380705
21	22	-1.071883	-0.391546	1.072856	0.393047
22	23	9.700607	3.146387	-9.690182	-3.130851
23	24	3.390182	1.456992	-3.367234	-1.422637
24	25	7.071661	1.726886	-7.071661	-1.097829
24	25	6.795694	1.659495	-6.795694	-1.054987
24	26	-10.500122	-1.545553	10.500122	1.603764
26	27	-10.500122	-1.603764	10.709335	1.916353
27	28	-20.009335	-2.416353	20.278376	2.819282
28	29	-24.878376	-5.119282	25.158552	5.500867
7	29	60.054728	13.034340	-60.054728	-10.671299

Tabla 3.18: Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de IEEE-57 (2/2).

De	A	P_{from} (MW)	Q_{from} (MVar)	P_{to} (MW)	Q_{to} (MVar)
25	30	7.567355	4.630422	-7.453587	-4.465209
30	31	3.853587	2.665209	-3.773721	-2.547003
31	32	-2.026279	-0.352997	2.051627	0.389645
32	33	3.808157	1.907269	-3.800000	-1.900000
34	32	7.459784	3.788938	-7.459784	-3.096914
34	35	-7.459784	-3.642306	7.500090	3.700961
35	36	-13.500090	-6.477715	13.606871	6.607153
36	37	-17.090914	-10.583221	17.218204	10.739034
37	38	-21.087144	-13.568385	21.523315	14.224267
37	39	3.868940	2.926081	-3.862956	-2.916861
36	40	3.484043	4.052006	-3.474747	-4.037986
22	38	-10.773463	-3.539433	10.798485	3.576714
11	41	9.178818	3.547526	-9.178818	-2.849828
41	42	8.885000	3.296726	-8.691908	-2.977925
41	43	-11.583460	-2.974950	11.583460	3.569187
38	44	-24.268588	5.365960	24.448378	-5.013015
15	45	37.283539	-0.769917	-37.283539	2.124160
14	46	48.023779	27.308684	-48.023779	-25.376786
46	47	48.023779	25.556377	-47.398909	-23.763501
47	48	17.698909	12.334108	-17.617293	-12.232415
48	49	0.060535	-7.212072	-0.018140	7.275739
49	50	9.644169	4.411878	-9.557657	-4.277653
50	51	-11.442343	-6.222347	11.674027	6.579283
10	51	29.674027	12.536520	-29.674027	-11.879283
13	49	32.486076	33.952925	-32.486076	-30.425198
29	52	17.896175	2.570432	-17.420384	-1.971288
52	53	12.520384	-0.228712	-12.392063	0.389563
53	54	-7.607937	-4.465384	7.767989	4.657381
54	55	-11.867989	-6.057381	12.187519	6.463062
11	43	13.583460	4.877690	-13.583460	-4.569187
44	45	-36.448378	3.522726	37.283539	-1.909554
40	56	3.474747	4.037986	-3.474747	-3.708038
56	41	-5.397326	0.645393	5.577278	-0.471948
56	42	-1.581207	1.439380	1.591908	-1.422075
39	57	3.862956	2.916861	-3.862956	-2.600292
57	56	-2.837044	0.600292	2.853281	-0.576735
38	49	-4.708502	-10.429532	4.860047	10.655889
38	48	-17.344711	-19.379037	17.556758	19.697438
9	55	18.987519	10.382257	-18.987519	-9.863062

3.5.4. Comparación de Flujos de Potencia Convencional y Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura de la red de IEEE-57 Nodos

La Tabla 3.19 y la Tabla 3.20 presentan una comparación entre los resultados obtenidos mediante el flujo de potencia convencional y el flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado (FPDT-CA) para el sistema IEEE de 57 nodos. En estas tablas se incluyen las variaciones en la resistencia de las líneas de transmisión, el nivel de carga de cada rama, el flujo de potencia aparente y las pérdidas activas calculadas en ambos modelos.

En primer lugar, se observa que la resistencia eléctrica de las líneas experimenta incrementos sistemáticos bajo el modelo FPDT-CA, como consecuencia directa del aumento de temperatura en los conductores. En general, las variaciones porcentuales se sitúan aproximadamente entre 0.95 % y 4.80 %. Entre los casos más representativos destacan las líneas 1–17 (4.80 %), 14–15 (4.47 %), 1–15 (4.30 %), 8–9 (4.35 %) y 5–6 (4.13 %), donde el incremento de la resistencia es mayor en comparación con otras líneas del sistema. Estos resultados reflejan el efecto térmico sobre la resistividad del conductor, el cual se vuelve más significativo en trayectorias que transportan mayores flujos de potencia o presentan condiciones de operación más exigentes.

Respecto al nivel de carga de las líneas, se identifican varias ramas con niveles de utilización relativamente elevados dentro de la red. Entre ellas destacan las líneas 7–29 (61.45 %), 14–46 (55.25 %), 13–49 (46.99 %), 15–45 (37.29 %) y 10–51 (32.21 %). Asimismo, algunas trayectorias del sistema original, como la línea 8–9 (29.89 %) y la 1–15 (25.71 %), también presentan niveles importantes de transferencia de potencia. Estas líneas constituyen trayectorias relevantes para el transporte de energía dentro del sistema y, por lo tanto, son más susceptibles a los efectos térmicos asociados al aumento de corriente.

En cuanto a las pérdidas de potencia activa, la mayoría de las líneas presenta incrementos moderados bajo el modelo FPDT-CA, generalmente comprendidos entre 0.4 % y 3.5 %. Por ejemplo, las líneas 3–4 (2.24 %), 12–16 (3.17 %), 46–47 (3.10 %), 52–53 (3.11 %) y 44–45 (2.91 %) muestran incrementos coherentes con el aumento de la resistencia eléctrica. No obstante, destaca particularmente la línea 4–6, la cual presenta el mayor incremento porcentual en pérdidas del sistema, con un aumento de 4.76 %. En esta línea, la resistencia se incrementa en 4.23 %, lo que provoca un aumento significativo en las pérdidas activas al pasar de 72.0 kW en el flujo de potencia convencional a 75.6 kW bajo el modelo FPDT-CA. Este comportamiento evidencia la sensibilidad de las pérdidas frente a cambios en la resistencia eléctrica del conductor cuando se consideran efectos térmicos.

Sin embargo, también se observan algunos casos particulares en los que las pérdidas disminuyen ligeramente. Tal es el caso de las líneas 4–5 (-0.86 %) y 9–13 (-0.43 %), donde el flujo de potencia se redistribuye hacia otras trayectorias cuando se consideran los efectos térmicos. Esta redistribución modifica el patrón de circulación de potencia en el sistema, reduciendo la corriente en ciertas líneas y, en consecuencia, sus pérdidas asociadas.

Otro aspecto relevante es que algunas líneas presentan variaciones prácticamente nulas en las pérdidas, como ocurre en las ramas 6–7, 23–24, 32–33, 49–50, 54–55, 56–41 y 38–49. En estos casos, el nivel de carga es relativamente bajo, por lo que el impacto del aumento de resistencia debido a la temperatura resulta poco significativo sobre el flujo de potencia y las pérdidas.

Finalmente, el análisis global de los resultados evidencia que la consideración del efecto térmico introduce incrementos generalizados en la resistencia de las líneas y, en consecuencia, en las pérdidas de potencia activa del sistema. Aunque en la mayoría de las líneas estos cambios son moderados, existen trayectorias donde la influencia térmica se vuelve más perceptible, como ocurre en la línea 4–6, que representa el caso más significativo de incremento de pérdidas dentro de la red analizada. En conjunto, los resultados muestran que el modelo FPDT-CA permite representar de forma más realista el comportamiento operativo del sistema eléctrico, ya que incorpora la interacción entre las condiciones térmicas de los conductores y el flujo de potencia en la red.

3. CASOS DE ESTUDIO

Tabla 3.19: Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema IEEE de 57 nodos (1/2).

Líneas		Resistencia (p.u.)			Carga (%)	Flujo (MVA)	Pérdida (kW)		
Línea envío	Línea recepción	R inicial FP	R FPDT	Cambio (%)			FP	FPDT	Cambio (%)
1	2	0.0083	0.00855	2.92 %	21.75 %	130.51	1180.0	1185.9	0.50 %
2	3	0.0298	0.03030	1.65 %	16.31 %	97.83	230.0	238.5	3.56 %
3	4	0.0112	0.01142	1.93 %	10.11 %	60.65	170.0	173.9	2.24 %
4	5	0.0625	0.06310	0.95 %	2.36 %	14.18	82.0	81.3	-0.86 %
4	6	0.0430	0.04490	4.23 %	2.45 %	14.67	72.0	75.6	4.76 %
6	7	0.0200	0.02040	1.96 %	2.96 %	17.77	74.0	74.0	0.00 %
6	8	0.0339	0.03490	2.87 %	7.11 %	42.67	68.0	69.1	1.59 %
8	9	0.0099	0.01035	4.35 %	29.89 %	179.36	234.0	240.8	2.82 %
9	10	0.0369	0.03800	2.89 %	3.10 %	18.58	50.0	52.0	3.85 %
9	11	0.0258	0.02620	1.53 %	2.21 %	13.27	130.0	131.7	1.29 %
9	12	0.0648	0.06710	3.43 %	2.07 %	12.42	87.0	89.3	2.58 %
9	13	0.0481	0.04900	1.84 %	0.38 %	2.28	70.0	69.7	-0.43 %
13	14	0.0132	0.01360	2.94 %	4.22 %	25.31	58.0	58.5	0.85 %
13	15	0.0269	0.02800	3.93 %	8.23 %	49.35	480.0	492.0	2.44 %
1	15	0.0178	0.01860	4.30 %	25.71 %	154.25	395.0	405.7	2.64 %
1	16	0.0454	0.04670	2.78 %	13.25 %	79.47	196.0	196.8	0.41 %
1	17	0.0238	0.02500	4.80 %	15.62 %	93.69	373.0	383.4	2.71 %
3	15	0.0162	0.01680	3.57 %	6.18 %	37.06	118.0	119.3	1.09 %
4	18				14.18 %	14.18			
4	18				17.92 %	17.92			
5	6	0.0302	0.03150	4.13 %	0.97 %	5.84	240.0	244.8	1.96 %
7	8	0.0139	0.01430	2.80 %	13.12 %	78.69	96.0	96.6	0.62 %
10	12	0.0277	0.02880	3.82 %	4.26 %	25.58	37.0	38.8	4.64 %
11	13	0.0223	0.02290	2.62 %	1.75 %	10.50	15.0	15.4	2.60 %
12	13	0.0178	0.01840	3.26 %	10.66 %	63.93	108.0	109.0	0.92 %
12	16	0.0180	0.01850	2.70 %	5.85 %	35.09	58.0	59.9	3.17 %
12	17	0.0397	0.04130	3.87 %	8.34 %	50.06	126.0	128.1	1.64 %
14	15	0.0171	0.01790	4.47 %	11.58 %	69.47	516.0	526.8	2.05 %
18	19	0.4610	0.46800	1.50 %	0.81 %	4.85	65.0	65.5	0.76 %
19	20	0.2830	0.28700	1.39 %	0.23 %	1.38	3.8	3.9	2.56 %
21	20				1.14 %	1.14			
21	22	0.0736	0.07520	2.13 %	0.19 %	1.14	0.65	0.65	0.00 %
22	23	0.0099	0.01010	1.98 %	1.70 %	10.20	6.4	6.5	1.54 %
23	24	0.1660	0.16900	1.78 %	0.62 %	3.69	14.5	14.5	0.00 %
24	25				7.28 %	7.28			
26	27	0.1650	0.16950	2.65 %	1.77 %	10.62	128.0	132.0	3.03 %
27	28	0.0618	0.06350	2.68 %	3.36 %	20.15	163.0	166.6	2.16 %
28	29	0.0418	0.04320	3.24 %	4.23 %	25.40	182.0	187.6	2.99 %
7	29				61.45 %	61.45			

3.5 Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red IEEE de 57 Nodos

Tabla 3.20: Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema IEEE de 57 nodos (2/2).

Líneas		Resistencia (p.u.)			Carga (%)	Flujo (MVA)	Pérdida (kW)		
Línea envío	Línea recepción	R inicial PF	R TDPF	Cambio (%)			PF	TDPF	Cambio (%)
25	30	0.1350	0.13950	3.23 %	1.48 %	8.87	70.0	72.0	2.78 %
30	31	0.3260	0.33600	2.98 %	0.78 %	4.69	48.0	49.6	3.23 %
31	32	0.5070	0.52200	2.87 %	0.34 %	2.06	15.0	15.7	4.46 %
32	33	0.0392	0.04020	2.49 %	0.71 %	4.26	5.2	5.2	0.00 %
34	32				8.37 %	8.37			
34	35	0.0520	0.05380	3.35 %	1.38 %	8.30	25.8	26.5	2.64 %
35	36	0.0430	0.04440	3.15 %	2.50 %	14.97	68.0	70.1	3.00 %
36	37	0.0290	0.03020	3.97 %	3.35 %	20.10	81.0	83.4	2.88 %
37	38	0.0651	0.06740	3.41 %	4.18 %	25.08	276.0	283.5	2.65 %
37	39	0.0239	0.02450	2.45 %	0.81 %	4.85	3.8	3.9	2.56 %
36	40	0.0300	0.03100	3.23 %	0.89 %	5.34	5.8	6.0	3.33 %
22	38	0.0192	0.01980	3.03 %	1.89 %	11.34	16.0	16.6	3.61 %
11	41				9.84 %	9.84			
41	42	0.2070	0.21400	3.27 %	1.58 %	9.48	118.0	121.3	2.72 %
41	43				11.96 %	11.96			
38	44	0.0289	0.03000	3.67 %	4.14 %	24.85	114.0	117.5	2.98 %
15	45				37.29 %	37.29			
14	46				55.25 %	55.25			
46	47	0.0230	0.02400	4.17 %	9.07 %	54.40	385.0	397.3	3.10 %
47	48	0.0182	0.01900	4.21 %	3.60 %	21.57	52.0	53.6	2.99 %
48	49	0.0834	0.08630	3.36 %	1.20 %	7.21	26.5	27.3	2.93 %
49	50	0.0801	0.08280	3.26 %	1.77 %	10.61	53.5	53.5	0.00 %
50	51	0.1386	0.14330	3.28 %	2.17 %	13.02	145.0	149.5	3.01 %
10	51				32.21 %	32.21			
13	49				46.99 %	46.99			
29	52	0.1442	0.14950	3.55 %	3.01 %	18.08	301.0	310.0	2.90 %
52	53	0.0762	0.07900	3.54 %	2.09 %	12.52	81.0	83.6	3.11 %
53	54	0.1878	0.19400	3.20 %	1.47 %	8.82	102.0	105.2	3.04 %
54	55	0.1732	0.17950	3.51 %	2.22 %	13.32	205.0	205.0	0.00 %
11	43				14.43 %	14.43			
44	45	0.0624	0.06480	3.70 %	6.10 %	36.62	518.0	533.5	2.91 %
40	56				5.33 %	5.33			
56	41	0.5530	0.57000	2.98 %	0.91 %	5.44	114.0	114.0	0.00 %
56	42	0.2125	0.21900	2.97 %	0.36 %	2.14	6.8	7.0	2.86 %
39	57				4.84 %	4.84			
57	56	0.1740	0.17980	3.23 %	0.48 %	2.90	10.2	10.5	2.86 %
38	49	0.1150	0.11920	3.52 %	1.91 %	11.44	95.0	95.0	0.00 %
38	48	0.0312	0.03240	3.70 %	4.34 %	26.01	134.0	137.9	2.83 %
9	55				21.64 %	21.64			

La Tabla 3.21 presenta una comparación de las pérdidas totales de potencia activa obtenidas para el sistema IEEE de 57 nodos utilizando el flujo de potencia convencional y el flujo

3. CASOS DE ESTUDIO

de potencia dependiente de la temperatura completamente acoplado (FPDT-CA). Este análisis permite evaluar el impacto global que tiene la consideración del efecto térmico de los conductores sobre el desempeño energético de la red.

A partir de los resultados mostrados, se observa que las pérdidas totales del sistema aumentan al considerar la dependencia de la resistencia con la temperatura. En el caso del flujo de potencia convencional, las pérdidas totales ascienden a 8710.60 kW, mientras que al aplicar el modelo FPDT-CA estas alcanzan un valor de 8928.10 kW. Esto representa un incremento global del 2.50 % en las pérdidas activas del sistema.

Este comportamiento se debe a que, bajo el modelo dependiente de temperatura, la resistencia eléctrica de las líneas de transmisión ya no se considera constante, sino que se ajusta de acuerdo con la temperatura de operación del conductor. A medida que aumenta la corriente que circula por las líneas, se incrementa la temperatura del conductor, lo cual provoca un aumento en su resistividad eléctrica. Como consecuencia, las pérdidas por efecto Joule (I^2R) también se incrementan, reflejándose en mayores pérdidas totales en la red.

Aunque el incremento porcentual observado en este caso es relativamente moderado, los resultados evidencian que la inclusión del comportamiento térmico de los conductores permite obtener una representación más realista del sistema eléctrico. En particular, este tipo de modelado resulta relevante en escenarios de alta carga o en estudios de operación donde la precisión en la estimación de pérdidas y límites térmicos de las líneas es un factor importante para la planeación y operación segura del sistema.

Tabla 3.21: Comparación de pérdidas totales entre métodos de la red IEEE-57 nodos.

Método	Pérdidas Totales (kW)
FP Convencional	8710.60
FPDT-CA	8928.10
Incremento	2.50 %

La Figura 3.21 muestra el porcentaje de variación en las pérdidas de potencia activa para cada línea del sistema IEEE de 57 nodos al comparar los resultados obtenidos mediante el flujo de potencia convencional y el flujo de potencia dependiente de la temperatura completamente acoplado (FPDT-CA). Esta representación gráfica permite identificar de forma clara cómo se distribuyen los cambios en las pérdidas a lo largo de las diferentes líneas de la red cuando se incorpora el efecto térmico en el cálculo de la resistencia de las líneas.

