



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

LOCALIZACIÓN DE FUENTES DE OSCILACIONES SOSTENIDAS
EN SISTEMAS DE POTENCIA MEDIANTE O-SPLINES Y EL
OPERADOR DE ENERGÍA TEAGER-KAISER

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

P R E S E N T A :

REYNALDO DOMÍNGUEZ NAVARRETE

DIRECTOR DE TESIS

DR. ALEJANDRO ZAMORA MÉNDEZ



MORELIA, MICHOACÁN, JUNIO 2026



LOCALIZACIÓN DE FUENTES DE OSCILACIONES SOSTENIDAS EN SISTEMAS DE POTENCIA MEDIANTE O-SPLINES Y EL OPERADOR DE ENERGÍA TEAGER-KAISER

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de Reynaldo Domínguez Navarrete.

Dr. José Ortiz Béjar
Presidente del Jurado

Dr. Alejandro Zamora Méndez
Director de Tesis

Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel
Vocal

Dr. Juan Carlos Silva Chávez
Vocal

Dr. Mario R. Arrieta Paternina.
Revisor Externo (UNAM)

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

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
Abril 2026

Agradecimientos

Agradezco de manera especial a mi asesor, el Dr. **Alejandro Zamora Méndez**, por su guía, apoyo y valiosas aportaciones, sustentadas en su amplio conocimiento, fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

Asimismo, expreso mi agradecimiento a la **Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH)** y a los **doctores** que integraron el proceso de evaluación, por brindarme la oportunidad de ingresar al programa educativo **Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica**. De igual forma, agradezco a los **docentes** del posgrado por su enseñanza y orientación académica.

Reconozco también a mis **compañeros de generación**, con quienes tuve la oportunidad de trabajar y apoyarnos mutuamente, compartiendo conocimientos y experiencias que enriquecieron mi formación durante el programa.

Agradezco a **SECIHTI** por el otorgamiento de la beca asociada a los posgrados de calidad, la cual hizo posible mi dedicación al programa.

De manera muy especial, agradezco a mi **esposa** por impulsarme a asumir este desafío y darme el aliento necesario, especialmente en los momentos de incertidumbre y temores sobre mi capacidad de ingresar y culminar satisfactoriamente este programa, a mi **hija**, por su paciencia, comprensión y tiempo sacrificado, sin duda, ella ha sido una motivación decisiva para culminar este proyecto académico.

Lista de Publicaciones

- R. Dominguez-Navarrete, A. Zamora, J. Ortiz-Bejar, and M. R. A. Paternina,
“Oscillation Source Location Assisted by the O-splines Filter”
Publicado en:
2025 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing
(ROPEC 2025). Ixtapa, Mexico.
DOI: <https://doi.org/10.1109/ROPEC68163.2025.11354047>
- R. Dominguez-Navarrete, A. Zamora, J. Ortiz-Bejar and M. R. A. Paternina,
“Oscillation Source Localization based on O-Splines and TKEO Methods”
Publicado en:
IEEE Access,
DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2026.3704868>
- Reconocimiento académico:
R. Domínguez Navarrete, A. Zamora.
“ Identificación de oscilaciones en sistemas eléctricos de potencia mediante el uso de
filtros y métodos basados en energía”
Primer lugar en la sesión póster del evento “Día del Posgrado”, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia, Michoacán, México, 30 de mayo de 2025

Resumen

Las oscilaciones sostenidas, forzadas o naturales, pueden comprometer la estabilidad operativa de los sistemas eléctricos de potencia. Las oscilaciones forzadas se originan por perturbaciones periódicas externas, como fallas en controles, cargas cíclicas o problemas mecánicos en generadores; mientras que las oscilaciones naturales son inherentes a la dinámica del sistema y se asocian con modos electromecánicos de bajo amortiguamiento. La interacción entre ambas puede amplificar la respuesta dinámica, aumentando el riesgo de apagones y daños en equipos.