En términos generales, se observa que la mayoría de las líneas experimenta incrementos moderados en sus pérdidas, los cuales se sitúan principalmente entre 1 % y 3.5 %. Este comportamiento es consistente con el aumento de la resistencia eléctrica producido por el incremento de temperatura en los conductores, lo que provoca mayores pérdidas por efecto Joule. Sin embargo, también se identifican algunas líneas donde el incremento es más pronunciado, superando el 4 %.

Entre estas, destaca particularmente la línea 4-6, la cual presenta el mayor incremento porcentual de pérdidas dentro del sistema, alcanzando aproximadamente un 4.76 %. En la figura esta línea se resalta en color rojo con el fin de enfatizar su comportamiento dentro del conjunto

de resultados. Este incremento está asociado a un aumento relativamente alto en la resistencia de la línea y a las condiciones de flujo que experimenta dicha línea, lo que la convierte en una de las trayectorias más sensibles a los efectos térmicos en el sistema.

Asimismo, la gráfica permite observar que existen algunas líneas en las que el cambio porcentual de pérdidas es cercano a cero o incluso ligeramente negativo. Este fenómeno no implica una reducción directa de la resistencia eléctrica, sino que se debe a la redistribución del flujo de potencia dentro de la red cuando se consideran los efectos térmicos. En estos casos, ciertas líneas transportan una menor cantidad de potencia en el escenario FPDT-CA, lo que provoca una reducción en la corriente y, por consiguiente, en las pérdidas asociadas a dichas líneas.

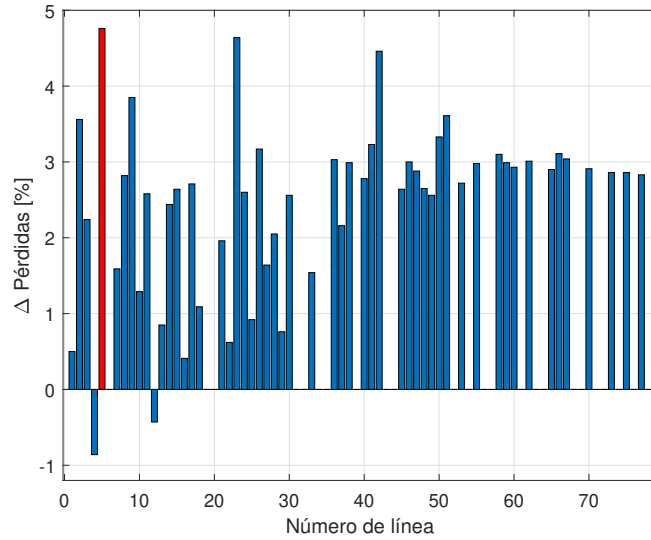


Figura 3.21: Pérdidas de potencia $\Delta \%$ flujos de potencia convencional vs FPDT-CA red IEEE-57.

En conjunto, la figura evidencia que el incremento global de pérdidas observado en la Tabla 3.21 no se distribuye de manera uniforme en toda la red, sino que se concentra principalmente en algunas trayectorias específicas que presentan mayor sensibilidad térmica o mayores niveles de transferencia de potencia. Este análisis desagregado resulta útil para identificar ramas críticas dentro del sistema y pone de manifiesto la importancia de considerar el efecto de la temperatura en estudios de flujo de potencia para obtener una representación más realista del comportamiento operativo de la red.

3.6. Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de 2736 Nodos de Polonia Durante las Condiciones de Carga Máxima en el Verano de 2004

La Figura 3.22 presenta el sistema polaco de 2736 nodos, el caso de mayor escala analizado en esta tesis. Su estudio permite validar la robustez y el desempeño computacional del algoritmo propuesto en redes de gran tamaño y elevada complejidad topológica. Cabe señalar que este sistema corresponde a la red de transmisión de Polonia bajo condiciones de carga máxima durante el verano de 2004.

Los datos y la información de este caso de estudio están disponibles en [MATPOWER, 2015a]. Asimismo, pueden consultarse a través del código QR incluido en el Apéndice B.1, que facilita el acceso a los archivos y a los resultados relacionados.

Las Tablas 3.22, 3.23, 3.24 y 3.25 presentan los resultados obtenidos de la red de transmisión de Polonia de 2736 nodos al aplicar el algoritmo FPDT-CA. En la Tabla 3.22 se muestran los valores de convergencia del proceso iterativo para este sistema. La Tabla 3.23 corresponde a los principales resultados nodales obtenidos después de aplicar el algoritmo FPDT-CA. En esta Tabla se muestran los nodos más significativos. La Tabla 3.24 muestra el error medio absoluto entre el flujo de potencia convencional y el flujo de potencia dependiente de temperatura. La cuarta Tabla 3.25 presenta los flujos de potencia activa y reactiva calculados entre nodos de envío y recepción.

Finalmente, la Tabla 3.26 muestra la comparación entre los resultados obtenidos del flujo de potencia convencional y el FPDT-CA.

3.6 Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de 2736 Nodos de Polonia Durante las Condiciones de Carga Máxima en el Verano de 2004

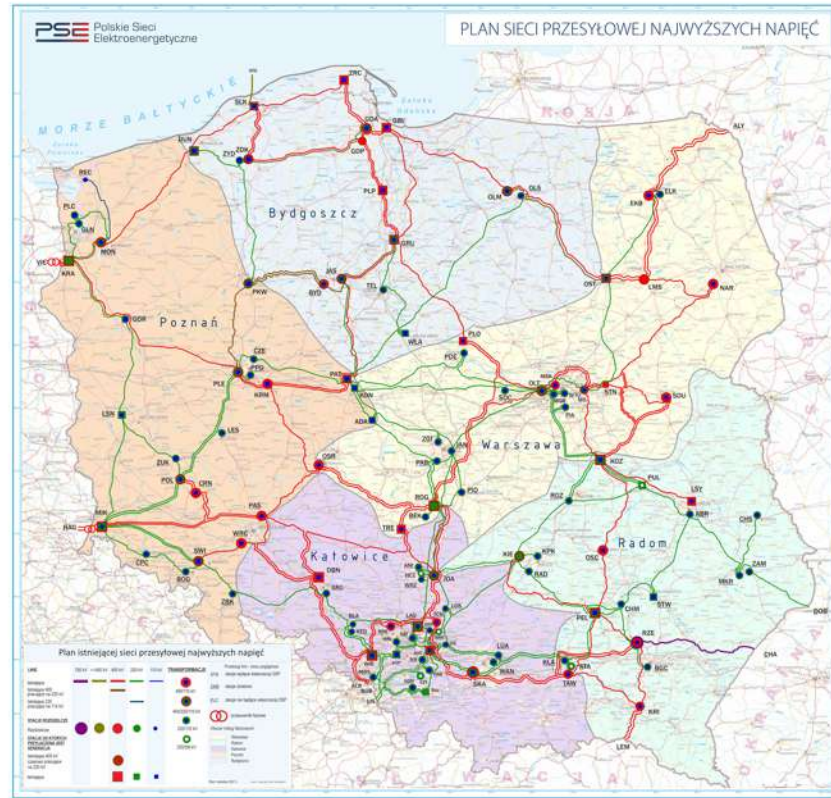


Figura 3.22: Sistema de 2736 nodos que representa la red de transmisión de Polonia durante las condiciones de carga máxima en el verano de 2004 [Snodgrass et al., 2022].

3.6.1. Resultados de Convergencia

La Figura 3.23 muestra el comportamiento de convergencia del algoritmo de flujo de potencia dependiente de temperatura. Se observa que, a pesar del tamaño considerable del sistema y del elevado número de variables involucradas, el método alcanza la convergencia en un número razonable de iteraciones, lo cual evidencia la estabilidad numérica y la eficacia del enfoque propuesto.

Para este caso, el tiempo total de solución fue de 31.18 s. En la Tabla 3.22 se reporta una convergencia exitosa en 7 iteraciones; además, en dicha tabla se detallan los resultados de cada iteración. Aún tratándose de un sistema de gran tamaño, el tiempo computacional requerido para resolver el problema de flujos de potencia no resulta significativamente alto.

3. CASOS DE ESTUDIO

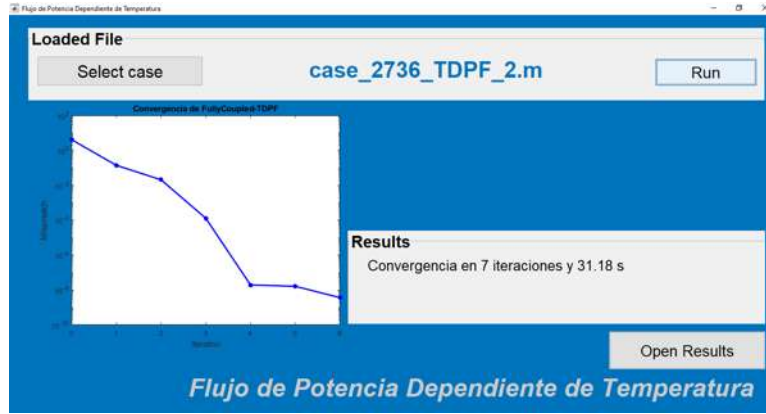


Figura 3.23: Convergencia del sistema polaco de 2736 nodos.

Tabla 3.22: Convergencia iterativa FPDT-CA de la red de Polonia de 2736 nodos.

Iteración	Máximo desajuste
Iteración 0	4.123×10^0
Iteración 1	1.395×10^{-1}
Iteración 2	2.063×10^{-2}
Iteración 3	1.296×10^{-4}
Iteración 4	1.957×10^{-8}
Iteración 5	1.638×10^{-8}
Iteración 6	3.657×10^{-9}

En [Frank et al., 2013] se reporta que, para este mismo sistema de prueba, el algoritmo de flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado alcanza la convergencia en 5 iteraciones con un tiempo de solución de 25.8 s. En comparación, los resultados obtenidos en el presente trabajo muestran que la convergencia se alcanza en 7 iteraciones con un tiempo total de cómputo de 31.18 s. Aunque el número de iteraciones es ligeramente mayor, el comportamiento general del proceso iterativo es consistente con lo reportado en la literatura, observándose una reducción progresiva del desajuste hasta alcanzar valores del orden de 10^{-9} . Las diferencias observadas tanto en el número de iteraciones como en el tiempo de ejecución pueden atribuirse a factores asociados al entorno de implementación, tales como las características del equipo de cómputo, el lenguaje de programación empleado y la forma en que se resuelven las ecuaciones térmicas acopladas al flujo de potencia. No obstante, considerando el tamaño del sistema analizado —que incluye miles de nodos y un elevado número de variables—, los resultados obtenidos demuestran que el modelo implementado mantiene un desempeño numérico robusto y una adecuada capacidad de escalabilidad, permitiendo resolver de manera eficiente el problema de flujo de potencia dependiente de temperatura incluso en redes eléctricas de gran dimensión.

3.6.2. Resultados Nodales

Las condiciones iniciales del sistema se encuentran en [MATPOWER, 2015a]. Tras finalizar el proceso iterativo mediante el algoritmo de Newton-Raphson, los resultados de los nodos con mayor impacto en términos de tensión, ángulo y generación de potencia se presentan en la Tabla 3.23.

La Tabla 3.23 integra los nodos más significativos del sistema polaco de 2736 nodos y reporta la magnitud y el ángulo de voltaje, así como las potencias de generación activa y reactiva resultantes del FPDT-CA. Este conjunto permite caracterizar los perfiles eléctricos y la distribución de la inyección de potencia en zonas clave de la red. Para esta red, el nodo 28, designado como slack, conserva sus condiciones de referencia con una magnitud de voltaje de $V = 1.026650$ p.u. y un ángulo $\delta = 36.029099^\circ$, conservando la coherencia del sistema eléctrico mediante la corrección de los desajustes de potencia activa y reactiva.

En términos de voltaje, los valores se mantienen cercanos a la unidad (p.u.), con un mínimo de 1.0013 p.u. en el nodo 2726 y un máximo de 1.1000 p.u. en el nodo 2730. Este intervalo es coherente con niveles de operación aceptables y sugiere perfiles de tensión adecuados en la red.

Los ángulos de voltaje se distribuyen aproximadamente entre 14.486° en el nodo 2719 y 38.964° para el nodo 27. Esta dispersión es consistente con zonas de mayor aporte de generación y con la presencia de unidades de gran porte que establecen referencias de fase regionales.

Con respecto a la potencia activa, destacan los generadores con aportaciones elevadas en los nodos 27 (1090 MW), 26 (740 MW), 29 (740 MW) y 28 (753.981 MW). En el estrato intermedio sobresalen los nodos 125 (440 MW), 44 (433.768 MW) y 2343 (190.183 MW). Además, se identifica un bloque de unidades en el rango de 120 a 129 MW (nodos 54, 55, 56, 133, 134 y 2730), junto con contribuciones menores —por ejemplo, 309 a 311 (11 a 15 MW), 313 (30 MW) y 2719 (5.8 MW)— que complementan el despacho y contribuyen a la estabilidad operativa.

En potencia reactiva, el soporte más significativo lo proveen los nodos 27 (161.781 MVar), 26 (142.057 MVar), 125 (103.510 MVar) y 1838 (91.359 MVar), lo que ayuda a sostener perfiles de tensión adecuados en su entorno. En contraste, se observan absorciones relevantes en 28 (-63.371 MVar), 44 (-59.673 MVar), 2728 (-46.299 MVar), 124 (-38.162 MVar), 126 (-36.357 MVar), 43 (-22.275 MVar), 29 (-21.745 MVar), 2730 (-15.785 MVar), 56 (-14.220 MVar) y 2343 (-8.505 MVar). Esta alternancia entre inyección y absorción es consistente con un control de voltaje distribuido que compensa las caídas por efecto resistivo y la demanda local.

En conjunto, los resultados muestran perfiles de tensión dentro de rangos operativos adecuados, una estructura de generación activa con unidades líderes y un patrón de potencia reactiva que alterna entre aporte y absorción según la zona. Este comportamiento es congruente con las necesidades de soporte de voltaje en líneas de alta transferencia y con los efectos del FPDT-CA.

3. CASOS DE ESTUDIO

Tabla 3.23: Resultados Nodales de la red de Polonia de 2736 nodos obtenidos con el FPDT-CA.

Bus	V (pu)	Ángulo (°)	P _{gen} (MW)	Q _{gen} (MVar)
26	1.0909	37.218	740.000	142.057
27	1.0909	38.964	1090.000	161.781
28	1.0267	36.029	753.981	-63.371
29	1.0267	36.035	740.000	-21.745
42	1.0909	27.325	240.000	-12.517
43	1.0909	27.343	250.000	-22.275
44	1.0186	27.845	433.768	-59.673
54	1.0912	29.243	129.000	8.258
55	1.0911	29.240	129.000	-7.840
56	1.0404	28.995	129.000	-14.220
57	1.0404	28.991	258.000	-9.694
58	1.0875	26.885	48.100	31.683
124	1.0909	32.793	215.000	-38.162
125	1.0909	32.810	440.000	103.510
126	1.0251	31.491	225.000	-36.357
131	1.0859	30.923	125.000	28.143
133	1.0909	29.096	120.000	34.192
134	1.0909	29.092	120.000	46.927
309	1.0808	29.578	11.000	3.584
310	1.0814	29.296	15.000	2.134
311	1.0633	28.015	15.000	4.094
313	1.0863	30.135	30.000	9.170
1672	1.0883	31.208	153.000	32.036
1673	1.0902	31.758	153.000	20.464
1674	1.0909	31.863	123.000	15.588
1836	1.0909	32.551	225.000	45.497
1838	1.0909	30.491	225.000	91.359
2214	1.0909	27.404	200.000	13.267
2215	1.0909	21.349	200.000	44.151
2343	1.0909	28.958	190.183	-8.505
2719	1.0799	14.486	5.800	-2.316
2723	1.0200	28.904	0.000	0.000
2724	1.0187	27.488	0.000	0.000
2725	1.0874	24.280	0.000	0.000
2726	1.0013	26.964	0.000	0.000
2727	1.0909	32.413	125.000	0.966
2728	1.0841	16.473	176.691	-46.299
2729	1.0147	23.593	0.000	0.000
2730	1.1000	30.607	120.000	-15.785
2731	1.0503	26.896	0.000	0.000
2732	1.0504	26.904	0.000	0.000
2733	1.0491	26.809	0.000	0.000
2734	1.0491	26.811	0.000	0.000
2735	1.0340	25.787	0.000	0.000
2736	1.0242	25.162	0.000	0.000

3.6 Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de 2736 Nodos de Polonia Durante las Condiciones de Carga Máxima en el Verano de 2004

En la Figura 3.24 se muestra el perfil de magnitudes de voltaje para el sistema de Polonia de 2736 nodos. La Figura muestra que el sistema mantiene niveles de voltaje cercanos a 1 p.u., con la mayor parte de los nodos en un intervalo aproximado de 1.03–1.09 p.u. Se observan mínimos niveles de tensión cercanos a 0.98 p.u. y máximos alrededor de 1.11 p.u., propios de zonas con mayor inyección o control de tensión. El comportamiento global sugiere un perfil de voltaje adecuado.

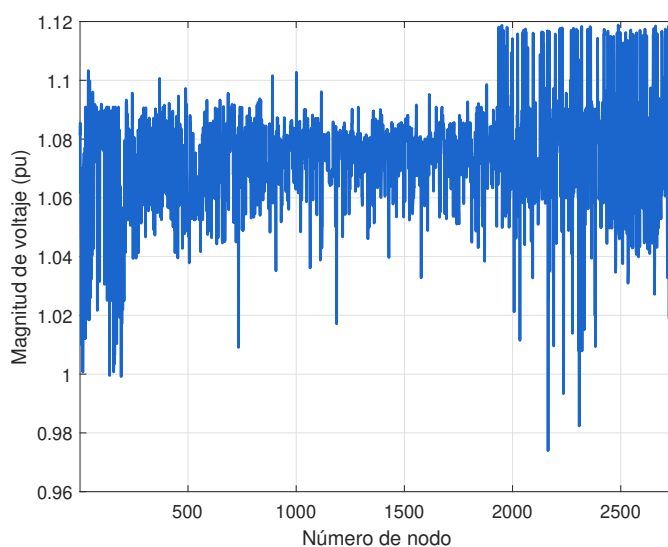


Figura 3.24: Perfil de magnitud de voltaje de la red de Polonia de 2736 nodos.

La Figura 3.25 presenta el perfil de ángulos de voltaje. Se identifican bloques o regiones con comportamiento relativamente homogéneo: un tramo inicial con mayor dispersión (18° – 35°); un tramo intermedio, aproximadamente entre los nodos 500 y 1900, con ángulos mayormente en 25° – 31° ; y una zona a partir del nodo 2000 donde los ángulos descienden hacia 10° – 20° y muestran mayor variabilidad. Esta segmentación es consistente con zonas de mayor transferencia y con agrupamientos de generación/carga que establecen referencias de fase regionales.

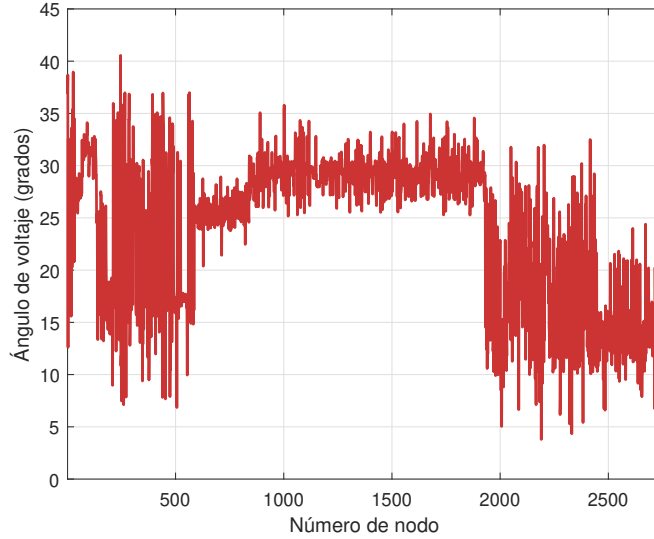


Figura 3.25: Perfil de ángulo de voltaje de la red de Polonia de 2736 nodos.

La Figura 3.26 cuantifica el Δ absoluto de magnitud de voltaje. La mayor parte de los nodos presenta cambios muy pequeños, típicamente por debajo de 4×10^{-4} p.u., con picos aislados que alcanzan $\sim 1.3 \times 10^{-3}$ p.u. Estos picos se concentran en ciertas zonas de la red (al inicio y en el último tercio de nodos), y son coherentes con trayectorias más cargadas o más sensibles a la variación térmica de la resistencia.

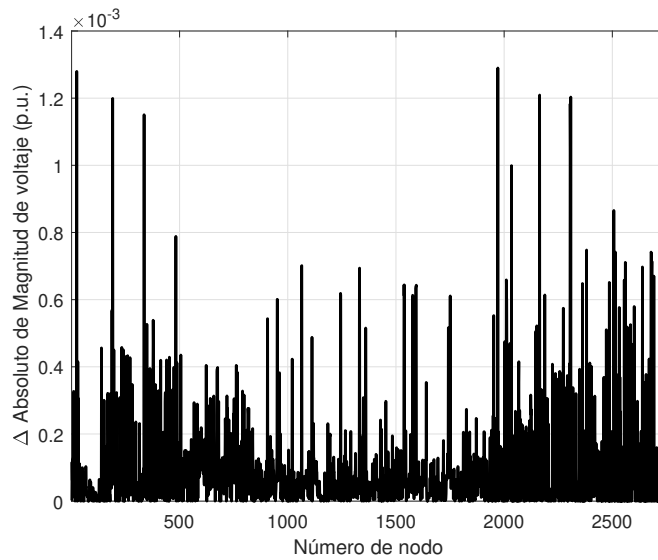


Figura 3.26: Δ Absoluto de magnitud de voltaje de la red de Polonia de 2736 nodos.

La Figura 3.27 muestra el Δ absoluto del ángulo de voltaje. En donde predominan cambios

3.6 Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de 2736 Nodos de Polonia Durante las Condiciones de Carga Máxima en el Verano de 2004

muy reducidos con valor de $< 0.2^\circ$ aproximadamente del nodo 500 al nodo 2000, además aparecen incrementos localizados con valores del orden 1° – 1.6° en el último tercio de nodos. También se observa al principio de la Figura que existe un pico cercano a 2.7° . Estos desplazamientos angulares, aunque acotados, indican una redistribución del flujo de potencia en zonas específicas cuando se incorpora el efecto térmico.

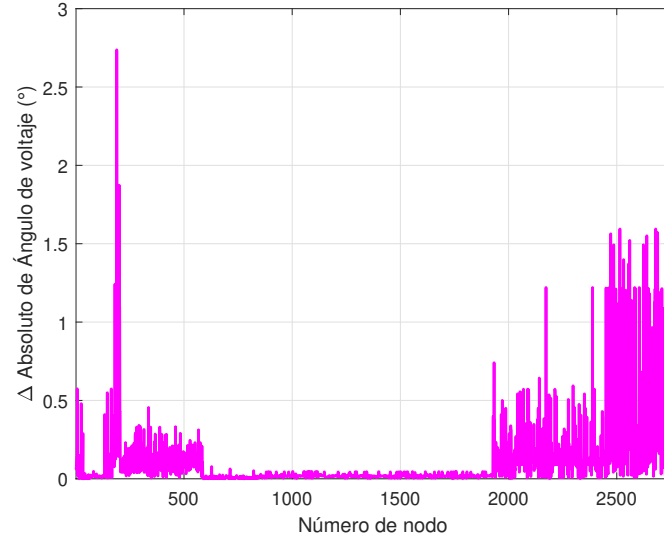


Figura 3.27: Δ Absoluto de ángulo de voltaje de la red de Polonia de 2736 nodos.

Los resultados obtenidos (MAE), definidos en la ecuación 3.2, para el sistema de Polonia de 2736 nodos se muestra en la Tabla 3.24. La diferencia promedio en magnitudes de voltaje es de 9.2×10^{-5} p.u., mientras que en los ángulos de voltaje alcanza 0.1181° .

Tabla 3.24: Error Medio Absoluto (MAE) entre FPDT y FP Convencional.

Variable	MAE
Magnitud de Voltaje (p.u.)	0.000092
Ángulo de Voltaje (grados)	0.118123

3.6.3. Resultados de Flujos de Potencia

La Tabla 3.25 presenta los flujos de potencia activa y reactiva obtenidos tras aplicar el modelo de flujo de potencia dependiente de la temperatura completamente acoplado (FPDT-CA) para la red de Polonia de 2736 nodos. En particular, la tabla reporta las potencias activas y reactivas desde el nodo de envío hacia el nodo de recepción para cada una de las líneas analizadas, lo que permite identificar las trayectorias de transferencia de energía más importantes dentro del sistema.

3. CASOS DE ESTUDIO

A partir de los resultados se observan varias líneas que transportan flujos activos de gran magnitud y que, por lo tanto, funcionan como corredores principales de transmisión dentro de la red. Entre los casos más representativos se encuentran las líneas 161–81, 126–2724, 44–9 y 28–122, donde los valores de potencia activa superan los 300 MW e incluso alcanzan valores cercanos a los 500 MW, como ocurre en la línea 161–81. También destacan otras trayectorias relevantes como las líneas 29–92, 27–29, 202–164, 189–191 y 2725–104, las cuales presentan transferencias superiores a 200 MW. Estos resultados permiten identificar rutas de alta transferencia de potencia dentro del sistema, en las que el efecto térmico asociado al incremento de corriente puede tener un impacto más significativo en los parámetros eléctricos de las líneas.

Asimismo, al comparar la potencia activa enviada con la potencia recibida en cada extremo de las líneas, se aprecia la asimetría característica de las pérdidas en los conductores. En las líneas con mayores niveles de carga, como 202–164, 161–81, 2725–104 y 42–10, la potencia que llega al nodo receptor difiere de la enviada desde el nodo de origen. Esta diferencia refleja las pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión, las cuales se ven influenciadas por los parámetros eléctricos del conductor y por el efecto térmico considerado en el modelo FPDT-CA. Por otra parte, en lo que respecta a la potencia reactiva, se identifican intercambios significativos asociados al soporte de tensión dentro del sistema. En particular, las líneas 39–41 y 42–45 presentan valores elevados de potencia reactiva, con magnitudes superiores a 90 MVar, lo que indica una participación importante en la regulación del perfil de voltaje. De forma similar, las líneas 28–122, 124–127, 134–33, 2729–47 y 2729–48 también muestran intercambios reactivos relevantes, evidenciando la presencia de inyección o absorción de potencia reactiva en diferentes puntos de la red. En estos casos, la diferencia de signo entre el nodo de envío y el nodo de recepción indica que en un extremo de la línea se inyecta potencia reactiva mientras que en el otro se absorbe, comportamiento que resulta coherente con el papel de las líneas de transmisión y de los elementos cercanos en el control del voltaje del sistema.

En términos generales, los resultados muestran que el modelo FPDT-CA conserva la direccionalidad de los intercambios de potencia presentes en el sistema, pero permite identificar con mayor claridad las líneas más exigidas desde el punto de vista operativo. En particular, las ramas con mayores flujos activos también tienden a presentar intercambios reactivos más pronunciados, lo cual refleja la necesidad de mantener niveles adecuados de tensión en zonas donde se concentran grandes transferencias de potencia.

En conjunto, la Tabla 3.25 permite identificar de forma clara las trayectorias críticas de transferencia de potencia dentro de la red de Polonia de 2736 nodos, así como los requerimientos de soporte reactivo asociados a dichas rutas. Este tipo de información resulta especialmente útil para el análisis operativo del sistema, ya que proporciona elementos para la toma de decisiones relacionadas con la redistribución de carga, la implementación de compensación reactiva y la supervisión térmica de los corredores de transmisión más relevantes, particularmente en escenarios donde la resistencia de las líneas depende de la temperatura de operación.

3.6 Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de 2736 Nodos de Polonia Durante las Condiciones de Carga Máxima en el Verano de 2004

Tabla 3.25: Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de Polonia de 2736 nodos.

De	A	P_{from} (MW)	Q_{from} (MVar)	P_{to} (MW)	Q_{to} (MVar)
7	8	-188.3123	-14.5670	188.5441	25.3904
26	28	86.2164	-17.5531	-86.1897	19.4186
27	29	212.6611	-15.2476	-212.5020	26.2039
39	41	-18.6922	-116.5506	18.7405	119.5091
42	45	-45.3101	-90.9156	45.3454	93.0826
54	56	15.8784	7.2020	-15.8761	-7.1181
89	91	-92.3501	6.3904	92.4108	-4.4245
90	92	-91.6217	6.7329	91.6815	-4.7772
124	127	79.9521	-75.5016	-79.8917	78.9533
148	149	-74.3644	-11.4855	74.3993	13.1425
154	156	31.3755	-20.9310	-31.3722	21.2608
155	157	30.3242	-20.8460	-30.3210	21.1599
168	170	41.1643	-49.8515	-41.1496	50.8469
182	183	-65.5956	5.8856	65.6197	-4.6242
189	191	-216.2724	-32.6079	216.4727	47.3633
2726	156	-66.7037	20.3235	66.7187	-20.1596
2726	157	-69.6273	21.1594	69.6437	-20.9809
2727	67	125.0000	8.4660	-123.0932	2.5514
2725	75	-174.3051	45.9932	177.7048	-26.5733
2725	104	-196.8949	43.4212	201.0205	-19.0553
126	2724	434.2630	14.5108	-431.5000	15.7384
2728	147	88.6136	-20.4869	-88.4966	21.6067
2728	148	88.0774	-20.2946	-87.9619	21.4005
2729	47	-154.0300	-61.1864	154.5333	67.2874
2729	48	-153.5520	-61.1062	154.0524	67.1723
81	2723	178.4508	-5.5722	-177.6040	15.0882
42	23	159.3119	51.9350	-156.0790	-32.7915
26	89	141.7389	-12.4463	-140.1808	23.0615
27	90	194.4499	-13.4978	-191.6346	33.9455
145	30	80.5256	31.2031	-79.4541	-23.4355
134	33	-74.9382	71.8767	75.4063	-69.5048
133	20	-139.0919	57.8093	141.1518	-45.9967
163	21	101.8191	26.8740	-100.4424	-17.0069
40	108	-71.6880	34.2408	72.4634	-30.0084
39	90	-116.6792	44.2664	118.1227	-35.0151
177	82	-160.8023	15.5176	162.0642	-2.1859
202	164	-208.9542	-13.4615	213.7994	40.6384
193	164	-148.5829	-3.6234	151.9566	21.2474
192	163	-153.0414	-8.0987	155.9909	26.4020
206	166	7.5156	5.1244	-7.5037	-5.0554
42	10	172.1427	54.2272	-168.5986	-33.7048
197	18	-34.4464	-14.7962	34.6257	16.1202
99	54	-11.9929	2.9145	11.9976	-2.8586
161	81	-487.7739	-3.4624	492.4002	51.7460
44	9	340.2823	32.6071	-338.5839	-15.6446
184	149	-40.1353	18.7641	40.1897	-18.1234
120	56	-21.3803	18.8716	21.3929	-18.7227
29	92	215.1285	-45.4175	-214.4988	52.8707
28	122	315.9477	-59.3647	-313.6723	86.5151

3.6.4. Comparación de Flujos de Potencia Convencional y Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura de la red de Polonia de 2736 Nodos

En la Tabla 3.26 se presenta una comparación de las líneas de transmisión de mayor impacto bajo ambos enfoques, destacando la variación de la resistencia eléctrica (R), el porcentaje de carga de cada línea, el flujo de potencia aparente (MVA) y, en particular, las pérdidas de potencia activa (kW). La Tabla reporta tanto las pérdidas del flujo de potencia convencional como las obtenidas con el algoritmo dependiente de temperatura, así como el cambio porcentual que refleja la sensibilidad de cada línea ante el incremento de temperatura en los conductores. Cabe señalar que los datos corresponden a un subconjunto representativo de las líneas del sistema eléctrico polaco.

La Tabla evidencia que la mayoría de las líneas presenta un incremento de la resistencia eléctrica, efecto esperado por el calentamiento de los conductores debido al paso de corriente y a la influencia de la temperatura ambiente. Este fenómeno es consistente con lo observado en estudios previos, donde el incremento resistivo es un comportamiento típico en líneas de transmisión. Aunque muchos de estos incrementos son moderados (por debajo del 1 %), existen líneas que muestran aumentos más notorios, como la 361–14 (7.23 % en R) y la 343–9 (4.11 %), lo cual refleja una mayor sensibilidad térmica.

El aumento de la resistencia tiene un impacto directo en las pérdidas de potencia activa. Por ejemplo, la línea 7–8, con un flujo de 188.87 MVA, muestra un incremento de pérdidas de 152.40 kW (modelo convencional) a 231.70 kW (FPDT-CA), lo que equivale a un 52.03 %. Otro caso destacado es la línea 25–9, donde las pérdidas se elevan de 10.90 kW a 54.10 kW, implicando un 396.33 %, pese a que la resistencia solo aumenta 0.02 %. Esto pone en evidencia cómo incluso incrementos mínimos de la resistencia pueden amplificarse significativamente en términos de pérdidas activas bajo ciertos niveles de carga o condiciones operativas.

Un caso particularmente extremo es el de la línea 2616–2673, donde la resistencia apenas se incrementa 0.03 % pero las pérdidas activas aumentan de 0.30 kW a 4.40 kW (1366.67 %). A pesar de presentar un nivel de carga moderado (6.46 %), este resultado ilustra cómo pequeñas variaciones de la resistencia pueden generar efectos amplificados en las pérdidas cuando existe redistribución de flujos o condiciones operativas sensibles, reafirmando la importancia de modelar adecuadamente los efectos térmicos incluso en líneas aparentemente no críticas. También se identifican líneas con incrementos moderados de resistencia pero con flujos altos, como la 361–14, que transporta 266.61 MVA y presenta un aumento de pérdidas del 9.34 %, o la 349–9, que con un flujo de 161.11 MVA experimenta un incremento del 6.00 %.

En contraste, existen líneas en las que el modelo dependiente de temperatura reduce las pérdidas activas frente al flujo convencional. Tal es el caso de la 342–6, que disminuye sus pérdidas de 169.40 kW a 155.60 kW (reducción del 8.15 %), o de la 386–17, que pasa de 4.70 kW a 4.40 kW (reducción del 6.38 %). Esto sugiere que, en ciertos escenarios, la redistribución de flujos o cambios en las condiciones térmicas locales pueden beneficiar la operación de la red y reducir las pérdidas activas.

3.6 Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de 2736 Nodos de Polonia Durante las Condiciones de Carga Máxima en el Verano de 2004

Tabla 3.26: Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema de Polonia de 2736 nodos.