La detección oportuna del origen de estas oscilaciones es fundamental para implementar medidas correctivas. En este trabajo se analizan distintas estrategias basadas en simulaciones que emulan el comportamiento de unidades de medición fasorial (PMU). En particular, se comparan tres enfoques: (i) el método del flujo de energía disipada (DEF) combinado con un filtro Butterworth, (ii) el método DEF con filtrado basado en O-splines y (iii) el operador de energía de Teager-Kaiser (TKEO) aplicado sobre señales filtradas con O-splines, siendo estos dos últimos los métodos propuestos.

Los métodos se validan mediante simulaciones en el sistema Kundur de dos áreas y 27 casos de estudio desarrollados sobre un modelo reducido de 179 nodos del sistema WECC (*Western Electric Coordinating Council*). Finalmente, se emplean mediciones reales de PMU del sistema ISO-NE para evaluar el desempeño de las metodologías propuestas bajo condiciones operativas reales.

Los resultados obtenidos muestran que las metodologías propuestas mejoran la capacidad de localización de fuentes oscilatorias. En particular, para los casos de oscilaciones forzadas inyectadas en el sistema de excitación, la combinación O-splines + TKEO alcanzó una tasa de aciertos del 86 %, mientras que O-splines + DEF logró un 79 %, superando el 43 % obtenido con el método Butterworth + DEF. Estos resultados evidencian el potencial de los métodos propuestos para mejorar la precisión y robustez de los esquemas de monitoreo basados en PMUs.

Palabras clave: oscilaciones sostenidas, localización de fuentes, flujo de energía disipada, O-splines, operador de energía Teager-Kaiser.

Abstract

Sustained oscillations, whether forced or natural, may compromise the operational stability of electrical power systems. Forced oscillations are caused by external periodic disturbances, such as control system malfunctions, cyclic loads, or mechanical failures in generators, whereas natural oscillations are inherent to system dynamics and are associated with poorly damped electromechanical modes. Under certain conditions, their interaction may amplify oscillatory responses, increasing the risk of equipment damage or large-scale blackouts.

The timely identification of the origin of these oscillations is essential for implementing corrective actions. This thesis investigates different strategies for the analysis and localization of sustained oscillations using simulated and real synchrophasor measurements obtained from phasor measurement units (PMUs). Three approaches are implemented and compared: (i) the dissipating energy flow (DEF) method combined with a Butterworth filter, (ii) the DEF method using O-spline filtering, and (iii) the Teager-Kaiser energy operator (TKEO) applied to O-spline-filtered signals, where the latter two constitute the main contributions of this work.

The proposed methodologies are validated through four simulation scenarios based on the Kundur two-area system and 27 case studies developed from a reduced 179-bus WECC (*Western Electric Coordinating Council*) model, including 9 cases of poorly damped natural oscillations and 18 cases of forced oscillations. Finally, the methodologies are assessed using real PMU measurements from the ISO New England (ISO-NE) system, demonstrating their applicability under practical operating conditions.

The results show that the proposed methodologies improve oscillation source localization. For forced oscillations injected through the excitation system, O-splines + TKEO achieved an accuracy of 86 % and O-splines + DEF reached 79 %, outperforming the conventional Butterworth + DEF method, which achieved 43 %. These results validate the effectiveness of O-spline filtering for enhancing energy-based source localization methods.

Keywords: sustained oscillations, source localization, dissipating energy flow, O-splines, Teager-Kaiser energy operator.