Línea		Resistencia (p.u.)			Carga (%)	Flujo (MVA)	Pérdida (kW)		
Línea envío	Línea recepción	R inicial FP	R FPDT	Cambio (%)			FP	FPDT	Cambio (%)
7	8	0.00064	0.00065302	2.03 %	47.22 %	188.8749173	152.4	231.7	52.03 %
25	9	0.00298	0.002980704	0.02 %	5.19 %	43.12005328	10.9	54.1	396.33 %
186	205	0.00133	0.00133427	0.32 %	19.23 %	159.8197754	289.3	328	13.38 %
393	1	0.00157	0.001626126	3.57 %	63.92 %	102.2740714	154	159.8	3.77 %
394	2	0.00157	0.001594676	1.57 %	43.91 %	70.25942861	68.7	70.3	2.33 %
246	245	0.001008	0.00103011	2.19 %	50.79 %	152.3615092	219.2	221.4	1.00 %
342	6	0.001651	0.00170564	3.31 %	60.92 %	97.47765157	169.4	155.6	-8.15 %
343	9	0.0015	0.001561711	4.11 %	64.45 %	161.1142575	404.7	429	6.00 %
354	10	0.001651	0.001699918	2.96 %	58.15 %	93.03777794	134.5	139.3	3.57 %
355	11	0.001651	0.001696793	2.77 %	56.21 %	89.93202728	128.3	130.4	1.64 %
356	12	0.001651	0.001694701	2.65 %	55.27 %	88.43159691	122.7	124.4	1.39 %
361	14	0.00087	0.000932893	7.23 %	80.79 %	266.6066955	696.8	761.9	9.34 %
369	15	0.00087	0.000883126	1.51 %	40.92 %	135.0235549	154.2	159	3.11 %
386	17	0.00124	0.001241537	0.12 %	12.52 %	20.02514256	4.7	4.4	-6.38 %
385	18	0.00124	0.001251577	0.93 %	35.22 %	56.35110573	32.1	33	2.80 %
189	200	0.00564	0.005658697	0.33 %	20.22 %	55.40639727	28.1	156.1	455.52 %
2502	188	0.0037	0.003702073	0.06 %	8.40 %	10.08449632	1.3	3.3	153.85 %
2503	187	0.001591	0.001604174	0.83 %	31.69 %	50.70488455	29.2	37.5	28.42 %
2519	189	0.00163	0.001671228	2.53 %	54.91 %	87.85104743	22.4	117.4	424.11 %
2521	190	0.00163	0.00167163	2.55 %	54.87 %	87.79466963	25.8	118.6	359.69 %
2520	191	0.00059	0.000603476	2.28 %	47.67 %	157.2972664	347	163.3	-52.94 %
2527	192	0.001591	0.001624611	2.11 %	50.37 %	80.58744816	91	95.7	5.16 %
2456	336	0.076859	0.076877275	0.02 %	5.43 %	3.743750116	2.1	9.7	361.90 %
551	517	0.004628	0.004628778	0.02 %	4.55 %	5.462706317	0.4	1.2	200.00 %
586	359	0.022636	0.022636431	0.00 %	1.54 %	1.382452889	0.3	0.4	33.33 %
412	268	0.019917	0.019962981	0.23 %	17.06 %	22.68323231	84.4	90.5	7.23 %
562	297	0.010661	0.010662511	0.01 %	4.20 %	5.58875478	2.3	3	30.43 %
562	268	0.015868	0.015880114	0.08 %	9.75 %	12.96617024	21.2	23.8	12.26 %
835	605	0.022562	0.022741168	0.79 %	32.04 %	24.66832293	116.8	118.2	1.20 %
685	587	0.003967	0.004172208	5.17 %	81.04 %	72.93550951	175.7	184.9	5.24 %
685	588	0.003967	0.004178435	5.33 %	82.20 %	73.97873131	180.9	190.5	5.31 %
1436	1619	0.000992	0.00102971	3.80 %	68.97 %	78.62100948	52.6	54.5	3.61 %
1641	1436	0.005785	0.005915238	2.25 %	53.23 %	60.68676808	184.2	188.3	2.23 %
1434	1436	0.000826	0.000827557	0.19 %	15.63 %	17.81731256	2.3	2.3	0.00 %
1836	1640	0.011901	0.01256727	5.60 %	83.78 %	95.5056508	916.2	963.2	5.13 %
1143	947	0.004215	0.004219795	0.11 %	12.02 %	13.70603878	6.9	6.9	0.00 %
2257	2179	0.022719	0.023386173	2.94 %	61.41 %	47.90098705	416.7	451.5	8.35 %
2435	1929	0.001289	0.001363116	5.75 %	84.78 %	64.43039459	46.1	47.6	3.25 %
1966	2435	0.028331	0.030075772	6.16 %	86.53 %	53.64960245	722.2	746.1	3.31 %
2063	1966	0.029669	0.031288066	5.46 %	80.83 %	50.11428526	676	692.3	2.41 %
2560	2679	0.008512	0.008549067	0.44 %	23.45 %	9.38149351	2	6.6	230.00 %
2555	2560	0.018099	0.018172439	0.41 %	22.68 %	9.071798293	3.6	13.1	263.89 %
2616	2673	0.00843	0.008432777	0.03 %	6.46 %	7.752847995	0.3	4.4	1366.67 %
2572	2634	0.005124	0.005124578	0.01 %	3.69 %	5.049954302	0.2	1.2	500.00 %
2554	2572	0.040331	0.040356067	0.06 %	8.67 %	11.87681389	17.4	52.3	200.57 %
190	189	2.10E-05	2.10E-05	0.06 %	8.64 %	75.71857488	0.2	1.1	450.00 %
193	192	2.10E-05	2.10E-05	0.04 %	6.78 %	59.41101673	0.2	0.7	250.00 %

3. CASOS DE ESTUDIO

La Tabla 3.27 compara las pérdidas totales del sistema polaco de 2736 nodos obtenidas con el flujo de potencia convencional y con el flujo dependiente de temperatura. Se observa un aumento de 328.43 kW a 331.12 kW, equivalente a un incremento del 0.82 %. Este resultado es consistente con la expectativa de mayores pérdidas al considerar la variación de la resistencia con la temperatura.

El incremento, aunque moderado a nivel agregado, confirma que la incorporación del efecto térmico impacta la estimación global de pérdidas. En términos operativos, esto respalda el uso del FPDT-CA para una valoración más realista de la eficiencia del sistema y para la toma de decisiones en escenarios de alta transferencia, donde los efectos locales pueden ser más notorios de lo que reflejan los promedios del sistema.

En [Frank et al., 2013] se reportan resultados para este mismo sistema de prueba, donde las pérdidas totales obtenidas mediante el flujo de potencia convencional son de 326.13 kW, mientras que al aplicar el flujo de potencia dependiente de temperatura se obtiene un valor de 331.12 kW, lo que representa un incremento del 1.53 %. Al comparar estos valores con los obtenidos en el presente trabajo, donde las pérdidas aumentan de 328.43 kW a 331.12 kW (incremento del 0.82 %), se observa que ambas metodologías presentan una tendencia consistente en el aumento de las pérdidas al considerar la dependencia térmica de la resistencia. Las ligeras diferencias en el porcentaje de incremento pueden atribuirse a variaciones en los parámetros del sistema, condiciones de operación o detalles de implementación del modelo.

Tabla 3.27: Comparación de pérdidas totales entre métodos de la red de Polonia de 2736 nodos.

Método	Pérdidas Totales (kW)
FP Convencional	328.4296
FPDT-CA	331.1198
Incremento	0.82 %

La Figura 3.28 muestra una comparación de las pérdidas obtenidas por ambos métodos de flujos de potencia, se observa que, como es de esperarse las pérdidas incrementan al incorporar parámetros térmicos en el sistema eléctrico.

3.6 Simulación de Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura para la Red de 2736 Nodos de Polonia Durante las Condiciones de Carga Máxima en el Verano de 2004

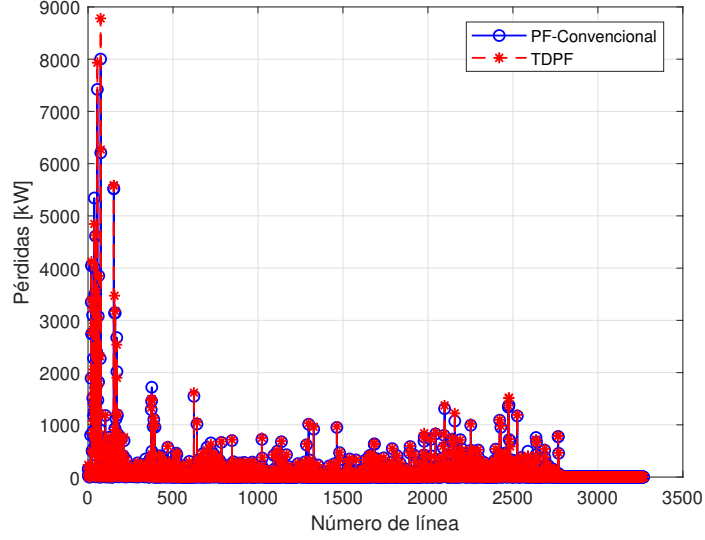


Figura 3.28: Comparación de pérdidas flujos de potencia convencional vs FPDT-CA.

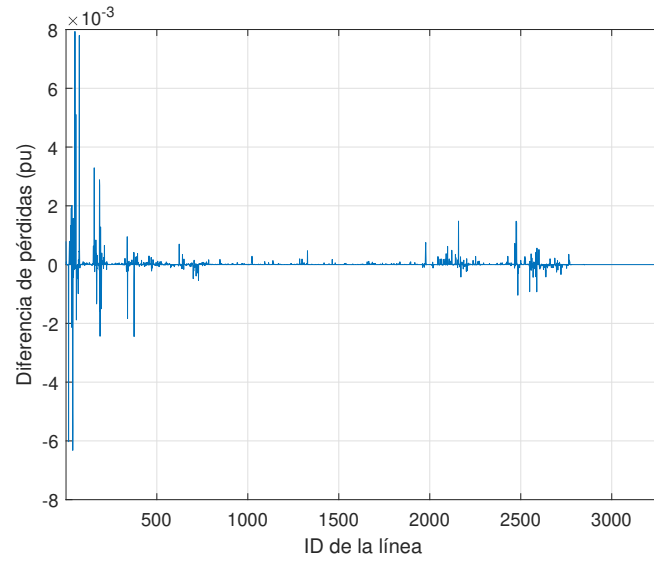


Figura 3.29: Diferencia de pérdidas en p.u.

La Figura 3.29 muestra, para cada línea, la diferencia de pérdidas en p.u. entre el FPDT-CA y el flujo convencional ($\Delta \text{pérdidas} = \text{pérdidas}_{\text{FPDT}} - \text{pérdidas}_{\text{conv}}$). En términos generales, la mayor parte de las líneas se concentra muy cerca de cero, con variaciones típicas del orden de 10^{-4} p.u., lo que indica que el efecto térmico produce ajustes pequeños en la mayoría de las líneas.

Se observan, no obstante, picos aislados que alcanzan valores cercanos a $+8 \times 10^{-3}$ p.u. y -7×10^{-3} p.u. en los primeros identificadores de línea, así como agrupamientos de desviaciones más moderadas ($\sim 10^{-3}$ p.u.) en el tramo donde se encuentran las líneas 2000–2600. Estos picos señalan zonas particularmente sensibles al aumento de la resistencia con la temperatura (mayores corrientes o longitudes efectivas), donde el FPDT-CA acentúa las pérdidas respecto del modelo convencional.

La presencia de valores negativos indica que en ciertas ramas las pérdidas bajo FPDT-CA resultan menores que en el caso convencional, efecto atribuible a la redistribución de flujos y a cambios en las corrientes y ángulos cuando se incorpora la dependencia térmica. En conjunto, el patrón “casi cero con pocos picos” es consistente con el incremento agregado moderado de pérdidas Tabla 3.27, es decir, el aumento total es pequeño y se concentra en un subconjunto reducido de líneas.

Desde el punto de vista operativo, la Figura permite priorizar la vigilancia térmica y el análisis detallado de las líneas que muestran los mayores Δ , así como evaluar acciones de mitigación (redistribución de carga y soporte reactivo local) en las zonas que concentran la mayor sensibilidad térmica.

La carpeta que incluye el algoritmo y los resultados de este caso de estudio se encuentra en el Apéndice B.2.

3.7. Conclusión

En este capítulo se aplicó el modelo completamente acoplado de flujo de potencia dependiente de temperatura (FPDT-CA) a distintos sistemas eléctricos de potencia con el objetivo de evaluar su desempeño numérico y analizar el impacto de los efectos térmicos en la operación de las redes. Para ello, se consideraron cuatro sistemas de prueba con diferentes tamaños y niveles de complejidad: el sistema IEEE de 30 nodos, el sistema New England de 39 nodos, el sistema IEEE de 57 nodos y, finalmente, la red de transmisión de Polonia de 2736 nodos. Los tres primeros corresponden a sistemas de referencia ampliamente utilizados en la literatura para la validación de metodologías de análisis de sistemas eléctricos, mientras que el sistema polaco representa una red de gran escala con alta complejidad estructural. En todos los casos analizados, el algoritmo logró converger en un número razonable de iteraciones y con tiempos de cómputo manejables, lo que demuestra la estabilidad numérica del método y su viabilidad computacional para el análisis de sistemas eléctricos de diferentes dimensiones.

Los resultados obtenidos muestran que la incorporación explícita de la temperatura del conductor como variable de estado permite representar de manera más realista el comportamiento físico de las líneas de transmisión. A diferencia del flujo de potencia convencional, donde la resistencia eléctrica se considera constante, el modelo FPDT-CA permite capturar la variación de este parámetro en función de la temperatura de operación del conductor. Como consecuencia, en los distintos casos de estudio se observó un incremento generalizado en la resistencia de las líneas, lo cual se traduce en un aumento de las pérdidas de potencia activa en la red. Este fenómeno está directamente relacionado con el efecto Joule, ya que el incremento de corriente y temperatura en los conductores provoca mayores disipaciones de energía.

Asimismo, el análisis detallado de los resultados permitió identificar que el impacto de los

efectos térmicos no se distribuye de manera uniforme en todo el sistema, sino que tiende a concentrarse en aquellas trayectorias donde se presentan mayores niveles de transferencia de potencia. En estas líneas, el aumento de la resistencia puede provocar incrementos más notorios en las pérdidas y en las caídas de tensión, lo que a su vez genera una redistribución de los flujos de potencia dentro de la red. Este comportamiento resalta la importancia de considerar la interacción entre los fenómenos eléctricos y térmicos al analizar la operación de los sistemas de transmisión.

Por otra parte, la aplicación del método en redes de gran escala, como el sistema de Polonia de 2736 nodos, evidenció que el modelo mantiene un comportamiento numéricamente robusto incluso cuando el tamaño del problema aumenta considerablemente. Aunque el incremento en el número de nodos y líneas implica mayores requerimientos computacionales, los resultados obtenidos fueron consistentes y físicamente coherentes, lo que confirma la capacidad del FPDT-CA para analizar sistemas eléctricos complejos sin comprometer la estabilidad del proceso de solución.

En términos prácticos, el uso del modelo FPDT-CA permite identificar con mayor precisión aquellas líneas o corredores de transmisión que operan bajo condiciones más exigentes desde el punto de vista térmico. Esta información resulta particularmente valiosa para la operación y la planificación de sistemas eléctricos, ya que facilita la detección de trayectorias críticas que podrían requerir monitoreo térmico, refuerzos en la infraestructura o estrategias de redistribución de carga con el fin de mantener márgenes de operación seguros.

En conjunto, los análisis desarrollados en este capítulo evidencian las ventajas de emplear modelos de flujo de potencia que consideren explícitamente los efectos térmicos en las líneas de transmisión. El FPDT-CA se presenta así como una herramienta útil para mejorar la representación del comportamiento real de los sistemas eléctricos, especialmente en escenarios caracterizados por altas temperaturas ambientales, elevados niveles de demanda o condiciones de operación severas. Su aplicación contribuye a una mejor estimación de las pérdidas, a una evaluación más precisa de los límites operativos de las líneas y, en general, a un análisis más confiable del desempeño del sistema eléctrico.

Conclusiones Generales, Aportaciones y Trabajos Futuros

4.1. Conclusiones Generales

El trabajo desarrollado confirma la eficiencia de incorporar el acoplamiento térmico en el análisis de flujos de potencia en sistemas eléctricos de gran escala. Se implementó un modelo de flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado (FPDT-CA) y se verificó su desempeño numérico mediante simulaciones en redes eléctricas de diferentes tamaños y niveles de complejidad. En particular, el modelo fue evaluado tanto en el sistema de prueba IEEE de 57 nodos, ampliamente utilizado en la literatura para validar metodologías de análisis de sistemas eléctricos, como en un sistema de gran escala correspondiente a la red de transmisión polaca de 2736 nodos. Los resultados obtenidos muestran que el algoritmo converge de manera confiable incluso en sistemas de alta dimensionalidad y complejidad, lo que respalda su estabilidad numérica y su viabilidad computacional para aplicaciones en redes eléctricas reales.

El análisis realizado en el sistema IEEE de 57 nodos permitió observar con claridad el impacto del acoplamiento térmico sobre el comportamiento eléctrico de las líneas de transmisión. En este sistema, la inclusión del efecto de la temperatura permitió identificar variaciones en las pérdidas de potencia y en los flujos de energía en determinadas líneas, evidenciando cómo el incremento de temperatura de los conductores modifica sus parámetros eléctricos y, en consecuencia, la distribución de potencia en la red. Por otra parte, la aplicación del modelo en el sistema polaco de 2736 nodos permitió comprobar que el método mantiene un desempeño estable y consistente incluso en redes de gran escala, lo que demuestra su aplicabilidad tanto en sistemas académicos de prueba como en sistemas eléctricos de tamaño real utilizados para estudios de planificación y operación.

Un aporte fundamental fue la aplicación de la norma IEEE Std 738™-2012, que permitió modelar con precisión los mecanismos de disipación térmica por radiación, convección y efecto Joule en los conductores. Esto hizo posible calcular temperaturas realistas en las líneas de transmisión y, en consecuencia, actualizar dinámicamente las resistencias eléctricas conforme a las condiciones ambientales y operativas del sistema.

La inclusión explícita de la temperatura del conductor como variable de estado permitió capturar con mayor realismo el comportamiento operativo del sistema bajo distintas condiciones térmicas. En todos los casos analizados se observó un incremento en la resistencia eléctrica de las líneas al elevarse la temperatura, lo que se tradujo directamente en mayores pérdidas de potencia activa en comparación con el flujo de potencia convencional. A nivel global, el impacto agregado fue moderado: las pérdidas totales del sistema se incrementaron alrededor de un 0.82 % con el modelo FPDT-CA frente al método convencional. No obstante, a nivel de línea se detectaron variaciones significativas. En particular, en las líneas de transmisión más cargadas el calentamiento provocó incrementos de pérdidas de hasta un 50 % respecto del método convencional, evidenciando la subestimación que puede ocurrir si se ignoran los efectos térmicos. En ciertos casos, también se observaron reducciones de pérdidas en algunas líneas menos exigidas, atribuibles a la redistribución de flujos que el modelo FPDT-CA induce al modificar las resistencias. Estos hallazgos indican que el modelo térmicamente acoplado refleja con mayor fidelidad la realidad física, especialmente bajo situaciones de alta demanda y temperatura, en contraste con aproximaciones estáticas tradicionales.

Gracias a este enfoque, fue posible identificar líneas de transmisión críticas con alta sensibilidad al incremento de temperatura. El modelo FPDT-CA señaló aquellos elementos de la red donde el impacto térmico es más pronunciado, información valiosa para la operación segura del sistema eléctrico. Estas líneas con alta influencia térmica podrían requerir monitoreo dedicado, refuerzos de capacidad o estrategias preventivas de redistribución de carga, con el fin de mantener la confiabilidad operativa bajo condiciones exigentes. En conjunto, el enfoque propuesto ofrece una herramienta más precisa y robusta para la operación y la planificación de redes eléctricas modernas, al contemplar límites térmicos dinámicos. Esto resulta clave para anticipar escenarios adversos (por ejemplo, olas de calor o sobrecarga estacional) y preservar la seguridad del sistema ante variaciones ambientales que pueden comprometer la continuidad del servicio.

4.2. Aportaciones

Las principales aportaciones y aplicaciones de esta tesis son:

- Formulación matemática e implementación de un modelo de flujo de potencia dependiente de temperatura completamente acoplado, que integra el comportamiento térmico y eléctrico de las líneas de transmisión. El modelo considera la dependencia de la resistencia con la temperatura y su efecto sobre los perfiles de voltaje, los flujos de potencia y las pérdidas, superando las limitaciones de los métodos convencionales de flujo de potencia que utilizan parámetros eléctricos constantes.
- Aplicación detallada de la norma IEEE Std 738TM-2012 para el cálculo térmico de conductores eléctricos, modelando de manera rigurosa los fenómenos de disipación de calor (radiación, convección natural y forzada, y efecto Joule). Esta integración permitió determinar la temperatura real de operación de las líneas de transmisión bajo diversas condiciones climáticas y de carga.
- Desarrollo y programación completa del algoritmo FPDT-CA en MATLAB[®], implementando rutinas específicas para el cálculo del flujo de potencia dependiente de temperatura,

el balance térmico y la actualización iterativa de parámetros eléctricos, lo que permitió la obtención automatizada de resultados eléctricos y térmicos en sistemas de gran tamaño.

- Validación del modelo en sistemas eléctricos de diferentes escalas, incluyendo el sistema IEEE de 57 nodos y el sistema polaco de 2736 nodos, lo que permitió demostrar tanto la capacidad del método para analizar sistemas de prueba ampliamente utilizados en la literatura como su aplicabilidad en redes de transmisión de gran tamaño.
- Identificación de líneas críticas con alto impacto térmico y eléctrico, cuyo comportamiento presenta incrementos significativos en las pérdidas de potencia activa, aportando criterios técnicos para priorizar su monitoreo, su refuerzo o para considerar su papel en la redistribución estratégica de flujos en escenarios operativos exigentes.

4.3. Trabajos Futuros

A partir de los resultados alcanzados, se identifican diversas oportunidades de investigación y desarrollo para continuar y ampliar el alcance de este trabajo:

- Análisis de contingencias en líneas críticas: incorporar estudios de contingencia enfocados en las líneas identificadas con mayor impacto térmico. En particular, realizar simulaciones de falla simple (criterio $N-1$) bajo escenarios de alta carga y altas temperaturas, con el objetivo de evaluar la resiliencia del sistema ante la pérdida de elementos críticos y diseñar estrategias de mitigación (redistribución de flujo, ajustes operativos) que preserven la estabilidad y la seguridad del sistema.
- Extensión a estudios dinámicos y en tiempo real: desarrollar el modelo en estado dinámico para considerar la variación temporal de las condiciones operativas, incluyendo cambios en la temperatura ambiente, la irradiación solar y la demanda. Esto implica acoplar el FPDT con análisis transitorios o de régimen dinámico, permitiendo evaluar la evolución simultánea de las variables eléctricas y térmicas. Un enfoque de este tipo podría sustentar la implementación de límites térmicos dinámicos en la operación en tiempo real, ajustando la capacidad de las líneas según las condiciones climáticas instantáneas e integrando datos de campo (SCADA/PMU).
- Integración en herramientas de planificación y operación óptima: incorporar la metodología FPDT en flujos de potencia óptimos (OPF) y otros esquemas de optimización usados en la planificación de la expansión y en la operación diaria del sistema eléctrico. Al incluir restricciones de temperatura y límites térmicos variables dentro del proceso de optimización, será posible mejorar la toma de decisiones respecto del despacho de generación, la asignación de flujos y la gestión de la red, contemplando márgenes de seguridad térmica.
- Impacto en líneas de gran longitud y monitoreo preventivo: aplicar el FPDT en líneas de transmisión de gran longitud (superiores a 500 km), como las existentes en el Sistema Eléctrico Nacional, para detectar sobrecalentamientos, diseñar estrategias de operación segura y anticipar riesgos operativos. La aplicación del algoritmo con fines preventivos puede ayudar a establecer alertas tempranas ante condiciones críticas que comprometan la seguridad del sistema.

En este contexto, resulta de especial interés analizar el comportamiento y desempeño de los esquemas de protección de distancia (protección 21) en líneas de transmisión de gran

longitud. Debido a que la impedancia de la línea depende directamente de la temperatura del conductor, el incremento térmico modifica los parámetros eléctricos de la línea y, en consecuencia, altera la impedancia aparente observada por los relevadores de distancia. Estas variaciones pueden provocar errores en la estimación de alcance de las zonas de protección, generando fenómenos de sobrealcance (*overreach*) o subalcance (*underreach*), particularmente bajo condiciones de alta carga, elevadas temperaturas ambientales o contingencias severas.

Por ello, una línea futura de investigación consiste en integrar modelos termoelectrónicos dependientes de temperatura con estudios de coordinación y ajuste de relevadores de distancia, evaluando el impacto de las variaciones térmicas sobre la operación de la protección 21. Esto permitiría desarrollar estrategias de ajuste adaptativo y esquemas de protección más robustos para líneas largas, considerando parámetros eléctricos dinámicos en tiempo real. Asimismo, la integración de mediciones provenientes de sistemas SCADA y PMU podría contribuir a implementar esquemas de protección adaptativa capaces de recalcular los alcances de protección conforme cambian las condiciones operativas y ambientales del sistema eléctrico.

- Elongación térmica y estabilidad mecánica: modelar la elongación de los conductores debida al calentamiento, considerando la longitud de la línea, el tipo de conductor y su tensión mecánica. La inclusión de restricciones mecánicas y límites de flecha permitiría identificar riesgos estructurales y aplicar medidas correctivas.
- Efectos externos (incendios forestales y corrosión): estudiar el impacto de fenómenos externos como incendios forestales o ambientes corrosivos sobre la integridad térmica y eléctrica del conductor, incorporándolos como perturbaciones en el modelo térmico o en el cálculo de pérdidas.
- Modelos avanzados de líneas de transmisión: sustituir el modelo equivalente tipo π por representaciones más realistas, como modelos distribuidos o segmentados, especialmente en líneas largas.
- Integración con el mercado eléctrico y horizontes de planificación: analizar cómo las restricciones térmicas impactan las decisiones en los mercados eléctricos. Evaluar distintos horizontes de planificación (corto, mediano y largo plazo), considerando criterios térmicos en la expansión de la red y su influencia en precios nodales y en la asignación óptima de recursos.

Apéndice A

Compensación Serie

La compensación serie es una técnica utilizada en sistemas eléctricos de potencia para incrementar la capacidad de transmisión y mejorar el desempeño dinámico de las líneas de transmisión. Este método consiste en conectar bancos de capacitores en serie con la línea, con el objetivo de reducir la reactancia inductiva equivalente y, por consiguiente, disminuir la impedancia total del sistema de transmisión [Huynh et al., 2021; Kamble et al., 2019].

La transferencia de potencia activa en una línea de transmisión puede expresarse de manera aproximada mediante la ecuación:

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta) \quad (\text{A.1})$$

donde:

- P : Potencia activa transmitida.
- V_1 y V_2 : Magnitudes de voltaje en los extremos de la línea.
- X : Reactancia serie equivalente de la línea.
- δ : Ángulo de desfase entre los voltajes de los extremos.

De acuerdo con la ecuación (A.1), al reducir la reactancia equivalente de la línea mediante compensación serie, se incrementa la capacidad de transferencia de potencia. La reactancia compensada puede representarse como:

$$X_{\text{eq}} = X_L - X_C \quad (\text{A.2})$$

donde:

- X_{eq} : Reactancia equivalente compensada.
- X_L : Reactancia inductiva de la línea.
- X_C : Reactancia capacitiva introducida por el capacitor serie.

La compensación serie proporciona diversos beneficios operativos, entre los que destacan el incremento del límite de estabilidad transitoria, la mejora en el perfil de voltaje y la reducción de caídas de tensión en líneas largas de transmisión. Asimismo, permite aprovechar de manera

más eficiente la infraestructura existente, aumentando la capacidad de transmisión sin necesidad de construir nuevas líneas.

No obstante, la incorporación de capacitores serie también puede generar efectos adversos, como la aparición de resonancia subsíncrona, sobretensiones y alteraciones en el comportamiento de los esquemas de protección de distancia. Debido a ello, su implementación requiere estudios detallados de estabilidad, coordinación de protecciones y comportamiento dinámico del sistema eléctrico [Tonape et al., 2016].

A.1. Implementación de Compensación Serie en el Sistema Nueva Inglaterra de 39 Nodos

Con el objetivo de analizar el impacto de la compensación serie sobre el comportamiento operativo del sistema eléctrico, se seleccionó el sistema de prueba Nueva Inglaterra de 39 nodos. Este sistema es ampliamente utilizado en estudios de estabilidad, flujo de potencia y análisis dinámico debido a que representa de manera adecuada las características operativas de un sistema de transmisión de gran escala.

A partir de los resultados obtenidos en el análisis de flujo de potencia y evaluación térmica de las líneas de transmisión, se identificó que la línea comprendida entre los nodos 16 y 19 presenta las condiciones más críticas de operación, debido a su elevado nivel de carga y pérdidas de potencia. Los parámetros operativos iniciales de dicha línea se muestran en la Tabla A.1.

Tabla A.1: Condiciones operativas iniciales de la línea crítica 16–19.

Parámetro	Valor
Nodo de envío	16
Nodo de recepción	19
Resistencia	0.0016 p.u.
Reactancia	0.0195 p.u.
Carga de la línea	75.41 %
Pérdidas de potencia activa	5.04 MW
Flujo de potencia activa	452.46 MW
Potencia aparente máxima	3078.4 MVA
Capacidad térmica	3229.2 MVA
Margen térmico	4.90 %

Debido a las condiciones de operación observadas en esta línea, se decidió implementar una estrategia de compensación serie con el propósito de reducir la reactancia efectiva de transmisión y mejorar la capacidad de transferencia de potencia. La compensación serie se modeló mediante una disminución de la reactancia de la línea, pasando de un valor inicial de 0.0195 p.u. a un

valor compensado de 0.0190 p.u..

La reactancia equivalente compensada puede expresarse mediante:

$$X_{eq} = X_L - X_C \quad (\text{A.3})$$

donde:

- X_{eq} : reactancia equivalente compensada [p.u.].
- X_L : reactancia original de la línea [p.u.].
- X_C : compensación capacitiva serie [p.u.].

La modificación aplicada a la reactancia de la línea crítica se resume en la Tabla A.2.

Tabla A.2: Modificación de la reactancia en la línea 16–19 mediante compensación serie.

Parámetro	Valor [p.u.]
Reactancia original, X_L	0.0195
Reactancia compensada, X_{eq}	0.0190
Reducción de reactancia	0.0005
Nivel aproximado de compensación [%]	2.56

La reducción de la reactancia permite disminuir la impedancia serie total de la línea, favoreciendo una mayor transferencia de potencia activa y una mejora en el perfil operativo del sistema. Adicionalmente, este tipo de compensación contribuye a incrementar el límite de estabilidad y a reducir las caídas de tensión en líneas de transmisión con elevados niveles de carga.

Posteriormente, se realizaron nuevamente los estudios de flujo de potencia y análisis térmico considerando la reactancia compensada, con el fin de evaluar el impacto de la compensación serie sobre las pérdidas, flujos de potencia y comportamiento térmico del sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos.

Las Tablas A.3, A.4, A.5 y A.6 presentan de manera ordenada los principales resultados obtenidos para el sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos considerando la implementación de compensación serie en la línea crítica 16–19. En la primera Tabla se muestran los valores de convergencia del proceso iterativo del algoritmo FPDT-CA bajo la nueva condición operativa del sistema. La segunda Tabla corresponde a los resultados nodales obtenidos después de aplicar la compensación serie. La tercera Tabla presenta el error medio absoluto entre el flujo de potencia convencional y el flujo de potencia dependiente de temperatura considerando la modificación de la reactancia en la línea compensada. La cuarta Tabla muestra los flujos de potencia activa y reactiva entre nodos, permitiendo analizar el efecto de la compensación serie sobre la redistribución de flujos dentro del sistema eléctrico.

Por último, la Tabla 3.11 presenta una comparación de los principales parámetros eléctricos y térmicos obtenidos antes y después de aplicar la compensación serie en la línea 16–19. Esta comparación permite evaluar el impacto de la reducción de reactancia sobre los flujos de potencia, pérdidas eléctricas y comportamiento térmico del sistema bajo el esquema FPDT-CA.

A.1.1. Resultados de Convergencia con Compensación Serie

La incorporación de compensación serie en la línea crítica 16–19 modifica ligeramente las condiciones operativas del sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos, afectando la distribución de flujos y el comportamiento numérico del algoritmo FPDT-CA. En la Figura A.1 se presenta la trayectoria de convergencia del máximo desajuste durante el proceso iterativo, observándose una reducción progresiva del error hasta alcanzar el criterio de tolerancia establecido.

El tiempo total requerido para la solución del sistema fue de 0.24 *seg*, manteniendo un desempeño computacional adecuado aun después de aplicar la reducción de reactancia asociada a la compensación serie. Por otra parte, la Tabla A.3 resume los valores del máximo desajuste obtenidos en cada iteración. Los resultados muestran que el algoritmo logra converger satisfactoriamente en 5 iteraciones, alcanzando un error final inferior a 10^{-9} .



Figura A.1: Convergencia del sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos con compensación serie.

Tabla A.3: Convergencia iterativa FPDT-CA de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos con compensación serie.

Iteración	Máximo desajuste
Iteración 0	1.280×10^{-1}
Iteración 1	5.189×10^{-2}
Iteración 2	3.388×10^{-2}
Iteración 3	1.347×10^{-5}
Iteración 4	1.331×10^{-9}

A.1.2. Resultados Nodales con Compensación Serie

La Tabla A.4 presenta los resultados nodales obtenidos para el sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos considerando la implementación de compensación serie en la línea crítica 16–19 y

la posterior ejecución del algoritmo FPDT-CA. Los resultados permiten evaluar el comportamiento eléctrico del sistema bajo la nueva condición operativa, particularmente en términos de perfiles de voltaje, distribución angular e inyecciones de potencia activa y reactiva.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que el sistema mantiene un comportamiento estable después de aplicar la compensación serie, ya que las magnitudes de voltaje permanecen dentro de límites operativos aceptables. La mayoría de los nodos presentan valores comprendidos entre 0.99 y 1.06 p.u., evidenciando que la reducción de reactancia en la línea compensada no introduce problemas significativos de regulación de tensión. El menor valor de voltaje se registra en el nodo 31 con 0.9820 p.u., mientras que el nodo 36 presenta el valor máximo con 1.0636 p.u., asociado a la influencia de generación reactiva en dicha zona del sistema.

Respecto al comportamiento angular, se aprecia una distribución coherente con el flujo de potencia desde los nodos generadores hacia las áreas de carga. Los ángulos de voltaje oscilan entre -14.568° en el nodo 39 y 4.431° en el nodo 36. Los nodos con ángulos más negativos corresponden principalmente a regiones alejadas de los centros principales de generación, mientras que los nodos 35, 36 y 38 presentan ángulos positivos debido a su importante contribución de potencia activa al sistema eléctrico.

En cuanto a la generación de potencia activa, los nodos generadores mantienen las inyecciones establecidas para el caso de estudio. Destaca particularmente el nodo 39 con una generación de 1000 MW, siendo la unidad de mayor aporte dentro del sistema. De igual forma, los nodos 31, 32, 33, 35 y 38 presentan niveles elevados de generación activa superiores a 600 MW, permitiendo satisfacer la demanda total de la red y compensar las pérdidas presentes en las líneas de transmisión.

Con relación a la potencia reactiva, se observa que varios nodos generadores proporcionan soporte importante de reactivos para mantener perfiles adecuados de tensión. Los nodos 31 y 35 presentan las mayores inyecciones de potencia reactiva con valores de 222.295 MVAr y 210.578 MVAr, respectivamente. Asimismo, el nodo 37 presenta un valor negativo de potencia reactiva de -2.142 MVAr, indicando absorción de reactivos. Este comportamiento es consistente con las condiciones de operación del sistema y con la redistribución de flujos provocada por la compensación serie aplicada sobre la línea crítica.

De manera general, los resultados nodales muestran que la incorporación de compensación serie permite mantener condiciones adecuadas de operación en el sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos, sin provocar desviaciones significativas en los perfiles de voltaje ni en las variables nodales principales. Además, la modificación de la reactancia contribuye a una redistribución más eficiente de los flujos de potencia dentro de la red.

Tabla A.4: Resultados nodales de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos obtenidos con el FPDT-CA con compensación en serie.