Contenido

Agradecimientos	III
Lista de Publicaciones	V
Resumen	VII
Abstract	IX
Contenido	XI
Lista de Figuras	XV
Lista de Tablas	XVII
Lista de Símbolos	XIX
Acrónimos	XXII
 1. Introducción	 1
1.1. Justificación	2
1.2. Antecedentes acerca de las técnicas para la localización de oscilaciones	4
1.2.1. Antecedentes del método de flujo de energía disipada	8
1.2.2. Antecedentes acerca de los filtros basados en O-splines	12
1.2.3. Antecedentes acerca del operador de energía Teager-Kaiser	14
1.3. Contribuciones	15
1.4. Objetivos	17
1.4.1. Objetivo general	17
1.4.2. Objetivos particulares	17
1.5. Descripción de capítulos	18
 2. Oscilaciones en sistemas eléctricos de potencia	 21
2.1. Introducción	21
2.2. Oscilaciones sostenidas en sistemas de potencia	22
2.2.1. Oscilaciones naturales	22
2.2.2. Oscilaciones forzadas	23
2.2.3. Distinción entre oscilaciones naturales y forzadas	25
2.3. Modos de oscilación en sistemas eléctricos de potencia	27
2.3.1. Modos locales	28

2.3.2.	Modos inter-área	29
2.3.3.	Importancia del análisis modal en las oscilaciones	31
2.4.	Limitaciones de los sistemas de protección para detectar oscilaciones	31
2.5.	Resumen de capítulo	32
3.	Fundamentos matemáticos para la localización de fuentes de oscilación	35
3.1.	Introducción	35
3.2.	Flujo de energía disipada	36
3.2.1.	Energía en las oscilaciones electromecánicas	38
3.2.2.	La integral flujo de energía disipada	39
3.2.3.	Método DEF	41
3.3.	Filtro Butterworth	43
3.3.1.	Filtro Butterworth pasabanda	45
3.3.2.	Problemas prácticos en la implementación de filtros Butterworth	46
3.4.	Transformada discreta de Taylor-Fourier y O-splines	47
3.4.1.	Transformada discreta de Taylor-Fourier	48
3.4.2.	Subespacio de Fourier	49
3.4.3.	Subespacio de Taylor-Fourier	50
3.4.4.	Concepto de O-splines	52
3.4.5.	O-splines pasabajas en forma cerrada	53
3.4.6.	Propiedades y ventajas	55
3.5.	Operador de energía de Teager-Kaiser	56
3.5.1.	Operador de energía de Teager-Kaiser discreto	57
3.6.	Resumen de capítulo	60
4.	Metodología propuesta para la localización de fuentes de oscilación	61
4.1.	Introducción	61
4.2.	Esquema general de la metodología	62
4.3.	Diagrama de flujo del proceso	64
4.3.1.	Adquisición de datos de voltaje y corriente	65
4.3.2.	Etiquetado y correlación de señales por nodo	67
4.3.3.	Cálculo de potencias activa, reactiva y frecuencia	70
4.3.4.	Filtrado de señales y obtención de variables dinámicas	71
4.3.5.	Cálculo de la energía y localización de la fuente	73
4.4.	Resumen de capítulo	75
5.	Casos de estudio y validación de resultados	77
5.1.	Introducción	77
5.2.	Aplicación de las metodologías propuestas	78
5.2.1.	Sistema Kundur de dos áreas	79
5.2.2.	Caso 1: modo local en G2 del área 1	81

5.2.3.	Esquema de oscilación inducida	81
5.2.4.	Adquisición, etiquetado y organización de señales	83
5.2.5.	Cálculo de las potencias activa, reactiva y frecuencia	84
5.2.6.	Filtrado y obtención de variables dinámicas	85
5.2.7.	Cálculo de energía y localización de la fuente	89
5.3.	Sistema WECC	94
5.3.1.	Caso ND7: Oscilación natural con dos fuentes en un modo local inestable	95
5.4.	Sistema ISO-NE con mediciones reales	101
5.4.1.	Caso real: Oscilación forzada a 1 Hz, datos reales	102
5.5.	Discusión de resultados	108
5.6.	Resumen de capítulo	110
6.	Conclusiones generales y trabajos futuros	115
6.1.	Conclusiones Generales	115
6.2.	Trabajos Futuros	117
A.	Apéndice	119
	Referencias	131
	Reporte de similitud	140
	Declaración de originalidad	142