Bus	V (pu)	Ángulo (°)	P _{gen} (MW)	Q _{gen} (MVar)
1	1.0393	-13.572	0.000	0.000
2	1.0483	-9.824	0.000	0.000
3	1.0305	-12.311	0.000	0.000
4	1.0043	-12.655	0.000	0.000
5	1.0059	-11.215	0.000	0.000
6	1.0081	-10.430	0.000	0.000
7	0.9982	-12.779	0.000	0.000
8	0.9977	-13.360	0.000	0.000
9	1.0383	-14.208	0.000	0.000
10	1.0178	-8.196	0.000	0.000
11	1.0133	-8.961	0.000	0.000
12	1.0008	-9.024	0.000	0.000
13	1.0149	-8.956	0.000	0.000
14	1.0122	-10.743	0.000	0.000
15	1.0160	-11.378	0.000	0.000
16	1.0323	-10.070	0.000	0.000
17	1.0340	-11.152	0.000	0.000
18	1.0313	-12.021	0.000	0.000
19	1.0500	-5.570	0.000	0.000
20	0.9909	-6.982	0.000	0.000
21	1.0322	-7.665	0.000	0.000
22	1.0502	-3.220	0.000	0.000
23	1.0451	-3.418	0.000	0.000
24	1.0378	-9.950	0.000	0.000
25	1.0578	-8.397	0.000	0.000
26	1.0524	-9.473	0.000	0.000
27	1.0381	-11.397	0.000	0.000
28	1.0501	-5.964	0.000	0.000
29	1.0499	-3.204	0.000	0.000
30	1.0499	-7.409	250.000	162.587
31	0.9820	0.000	679.181	222.295
32	0.9841	-0.214	650.000	207.050
33	0.9972	-0.355	632.000	107.651
34	1.0123	-1.794	508.000	166.628
35	1.0494	1.739	650.000	210.578
36	1.0636	4.431	560.000	99.839
37	1.0275	-1.611	540.000	-2.142
38	1.0265	3.859	830.000	21.183
39	1.0300	-14.568	1000.000	79.059

Posteriormente, con el objetivo de analizar con mayor detalle el comportamiento eléctrico de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos bajo la implementación de compensación serie en la línea crítica 16–19, en las Figuras A.2 a A.5 se presentan los perfiles de magnitud y ángulo de voltaje, así como las diferencias absolutas respecto al flujo de potencia convencional. La repre-

sentación gráfica de estos resultados facilita la identificación de variaciones en los perfiles de voltaje, la localización de los nodos con mayor sensibilidad a parámetros térmicos y el análisis del efecto que produce la reducción de reactancia sobre la redistribución de flujos y la operación general de la red.

En la Figura A.2 se muestra el perfil de magnitudes de voltaje del sistema considerando la aplicación de compensación serie y el algoritmo FPDT-CA. Los valores de tensión en todos los nodos se mantienen estrictamente dentro del rango de 0.98 p.u. a 1.065 p.u., lo cual confirma que el sistema continúa operando de manera segura y dentro de límites aceptables de regulación de voltaje aun después de modificar la reactancia de la línea compensada. Asimismo, en la gráfica se aprecian caídas de tensión más pronunciadas en los nodos 20 y 31, donde el voltaje disminuye hasta alcanzar valores aproximados de 0.991 p.u. y 0.982 p.u., respectivamente; este comportamiento refleja una mayor sensibilidad de dichas barras ante las condiciones de carga y la redistribución de potencia provocada por la compensación serie. En contraste, las magnitudes de voltaje más elevadas se localizan en los nodos 25 y 36, registrando valores cercanos a 1.058 p.u. y 1.064 p.u., evidenciando la influencia de las unidades generadoras y del soporte reactivo presente en estas zonas del sistema eléctrico.

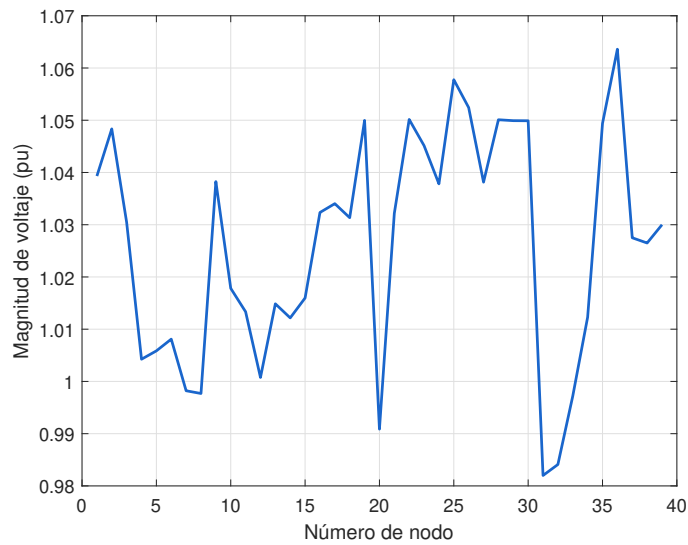


Figura A.2: Perfil de magnitud de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos compensación serie.

En la Figura A.3 se presenta el perfil de ángulos de voltaje en grados del sistema bajo el escenario analizado considerando la implementación de compensación serie en la línea 16–19. La reducción de reactancia aplicada en esta línea modifica la distribución de flujos de potencia activa y el comportamiento angular de la red, favoreciendo una transferencia de potencia más eficiente entre las zonas de generación y carga.

Se aprecia una dispersión angular amplia que oscila entre un valor mínimo de aproximadamente -14.6° para el nodo 39 y un valor máximo que alcanza cerca de $+4.4^\circ$ para el nodo 36. Los ángulos marcadamente más negativos se localizan en la mayoría de las barras de carga

(especialmente notorios en los nodos del 1 al 9, 18 y el nodo 39), lo que evidencia la transferencia predominante de potencia activa desde las zonas de generación hacia las áreas de consumo. Por su parte, los ángulos con valores positivos o cercanos a cero, observados en nodos como el 31, 36 y 38, destacan su rol como principales puntos de inyección y soporte de potencia activa hacia el resto de la red.

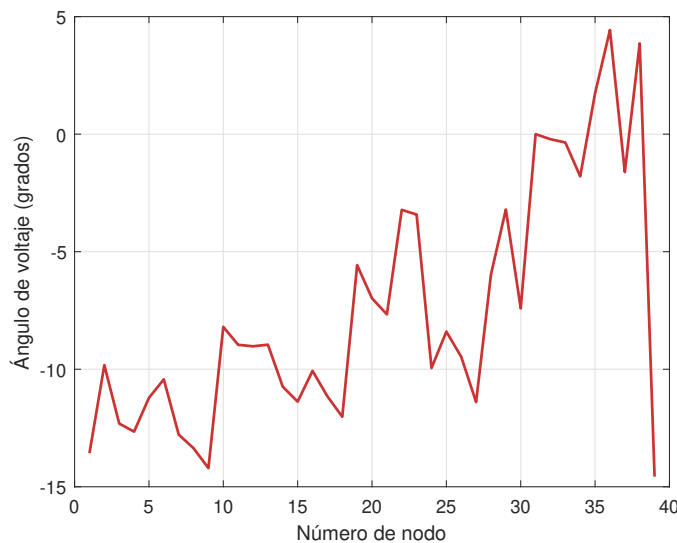


Figura A.3: Perfil de ángulo de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos compensación serie.

En la Figura A.4 se ilustran las diferencias absolutas en la magnitud de voltaje entre el flujo de potencia convencional y el algoritmo FPDT-CA considerando la implementación de compensación serie en la línea 16–19. Los valores resultantes son de un orden de magnitud sumamente pequeño, oscilando por debajo de 3×10^{-4} p.u., lo que confirma que la reducción de reactancia y la dependencia térmica ejercen un efecto moderado pero perceptible sobre el perfil global de tensiones del sistema. No obstante, se aprecian picos prominentes de desviación en nodos específicos como el 3, 15, 18 y, de manera más pronunciada, en el nodo 28, donde la diferencia absoluta alcanza su valor máximo cercano a 2.8×10^{-4} p.u. Este comportamiento evidencia que dichas barras, localizadas estratégicamente en zonas de alta transferencia de potencia activa, presentan una mayor sensibilidad operativa ante la redistribución de flujos y las variaciones de resistencia eléctrica por efecto térmico. Por otro lado, a partir del nodo 31 y hasta el nodo 39, las diferencias absolutas se reducen prácticamente a cero, lo cual ratifica la estabilidad de voltaje proporcionada por los nodos generadores y el soporte reactivo presente en esta zona del sistema.

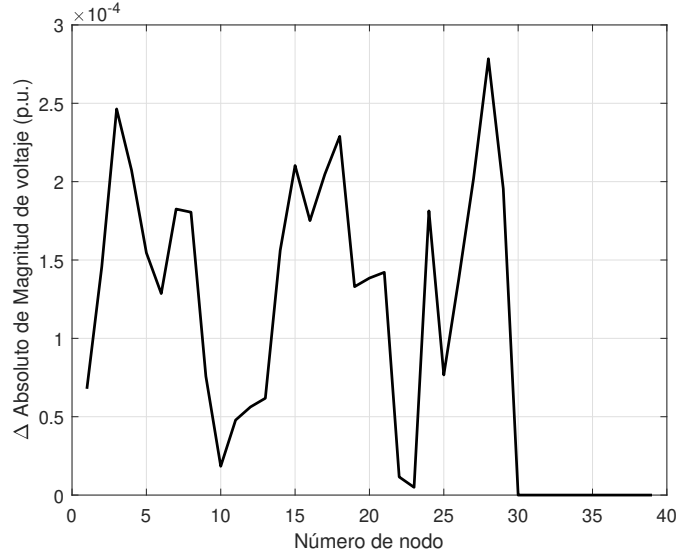


Figura A.4: Δ Absoluto de magnitud de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos compensación serie.

Finalmente, la Figura A.5 muestra las diferencias absolutas en los ángulos de voltaje entre el flujo de potencia convencional y el enfoque FPDT-CA considerando la implementación de compensación serie en la línea 16–19. A diferencia de lo observado en las magnitudes, la mayoría de los nodos del sistema mantienen una desviación acotada por debajo de los 0.04° ; no obstante, el comportamiento angular demuestra una sensibilidad localizada ante la redistribución de flujos provocada por la reducción de reactancia y los efectos térmicos de la red. Este fenómeno se evidencia mediante dos picos de desviación pronunciados: el primero ubicado entre los nodos 19 y 20, y el segundo situado entre los nodos 33 y 34, alcanzando en ambos casos magnitudes máximas cercanas a los 0.16° . Aunque estos valores continúan siendo moderados, su presencia confirma que la compensación serie influye principalmente sobre la redistribución angular en líneas específicos del sistema. Por otra parte, destaca la caída abrupta a cero en el nodo 31, asociada a la estabilidad angular proporcionada por la inyección de potencia activa en dicha zona de generación.

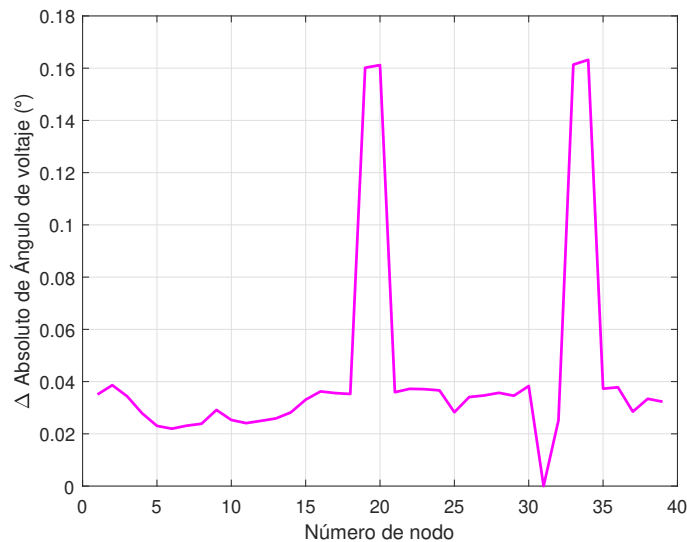


Figura A.5: Δ Absoluto de ángulo de voltaje de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos compensación serie.

Los resultados del cálculo del Mean Absolute Error (MAE), definido en la ecuación (3.2), para el sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos considerando la implementación de compensación serie en la línea 16–19, se presentan en la Tabla A.5. Se observa que la diferencia promedio en las magnitudes de voltaje es de 1.04×10^{-4} p.u., mientras que para los ángulos de voltaje se obtiene un valor de 0.0441° . Estos resultados indican que la incorporación de la compensación serie y la dependencia térmica generan variaciones reducidas respecto al flujo de potencia convencional, manteniendo un comportamiento estable en las variables nodales del sistema. Asimismo, el mayor valor del MAE en los ángulos de voltaje evidencia una mayor sensibilidad angular ante la redistribución de flujos ocasionada por la reducción de reactancia en la línea compensada.

Tabla A.5: Error Medio Absoluto (MAE) entre FPDT y FP Convencional compensación serie.

Variable	MAE
Magnitud de Voltaje (p.u.)	0.000104
Ángulo de Voltaje (grados)	0.044067

A.1.3. Resultados de Flujos de Potencia con Compensación Serie

En la siguiente Tabla A.6 se presentan los resultados de flujos de potencia activa y reactiva obtenidos mediante el algoritmo FPDT-CA considerando la implementación de compensación serie en la línea crítica 16–19 del sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos. La Tabla muestra los flujos de potencia desde el nodo de envío hacia el nodo de recepción, permitiendo analizar el

efecto de la reducción de reactancia sobre la redistribución de potencia en la red.

Se identifican líneas con elevados niveles de transferencia de potencia activa, entre las que destacan las líneas 29–38, 6–31, 22–35 y 19–33, las cuales transportan flujos superiores a 600 *MW*. Particularmente, la línea 29–38 presenta el mayor flujo de potencia activa con un valor aproximado de -824.54 *MW* desde el nodo 29 hacia el nodo 38, evidenciando que continúa siendo uno de las líneas principales de transmisión dentro del sistema. Asimismo, la línea compensada 16–19 presenta un flujo de aproximadamente -450.93 *MW*, mostrando que la disminución de reactancia favorece la transferencia de potencia activa a través de este enlace.

La diferencia entre los valores de potencia activa enviados y recibidos permite observar las pérdidas presentes en las líneas de transmisión. Por ejemplo, en la línea 16–19 se tiene un flujo de envío de -450.93 *MW* y uno de recepción de 454.16 *MW*, reflejando el efecto de las pérdidas eléctricas y de la dependencia térmica sobre el comportamiento del sistema. Este comportamiento también puede observarse en líneas como 5–6, 6–7 y 21–22, donde las diferencias entre extremos evidencian disipación de energía por efecto Joule.

En términos de potencia reactiva, algunas líneas presentan intercambios importantes asociados al soporte de voltaje y a la regulación reactiva del sistema. Destacan las líneas 6–31, 10–32 y 22–35, donde los valores de potencia reactiva en recepción superan los 200 *MVar*. En particular, la línea 6–31 registra un flujo reactivo de recepción de aproximadamente 217.70 *MVar*, indicando una elevada demanda de soporte reactivo en esa región de la red.

En general, los resultados muestran que la implementación de compensación serie modifica la distribución de flujos de potencia dentro del sistema, permitiendo una transferencia más eficiente de potencia activa en líneas estratégicas y contribuyendo a mejorar el comportamiento operativo de la red bajo el esquema FPDT-CA.

A. COMPENSACIÓN SERIE

Tabla A.6: Flujos de potencia activa y reactiva obtenidos con el FPDT-CA de la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos compensación serie.

De	A	P_{from} (MW)	Q_{from} (MVar)	P_{to} (MW)	Q_{to} (MVar)
1	2	-173.4783	-2.2955	174.4604	13.7483
1	39	75.8783	36.3381	-75.8127	-34.6999
2	3	319.5667	102.3581	-318.1838	-86.8876
2	25	-244.0270	92.4283	248.4628	-87.1000
2	30	-250.0000	-147.9833	250.0000	162.5867
3	4	36.8094	124.6217	-36.6015	-121.2346
3	18	-40.6256	-3.3728	40.6428	3.5810
4	5	-198.0551	2.4433	198.3694	2.5359
4	14	-265.3434	-40.3083	265.9298	49.5219
5	6	-537.6054	-41.0927	538.1906	48.5634
5	8	339.2360	55.0076	-338.2899	-41.9331
6	7	454.0268	87.1544	-452.7347	-67.8053
6	11	-322.2366	-31.6738	322.9890	40.1331
6	31	-669.9808	-89.0389	669.9808	217.6952
7	8	218.9347	-6.6788	-218.7411	8.8937
8	9	35.0310	-113.4003	-34.7049	118.5375
9	39	28.2049	33.2442	-28.1873	-32.8034
10	11	327.5606	77.0158	-327.1112	-72.3160
10	13	322.4394	41.4808	-322.0206	-37.0940
10	32	-650.0000	-110.9444	650.0000	207.0502
12	11	-4.0930	-42.2647	4.1222	43.0573
12	13	-4.4370	-45.7353	4.4712	46.6634
13	14	317.5495	3.0577	-316.6461	6.8317
14	15	50.7163	-21.7007	-50.6628	22.3453
15	16	-269.3372	-147.6306	270.1789	156.2216
16	17	223.7776	-35.2381	-223.4365	39.5237
16	19	-450.9280	-38.3151	454.1577	74.8277
16	21	-329.4828	28.2759	330.3253	-14.4232
16	24	-42.5458	-93.5810	42.5756	94.1661
17	18	198.9065	18.2552	-198.6428	-15.1954
17	27	24.5300	-26.3598	-24.5142	26.5696
19	20	174.8099	-9.1119	-174.5905	13.4215
19	33	-628.9676	-48.9586	632.0000	107.6506
20	34	-505.4095	-116.4215	508.0000	166.6281
21	22	-604.3253	-73.3402	607.2198	122.0381
22	23	42.7802	52.2419	-42.7554	-51.8450
22	35	-650.0000	-149.9572	650.0000	210.5785
23	24	353.7784	19.0830	-351.1756	21.1371
23	36	-558.5230	-22.0396	560.0000	99.8393
25	26	65.8275	11.5520	-65.6997	-10.2625
25	37	-538.2904	66.2213	540.0000	-2.1419
26	27	257.4228	81.5047	-256.4858	-71.8282
26	28	-140.6564	22.3591	141.4475	-13.6784
26	29	-190.0667	32.2674	191.9955	-11.2949
28	29	-347.4475	42.8234	349.0479	-26.0413
29	38	-824.5434	80.8751	830.0000	21.1825

La comparación entre la Tabla 3.10 y la Tabla A.6 muestra que la incorporación de compensación serie produce variaciones muy pequeñas en los flujos de potencia activa y reactiva del sistema. Los valores de potencia activa permanecen prácticamente constantes en la mayoría de las líneas, lo que indica que la compensación serie mantiene la estabilidad del perfil de transferencia de potencia sin alterar significativamente la operación global de la red.

Por otra parte, las principales diferencias se observan en los flujos de potencia reactiva, donde algunas líneas presentan ligeros cambios asociados a la redistribución de impedancias introducida por la compensación serie. Este comportamiento evidencia una mejor utilización de las líneas de transmisión y una operación más equilibrada de las líneas con mayores niveles de carga.

En general, los resultados confirman que la compensación serie permite optimizar la transferencia de potencia y mejorar el desempeño operativo del sistema sin provocar modificaciones abruptas en los flujos eléctricos de la red.

A.1.4. Comparación de Flujos de Potencia Convencional y Flujos de Potencia Dependiente de Temperatura de la red de Nueva Inglaterra de 39 Nodos con Compensación Serie

La Tabla A.7 presenta los resultados térmicos y eléctricos obtenidos para el sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos considerando la implementación de compensación serie en la línea 16–19. En esta Tabla se muestran las variaciones de resistencia eléctrica, pérdidas activas, temperatura del conductor, flujo de potencia aparente y capacidad térmica de las líneas bajo el modelo FPDT-CA.

En primer lugar, se observa que la mayoría de las líneas presenta incrementos en la resistencia eléctrica debido al efecto térmico asociado al aumento de temperatura del conductor. Las variaciones más significativas se registran en las líneas 16–19 (5.04 %), 19–33 (4.81 %), 29–38 (4.26 %), 6–11 (4.19 %) y 21–22 (4.02 %), evidenciando que estas líneas operan bajo condiciones de elevada transferencia de potencia y, por lo tanto, experimentan un mayor impacto térmico. Particularmente, la línea compensada 16–19 continúa mostrando el mayor incremento de resistencia del sistema, aun después de reducir su reactancia mediante compensación serie.

En cuanto a las pérdidas activas, la mayoría de las líneas presenta incrementos moderados inferiores al 3 %; sin embargo, algunas líneas muestran variaciones más significativas debido al efecto combinado de alta carga y aumento de resistencia. Entre los casos más relevantes destacan las líneas 16–19 (-0.36 %), 19–33 (4.78 %), 29–38 (4.25 %) y 21–22 (4.00 %). Aunque la línea 16–19 presenta el mayor incremento de resistencia, la ligera reducción observada en las pérdidas indica una redistribución favorable de los flujos como consecuencia de la compensación serie aplicada.

Asimismo, se observa que varias líneas operan con elevados márgenes de transferencia respecto a su capacidad térmica, como ocurre en las ramas 29–38, 19–33, 21–22 y 23–24, las cuales presentan capacidades térmicas superiores a los 2500 A. Esto demuestra que dichas trayectorias continúan funcionando como líneas principales de transmisión dentro del sistema eléctrico.

En general, los resultados muestran que la implementación de compensación serie modifica la distribución de flujos de potencia y el comportamiento térmico de la red. La reducción de reactancia en la línea 16–19 favorece el incremento de transferencia de potencia activa en esa línea, aunque también mantiene elevados niveles de temperatura y sensibilidad térmica. Esto confirma la importancia de considerar modelos dependientes de temperatura para representar de manera más realista las condiciones operativas de sistemas eléctricos altamente cargados.

La comparación entre la Tabla 3.11 y la Tabla A.7 muestra que la incorporación de compensación serie mantiene un comportamiento muy similar al caso sin compensación; sin embargo, se observan ligeras mejoras en distintas líneas del sistema. En términos generales, los porcentajes de variación en resistencia y pérdidas permanecen prácticamente iguales, lo que indica que la compensación serie no altera de forma drástica la distribución de flujos, sino que contribuye a una operación más uniforme de la red.

Asimismo, puede observarse que varias líneas presentan pequeñas reducciones en las pérdidas respecto al caso base, particularmente en líneas con altos niveles de transferencia de potencia. Por ejemplo, la línea 16–19 reduce el incremento de pérdidas reportado en la Tabla 3.11, pasando de 4.90 % a un valor negativo de -0.36% en la Tabla A.7, evidenciando una redistribución favorable de los flujos de potencia debido a la compensación serie.

De manera general, la compensación serie contribuye a disminuir el efecto de sobrecarga en líneas críticas, mejorar el perfil de transferencia de potencia y aprovechar de manera más eficiente la capacidad de transmisión existente. Aunque las diferencias porcentuales son moderadas, los resultados de las Tablas 3.11 y A.7 confirman que esta técnica permite una operación más equilibrada y estable del sistema eléctrico bajo condiciones de alta demanda.

A.1 Implementación de Compensación Serie en el Sistema Nueva Inglaterra de 39 Nodos

Tabla A.7: Comparación de resultados entre el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA para el sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos compensación serie.

Líneas		Resistencia (p.u.)			Carga (%)	Flujo (MVA)	Pérdida (kW)		
Línea envío	Línea recepción	R inicial FP	R FPDT	Cambio (%)			FP	FPDT	Cambio (%)
1	2	0.003500	0.003525	0.70	28.92	173.49	977.70	982.10	0.45
1	39	0.001000	0.001001	0.06	8.41	84.13	66.00	65.60	-0.61
2	3	0.001300	0.001350	3.82	67.11	335.56	1335.00	1382.80	3.58
2	25	0.007000	0.007160	2.28	52.19	260.94	4336.60	4435.80	2.29
2	30				32.28	290.52			
3	4	0.001300	0.001307	0.58	25.99	129.94	207.70	207.90	0.10
3	18	0.001100	0.001101	0.06	8.15	40.77	17.30	17.20	-0.58
4	5	0.000800	0.000808	0.98	33.01	198.07	309.20	314.30	1.65
4	14	0.000800	0.000821	2.64	53.68	268.39	571.50	586.40	2.61
5	6	0.000200	0.000204	1.83	44.93	539.17	573.00	585.20	2.13
5	8	0.000800	0.000811	1.31	38.19	343.67	933.40	946.20	1.37
6	7	0.000600	0.000614	2.39	51.37	462.32	1260.60	1292.10	2.50
6	11	0.000700	0.000729	4.19	67.46	323.79	723.90	752.40	3.94
6	31				37.55	675.87			
7	8	0.000400	0.000402	0.54	24.34	219.04	192.20	193.60	0.73
8	9	0.002300	0.002304	0.16	13.19	118.69	323.50	326.00	0.77
9	39	0.001000	0.001000	0.02	4.84	43.60	17.70	17.60	-0.56
10	11	0.000400	0.000411	2.81	56.08	336.49	438.10	449.50	2.60
10	13	0.000400	0.000410	2.61	54.18	325.10	407.10	418.70	2.85
10	32				73.27	659.40			
12	11	0.001600	0.001601	0.07	8.49	42.46	29.10	29.20	0.34
12	13	0.001600	0.001601	0.08	9.19	45.95	34.20	34.20	0.00
13	14	0.000900	0.000923	2.51	52.93	317.56	879.10	903.30	2.75
14	15	0.001800	0.001801	0.07	9.19	55.16	52.90	53.50	1.13
15	16	0.000900	0.000921	2.34	51.19	307.14	824.60	841.80	2.09
16	17	0.000700	0.000709	1.22	37.76	226.54	337.70	341.20	1.04
16	19	0.001600	0.001681	5.04	75.43	452.55	3241.30	3229.70	-0.36
16	21	0.000800	0.000821	2.63	55.12	330.69	821.10	842.50	2.61
16	24	0.000300	0.000301	0.25	17.13	102.80	29.80	29.80	0.00
17	18	0.000700	0.000707	0.94	33.29	199.74	261.40	263.70	0.88
17	27	0.001300	0.001300	0.03	6.00	36.01	15.80	15.80	0.00
19	20	0.000700	0.000702	0.35	19.45	175.05	218.40	219.40	0.46
19	33	0.000700	0.000734	4.81	70.10	630.87	2894.20	3032.40	4.78
20	34	0.000900	0.000929	3.19	57.63	518.65	2510.50	2590.50	3.19
21	22	0.000800	0.000832	4.02	67.64	608.76	2783.10	2894.50	4.00
22	23	0.000600	0.000601	0.10	11.25	67.52	24.70	24.80	0.40
22	35				74.12	667.07			
23	24	0.002200	0.002265	2.95	59.05	354.29	2529.10	2602.80	2.91
23	36	0.000500	0.000516	3.28	62.11	558.96	1430.40	1477.00	3.26
25	26	0.003200	0.003203	0.10	11.14	66.83	125.80	127.90	1.67
25	37	0.000600	0.000619	3.16	60.26	542.35	1657.20	1709.60	3.16
26	27	0.001400	0.001423	1.67	45.00	270.02	920.50	937.00	1.79
26	28	0.004300	0.004320	0.46	23.74	142.42	788.50	791.10	0.33
26	29	0.005700	0.005748	0.85	32.13	192.79	1913.80	1928.90	0.79
28	29	0.001400	0.001440	2.85	58.35	350.08	1556.20	1600.40	2.84
29	38	0.000800	0.000834	4.26	69.04	828.50	5233.90	5456.60	4.25

La Tabla A.8 compara las pérdidas totales del sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos obtenidas mediante el flujo de potencia convencional y el FPDT-CA considerando la implementación de compensación serie en la línea crítica 16–19. Se observa que las pérdidas se incrementan de 43.80 kW a 44.95 kW, lo que representa un aumento del 2.62 %. No obstante, la compensación serie permite mejorar la transferencia de potencia activa en dicho línea al reducir la reactancia de la línea, favoreciendo una redistribución más eficiente de los flujos de potencia dentro de la red.

La comparación entre las Tablas A.8 y 3.12 muestra que la implementación de compensación serie mejora el comportamiento operativo del sistema al reducir el incremento porcentual de pérdidas totales. En el caso sin compensación, el aumento de pérdidas entre el FP convencional y el FPDT-CA es de 3.01 %, mientras que con compensación serie este incremento disminuye a 2.62 %.

Aunque las pérdidas finales obtenidas mediante el FPDT-CA son prácticamente similares en ambos escenarios, la reducción del porcentaje de incremento evidencia que la compensación serie favorece una redistribución más eficiente de los flujos de potencia activa dentro de la red. Esto confirma que la disminución de reactancia en la línea 16–19 mejora el aprovechamiento de la infraestructura de transmisión y contribuye a una operación más eficiente del sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos.

Tabla A.8: Comparación de pérdidas totales entre métodos de la red de Nueva Inglaterra 39 nodos compensación serie.

Método	Pérdidas Totales (kW)
FP Convencional	43.8041
FPDT-CA	44.9508
Incremento	2.62 %

La Figura A.6 presenta la variación porcentual de las pérdidas de potencia activa en las líneas del sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos al comparar el flujo de potencia convencional con el modelo FPDT-CA considerando compensación serie. En términos generales, la mayoría de las líneas muestra incrementos moderados inferiores al 3 %, lo cual refleja el efecto del aumento de resistencia provocado por la temperatura del conductor.

Se observa que las mayores variaciones se concentran en líneas de alta transferencia de potencia, destacando principalmente la línea 19–33, la cual presenta el mayor incremento porcentual de pérdidas, cercano al 4.8 %. Asimismo, líneas como 29–38, 21–22, 6–11 y 23–36 también exhiben incrementos significativos superiores al 3 %, evidenciando que estas trayectorias son altamente sensibles a los efectos térmicos debido a sus elevados niveles de carga.

La línea compensada 16–19, resaltada en la Figura A.6, presenta un comportamiento particular, ya que, a pesar de mantener una elevada transferencia de potencia y un importante incremento de resistencia térmica, las pérdidas muestran una ligera reducción porcentual. Esto indica que la compensación serie aplicada favorece una redistribución más eficiente de los flujos de potencia activa dentro de la red.

Por otro lado, también se identifican algunas líneas con disminuciones de pérdidas, como las ramas 1–39, 3–18 y 9–39, donde las variaciones negativas son relativamente pequeñas. Este comportamiento se asocia a cambios en la distribución de flujos ocasionados por la interacción entre el modelo térmico y la compensación serie implementada.

En general, la Figura A.6 demuestra que la incorporación de efectos térmicos y la aplicación de compensación serie modifican el comportamiento de las pérdidas en distintas zonas del sistema. Aunque la mayoría de las variaciones permanece en rangos moderados, existen líneas críticas donde los cambios son más pronunciados, lo cual confirma la importancia de considerar modelos térmicamente acoplados en estudios avanzados de operación y análisis de redes eléctricas.

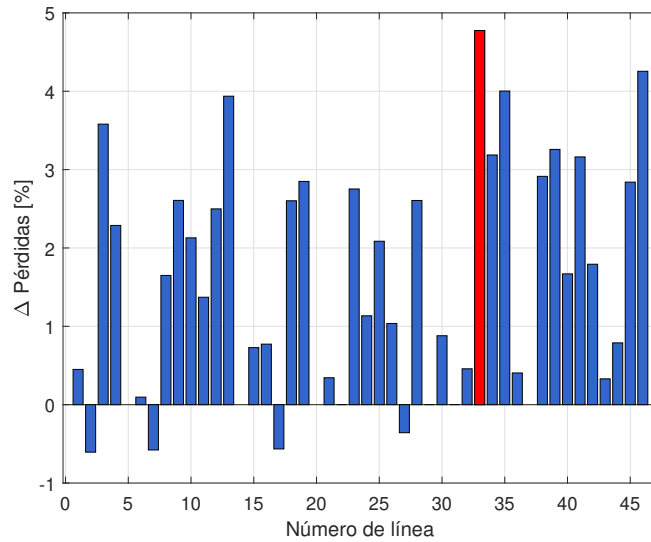


Figura A.6: Pérdidas de potencia $\Delta\%$ flujos de potencia convencional vs FPDT-CA de la red Nueva Inglaterra 39 nodos compensación serie.

Con el propósito de evaluar el impacto de la compensación serie sobre el comportamiento térmico y las pérdidas de potencia activa en la red de Nueva Inglaterra de 39 nodos, se realizó una comparación entre el caso base sin compensación y el escenario con compensación serie aplicada en la línea crítica 16–19. La Figura A.7 muestra la variación porcentual de pérdidas por línea obtenida mediante el modelo FPDT-CA en ambos escenarios, permitiendo analizar el efecto de la reducción de reactancia sobre la redistribución de flujos y el desempeño térmico del sistema.

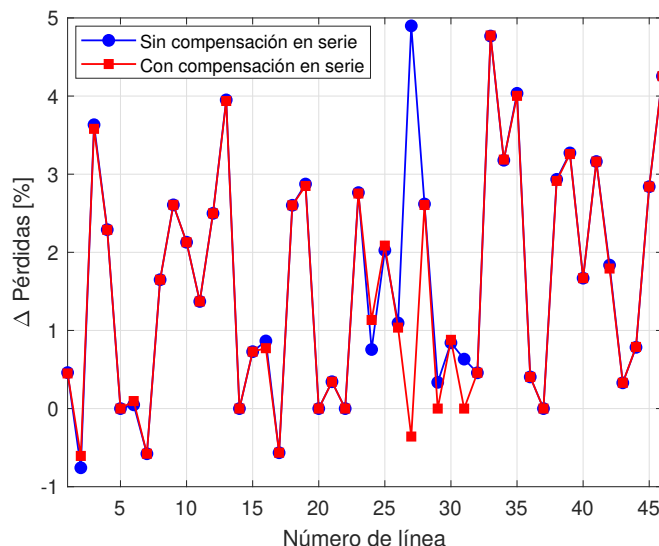


Figura A.7: Comparativa de pérdidas de potencia Δ % con y sin compensación en serie.

La Figura A.7 presenta una comparación de la variación porcentual de pérdidas de potencia activa por línea entre el caso sin compensación serie y el caso con compensación serie para el sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos. En la gráfica se observa que ambas curvas mantienen una tendencia general similar, lo cual indica que la incorporación de la compensación serie no modifica drásticamente el comportamiento global de pérdidas del sistema, aunque sí produce variaciones localizadas en determinadas líneas críticas.

En términos generales, la mayoría de las líneas presenta diferencias relativamente pequeñas entre ambos escenarios, con variaciones porcentuales inferiores al 3 %. Esto demuestra que la compensación serie aplicada en la línea 16–19 provoca principalmente una redistribución de flujos de potencia más que un cambio radical en el perfil térmico de toda la red.

Sin embargo, se identifican líneas donde las diferencias son más notorias. Particularmente, en la línea 16–19 se aprecia una reducción en el incremento porcentual de pérdidas al aplicar compensación serie, evidenciando que la disminución de reactancia favorece una transferencia de potencia más eficiente en dicha trayectoria. De manera similar, algunas líneas adyacentes muestran ligeras variaciones debido a la redistribución de los flujos eléctricos provocada por la compensación implementada.

Asimismo, las líneas 19–33, 21–22 y 29–38 continúan presentando algunos de los mayores incrementos porcentuales de pérdidas en ambos escenarios, confirmando que siguen siendo rutas críticas de transferencia de potencia dentro del sistema. Esto indica que, aunque la compensación serie mejora parcialmente el desempeño de la línea intervenida, todavía existen trayectorias altamente cargadas donde los efectos térmicos permanecen siendo significativos.

Por otro lado, también se observan líneas con reducciones porcentuales de pérdidas cercanas o inferiores a cero, tanto en el caso compensado como en el no compensado. Este comportamiento refleja cambios en la distribución de potencia activa dentro de la red y demuestra que la

compensación serie puede producir beneficios localizados al modificar el reparto de carga entre líneas vecinas.

En general, la Figura A.7 confirma que la compensación serie contribuye a mejorar el comportamiento operativo de ciertas líneas críticas mediante una redistribución más eficiente de los flujos de potencia. No obstante, los resultados también muestran que las líneas con mayores niveles de carga continúan siendo altamente sensibles a los efectos térmicos, lo cual resalta la importancia de considerar modelos dependientes de temperatura en estudios avanzados de operación y planeación de sistemas eléctricos de potencia.

A.2. Conclusión

La implementación de compensación serie en la línea crítica 16–19 permitió mejorar de manera significativa el comportamiento operativo del sistema Nueva Inglaterra de 39 nodos, principalmente en términos de transferencia de potencia activa y redistribución de flujos dentro de la red. El objetivo principal de la compensación serie consiste en reducir la reactancia efectiva de transmisión para disminuir la oposición al flujo de potencia activa, incrementando así la capacidad de transporte de energía en líneas estratégicas del sistema eléctrico sin necesidad de construir nueva infraestructura.

A partir de los resultados obtenidos, se comprobó que la reducción de reactancia en la línea 16–19 favoreció una transferencia más eficiente de potencia activa entre las zonas de generación y carga. La línea compensada alcanzó flujos superiores a 450 MW, confirmando que la compensación serie permitió aprovechar de mejor manera la capacidad de transmisión existente. Este comportamiento evidencia que la técnica aplicada mejora el intercambio de potencia entre distintas áreas del sistema, contribuyendo a disminuir restricciones operativas y favoreciendo una distribución más equilibrada de los flujos de potencia.

En comparación con el caso sin compensación, el sistema presentó una redistribución importante de los flujos de potencia activa sobre varias líneas principales de transmisión. Se observó que líneas como 19–33, 21–22 y 29–38 continuaron operando con elevados niveles de transferencia; sin embargo, la incorporación de compensación serie permitió aliviar parcialmente ciertas trayectorias de flujo y mejorar el aprovechamiento de la línea compensada. Este efecto resulta particularmente importante en sistemas altamente cargados, donde la reducción de impedancia en enlaces estratégicos permite incrementar la flexibilidad operativa de la red.

Otro aspecto relevante fue la mejora observada en el comportamiento angular del sistema. La reducción de reactancia favoreció una transferencia de potencia más eficiente entre nodos generadores y barras de carga, produciendo una distribución angular más estable y coherente con el sentido de flujo de potencia activa. Asimismo, las magnitudes de voltaje permanecieron dentro de límites operativos aceptables en todos los nodos, demostrando que la implementación de compensación serie no comprometió la estabilidad eléctrica del sistema.

Desde el punto de vista operativo, los resultados mostraron que el algoritmo FPDT-CA mantuvo un desempeño computacional adecuado aun después de modificar las características eléctricas de la línea compensada. El sistema alcanzó convergencia satisfactoria en pocas iteraciones, lo cual confirma que la incorporación de compensación serie puede integrarse de manera

estable dentro del análisis de flujo de potencia sin afectar negativamente la robustez numérica del método de solución.

La comparación entre el caso base y el escenario con compensación serie permitió identificar que la principal mejora obtenida corresponde al incremento en la capacidad de transferencia de potencia activa en la línea 16–19 y a una redistribución más eficiente de los flujos dentro de la red. Esto demuestra que la compensación serie constituye una alternativa efectiva para incrementar el aprovechamiento de líneas críticos de transmisión, mejorar la flexibilidad operativa y favorecer una utilización más eficiente de la infraestructura existente.

En general, los resultados obtenidos confirman que la compensación serie representa una herramienta altamente efectiva para mejorar el desempeño operativo de sistemas eléctricos de potencia. La reducción de reactancia en líneas estratégicas permite incrementar la transferencia de energía, optimizar la distribución de flujos y fortalecer el comportamiento global de la red ante condiciones de alta demanda. Asimismo, el estudio demuestra que la combinación de compensación serie con modelos avanzados de flujo de potencia proporciona una representación más completa del comportamiento del sistema eléctrico, permitiendo evaluar con mayor precisión los beneficios operativos asociados a este tipo de estrategias de compensación.

Apéndice B

Códigos QR de Datos de Casos de Estudio, Algoritmo y Resultados

Para consultar información adicional sobre los sistemas analizados, se presentan a continuación códigos QR que permiten acceder de manera rápida a los archivos complementarios, datos de entrada y resultados obtenidos en los distintos casos de estudio desarrollados.

El primer código QR [B.1](#) corresponde a la carpeta que incluye los datos ya con los parámetros térmicos incluidos en los datos de los sistemas eléctricos analizados para esta tesis.

El segundo código QR [B.2](#) incluye la carpeta del algoritmo, tablas y figuras y los archivos de resultados de los tres casos de estudio de esta tesis.

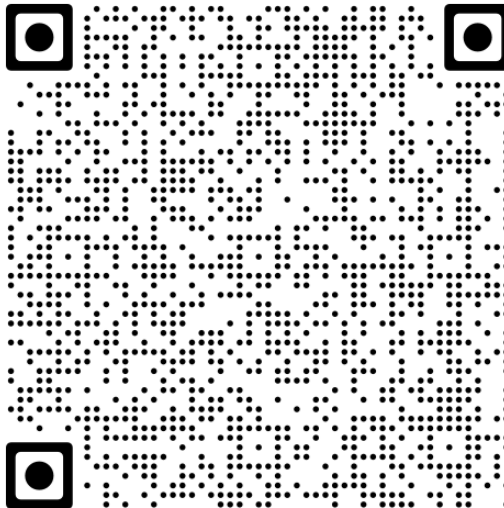


Figura B.1: Datos de casos de estudio.

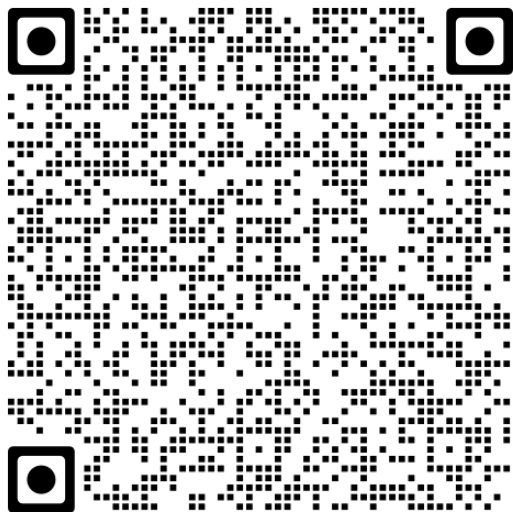


Figura B.2: Carpeta de algoritmo de FPDT y archivos txt de resultados.

Bibliografía

- Alexander Aguila Téllez. *Optimización multicriterio de flujos de potencia reactiva en sistemas eléctricos de distribución*. PhD thesis, 07 2021. 48
- Arif Ahmed. *Power System Analysis Incorporating Weather: Power Flow Analysis & Transient Stability Analysis*. Phd thesis, Te Herenga Waka - Victoria University of Wellington, 2019. URL <https://doi.org/10.26686/wgtn.22806836>.
- Arif Ahmed, Fiona Stevens McFadden, and Ramesh Rayudu. Impacts of distributed pv in a smart grid using temperature-dependent power flow. pages 1–6, 12 2017. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2017.8378468.
- Arif Ahmed, Fiona J. Stevens McFadden, and Ramesh Rayudu. Weather-dependent power flow algorithm for accurate power system analysis under variable weather conditions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(4):2719–2729, 2019. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2892402.
- Arif Ahmed, Tobias Massier, Fiona Stevens McFadden, and Ramesh Rayudu. Weather-dependent ac power flow algorithms. In *2020 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, pages 1–10, 2020. doi: 10.1109/IAS44978.2020.9334814.
- Ali R. Al-Roomi and Mohamed E. El-Hawary. Effective weather/frequency-based transmission line models—part i: Fundamental equations. In *2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, pages 1–6, 2017a. doi: 10.1109/EPEC.2017.8286206.
- Ali R. Al-Roomi and Mohamed E. El-Hawary. Effective weather/frequency-based transmission line models—part ii: Prospective applications. In *2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, pages 1–8, 2017b. doi: 10.1109/EPEC.2017.8286207.
- Forest Atchison, Mahbubur Rahman, and Valentina Cecchi. Temperature-dependent power transfer capability of transmission systems under uncertainty: An affine-arithmetic approach. In *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–5, 2020. doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281624.
- T. Athay, R. Podmore, and S. Virmani. A practical method for the direct analysis of transient stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(2):573–584, 1979. doi: 10.1109/TPAS.1979.319407.
- Marija Bockarjova and Goran Andersson. Transmission line conductor temperature impact on state estimation accuracy. In *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, pages 701–706, 2007. doi: 10.1109/PCT.2007.4538401.

BIBLIOGRAFÍA

- V. Cecchi, K. Miu, A. St. Leger, and C. Nwankpa. Study of the impacts of ambient temperature variations along a transmission line using temperature-dependent line models. In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–7, 2011a. doi: 10.1109/PES.2011.6039110.
- Valentina Cecchi, Aaron St. Leger, Karen Miu, and Chika O. Nwankpa. Incorporating temperature variations into transmission-line models. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(4):2189–2196, 2011b. doi: 10.1109/TPWRD.2011.2159520.
- Valentina Cecchi, Matthew Knudson, and Karen Miu. System impacts of temperature-dependent transmission line models. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(4):2300–2308, 2013. doi: 10.1109/TPWRD.2013.2276757.
- CIGRE Working Group 22.12. Thermal behaviour of overhead conductors. Technical Brochure 207, CIGRÉ, 2002.
- Stephen Frank, Jason Sexauer, and Salman Mohagheghi. Temperature-dependent power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4):4007–4018, 2013. doi: 10.1109/TPWRS.2013.2266409.
- Anwesha Ghosh and Vivekananda Mukherjee. Temperature dependent optimal power flow. In *2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy)*, pages 1–6, 2017. doi: 10.1109/TAPENERGY.2017.8397287.
- J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma, and Thomas J. Overbye. *Power System Analysis and Design*. Cengage Learning, Stamford, CT, 4 edition, 2008.
- S. Greene, I. Dobson, and F.L. Alvarado. Sensitivity of transfer capability margins with a fast formula. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(1):34–40, 2002. doi: 10.1109/59.982190.
- Duy C. Huynh, Thanh H. Truong, and Matthew W. Dunnigan. Fault location on series-compensated transmission lines of a power system. In *2021 IEEE 2nd International Conference on Smart Technologies for Power, Energy and Control (STPEC)*, pages 1–6, 2021. doi: 10.1109/STPEC52385.2021.9718737.
- IEEE Std 399-1997. Ieee recommended practice for industrial and commercial power systems analysis (brown book). *IEEE Std 399-1997*, pages 1–488, 1998. doi: 10.1109/IEEESTD.1998.88568.
- IEEE Std 738-1993. Ieee standard for calculating the current-temperature of bare overhead conductors. *IEEE Std 738-1993*, pages 1–48, 1993. doi: 10.1109/IEEESTD.1993.120365.
- IEEE Std 738-2006. Ieee standard for calculating the current-temperature of bare overhead conductors. *IEEE Std 738-2006 (Revision of IEEE Std 738-1993)*, pages 1–58, 2007. doi: 10.1109/IEEESTD.2007.301349.
- IEEE Std 738-2012. Ieee standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors. *IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013)*, pages 1–72, 2013. doi: 10.1109/IEEESTD.2013.6692858.
- IEEE Std 738-2023. Ieee standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors. *IEEE Std 738-2023 (Revision of IEEE Std 738-2012)*, pages 1–56, 2023. doi: 10.1109/IEEESTD.2023.10382442.

- IEEE Std C57.12.91-2001. Ieee standard test code for dry-type distribution and power transformers. *IEEE Std C57.12.91-2001*, pages 1–82, 2001. doi: 10.1109/IEEESTD.2001.92414.
- Surya Naga Krishna Mohan Jagarlapudi and Valentina Cecchi. Investigating wind speed-dependent models for electric power transmission lines. In *2016 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)*, pages 626–629, 2016. doi: 10.1109/ISCAS.2016.7527318.
- Harshvardhan C. Kamble, Trupti P. Hinge, and Sanjay. S. Dambhare. Improved integrated impedance scheme for series compensated transmission line. In *2019 8th International Conference on Power Systems (ICPS)*, pages 1–6, 2019. doi: 10.1109/ICPS48983.2019.9067666.
- Soheila Karimi, Petr Musilek, and Andrew M. Knight. Dynamic thermal rating of transmission lines: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91:600–612, 2018. ISSN 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.001>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118302119>.
- Andreas Kubis and Christian Rehtanz. Application of a combined electro-thermal overhead line model in power flow and time-domain power system simulations. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11(8):2041–2049, 2017. doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1626>. URL <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2016.1626>.
- B. Long and V. Ajjarapu. The sparse formulation of isps and its application to voltage stability margin sensitivity and estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(3):944–951, 1999. doi: 10.1109/59.780907.
- Carolina Marcelino, Gabriel Leite, Silvia Jiménez-Fernández, and Sancho Salcedo-Sanz. An improved c-deepso algorithm for optimal active-reactive power dispatch in microgrids with electric vehicles. *IEEE Access*, PP:1–1, 01 2022. doi: 10.1109/ACCESS.2022.3203728.
- MATPOWER. case57 – power flow data for ieee 57-bus system. <https://matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case57.html>, 2014. MATPOWER 5.0 Reference Manual. Accessed: 01-Mar-2026.
- MATPOWER. Matpower case format — case2736sp. <https://matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case2736sp.html>, 2015a. Accessed: 2025-06-30.
- MATPOWER. Matpower case format — case30. <https://matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case30.html>, 2015b. Accessed: 2025-07-01.
- MATPOWER. Matpower case format — case39. <https://matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case39.html>, 2015c. Accessed: 2025-07-01.
- Bonface Ngoko, Hideharu Sugihara, and Tsuyoshi Funaki. A temperature dependent power flow model considering overhead transmission line conductor thermal inertia characteristics. In *2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / ICPS Europe)*, pages 1–6, 2019. doi: 10.1109/EEEIC.2019.8783234.
- M. A. Pai. *Energy Function Analysis for Power System Stability*. The Kluwer International Series in Engineering and Computer Science: Power Electronics and Power Systems. Kluwer Academic Publishers, Boston, 1989. ISBN 9780792390179.

BIBLIOGRAFÍA

- A. F. Picanco and A. C. Zambroni de Souza. Temperature-dependent radial power flow with distributed generation. In *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, pages 547–553, 2019. doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8716040.
- A. F. Picanco, A. S. A. de Oliveira, F. A. Moreira, and E. T. F. Santos. Optimal temperature-dependent power flow using quantum-behaved particle swarm optimization. In *2021 IEEE EUROCON - 19th International Conference on Smart Technologies*, pages 414–419, 2021. doi: 10.1109/EUROCON52738.2021.9535546.
- Alessandra F. Picanco and Andressa P. Oliveira. Reactive optimal power flow in the temperature-dependent power flow using interior point method with artificial neural network. In *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2018)*, pages 1–6, 2018. doi: 10.1049/cp.2018.1898.
- Mahbubur Rahman and Valentina Cecchi. Conductor temperature estimation under uncertain external conditions using a temperature-dependent power flow. In *2019 IEEE Milan PowerTech*, pages 1–6, 2019. doi: 10.1109/PTC.2019.8810722.
- Mahbubur Rahman, Christoph Braun, and Valentina Cecchi. Determination of transmission line power transfer capabilities using temperature dependent continuation power flow. In *2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–5, 2018. doi: 10.1109/PESGM.2018.8586165.
- Jesús Santos, Antonio Gomez-Exposito, and F. Sanchez. Assessment of conductor thermal models for grid studies. *Generation, Transmission Distribution, IET*, 1:155 – 161, 02 2007. doi: 10.1049/iet-gtd:20050472.
- Jonathan Snodgrass, Sanjana Kunkolienkar, Ummay Habiba, Yijing Liu, Melvin Stevens, Farnaz Safdarian, Thomas Overbye, and Roman Korab. Case study of enhancing the matpower polish electric grid. In *2022 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, pages 1–6, 2022. doi: 10.1109/TPEC54980.2022.9750807.
- R. Stephen. Description of state of the art methods to determine thermal ratings of lines in real-time and their application in optimising power flow. In *CIGRÉ Session*, volume 22, 2000.
- Pallavi M. Tonape, A. R. Thorat, and M. M. Tonape. Modified design of distance relay for series compensated transmission line. In *2016 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT)*, pages 1–6, 2016. doi: 10.1109/ICCPCT.2016.7530170.
- Allen J. Wood and Bruce F. Wollenberg. *Power Generation, Operation, and Control*. Wiley, New York, NY, USA, 1996.
- Ray Daniel Zimmerman, Carlos Edmundo Murillo-Sánchez, and Robert John Thomas. Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1):12–19, 2011. doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



A quien corresponda,

Por este medio, quien abajo firma, bajo protesta de decir verdad, declara lo siguiente:

- Que presenta para revisión de originalidad el manuscrito cuyos detalles se especifican abajo.
- Que todas las fuentes consultadas para la elaboración del manuscrito están debidamente identificadas dentro del cuerpo del texto, e incluidas en la lista de referencias.
- Que, en caso de haber usado un sistema de inteligencia artificial, en cualquier etapa del desarrollo de su trabajo, lo ha especificado en la tabla que se encuentra en este documento.
- Que conoce la normativa de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, en particular los Incisos IX y XII del artículo 85, y los artículos 88 y 101 del Estatuto Universitario de la UMSNH, además del transitorio tercero del Reglamento General para los Estudios de Posgrado de la UMSNH.

Datos del manuscrito que se presenta a revisión		
Programa educativo	Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica	
Título del trabajo	Formulación del Problema de Flujos de Potencia Considerando Dependencia de Temperatura en Líneas de Transmisión	
	Nombre	Correo electrónico
Autor/es	Manuel Alejandro Zaragoza Luquín	2348328a@umich.mx
Director	Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel	claudio.fuerte@umich.mx
Codirector		
Coordinador del programa	Dr. Norberto García Barriga	norberto.garcia@umich.mx

Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción

Asistencia en la redacción	si	Se utilizó como herramienta de comprensión y mejorar la redacción de la tesis
-----------------------------------	----	---

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Traducción al español	si	Se utilizó para traducir términos y artículos científicos, con esto, mejorar su comprensión.
Traducción a otra lengua	No	
Revisión y corrección de estilo	No	
Análisis de datos	No	
Búsqueda y organización de información	No	
Formateo de las referencias bibliográficas	No	
Generación de contenido multimedia	No	
Otro	No	

Datos del solicitante	
Nombre y firma	 Manuel Alejandro Zaragoza Luquín
Lugar y fecha	Morelia, Michoacán a 17 de Mayo del 2026

Manuel Alejandro Zaragoza Luquín

Formulación del Problema de Flujos de Potencia Considerando Dependencia de Temperatura en Líneas de Transmisión.pdf

Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::3117:592734153

138 páginas

Fecha de entrega

18 may 2026, 2:02 p.m. GMT-6

50.309 palabras

Fecha de descarga

18 may 2026, 2:08 p.m. GMT-6

256.859 caracteres

Nombre del archivo

Formulación del Problema de Flujos de Potencia Considerando Dependencia de Temperatura enpdf

Tamaño del archivo

11.7 MB

6% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 10 palabras)

Fuentes principales

- 6% Fuentes de Internet
- 3% Publicaciones
- 0% Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión

- Caracteres reemplazados**
124 caracteres sospechosos en N.º de páginas
Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.