Lista de Figuras

1.1. Clasificación de los métodos para la localización de oscilaciones en sistemas eléctricos de potencia [1].	5
2.1. Oscilación natural en un sistema eléctrico de potencia.	23
2.2. Oscilación forzada en un sistema eléctrico de potencia.	24
2.3. Modo de oscilación local.	29
2.4. Modo de oscilación inter-área.	30
3.1. Filtro Butterworth pasabanda.	46
3.2. Subespacios de Fourier y Taylor-Fourier.	48
3.3. Respuesta en frecuencia de filtros O-splines pasabajas para órdenes $K = 1$, $K = 3$, $K = 5$ y $K = 9$	55
3.4. Aproximación lineal de la función seno en el intervalo $[0, \pi/4]$	59
4.1. Esquema general de la metodología de localización de oscilaciones forzadas y naturales.	63
4.2. Diagrama de flujo de la metodología propuesta.	65
5.1. Diagrama unifilar del sistema Kundur de dos áreas y cuatro generadores.	79
5.2. Modos identificados mediante análisis modal.	80
5.3. Sistema Kundur con oscilación inducida en el generador G2 del área 1.	81
5.4. Esquema del generador con oscilación inducida en su sistema de excitación.	82
5.5. Comportamiento del sistema Kundur: (a) sin oscilación inducida, (b) con oscilación inducida en $t = 1$ s en G2.	82
5.6. Señal de perturbación sinusoidal aplicada al excitador de G2.	83
5.7. Respuesta del voltaje con falla y oscilación forzada aplicada en G2.	84
5.8. Señales del sistema Kundur, caso 1: (a) magnitudes de voltaje, (b) frecuencias, (c) potencias activas y (d) potencias reactivas.	87
5.9. Comparación entre los filtros Butterworth y O-splines para la extracción del modo a 1.173 Hz.	88

5.10. Señales filtradas mediante Butterworth, para el caso 1 del sistema Kundur: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ	89
5.11. Señales filtradas mediante O-splines, para el caso 1 del sistema Kundur: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ	90
5.12. Identificación de la fuente de oscilación para el caso 1 del sistema Kundur: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO. . .	91
5.13. Contribución porcentual de energía en las líneas para el caso 1 del sistema Kundur: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO.	92
5.14. Sistema WECC con falla en el nodo 159 y doble fuente de oscilación en los nodos 159 y 45.	96
5.15. Señales del sistema WECC, caso ND7: (a) magnitudes de voltaje, (b) fre- cuencias, (c) potencias activas y (d) potencias reactivas.	97
5.16. Señales filtradas del sistema WECC mediante Butterworth, caso ND7: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ	98
5.17. Señales filtradas del sistema WECC mediante O-splines, caso ND7: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ	99
5.18. Identificación de las fuentes de oscilación para el caso ND7 mediante los métodos: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO.	100
5.19. Contribución porcentual de energía para el caso ND7 mediante los métodos: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO. . .	101
5.20. Señales del sistema ISO-NE, caso real: (a) magnitudes de voltaje, (b) fre- cuencias, (c) potencias activas y (d) potencias reactivas.	103
5.21. Señales filtradas mediante Butterworth del sistema ISO-NE, caso real: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ	104
5.22. Señales filtradas mediante O-splines del sistema ISO-NE, caso real: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ	105
5.23. Identificación de la fuente de oscilación del sistema ISO-NE, caso real me- diante los métodos: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO.	106
5.24. Contribución porcentual de energía del sistema ISO-NE, caso real mediante los métodos: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO.	107

Lista de Tablas

1.1. Comparativa de métodos de localización de oscilaciones basados en energía.	10
4.1. Estructura general de etiquetas de voltaje y corriente.	68
5.1. Etiquetas para las señales de voltaje.	85
5.2. Etiquetas para las señales de corriente.	86
5.3. Parámetros de los filtros utilizados en los casos de prueba del sistema Kundur.	87
5.4. Comparación de resultados en los cuatro casos del sistema Kundur.	93
5.5. Casos de oscilaciones naturales (ND = Amortiguamiento negativo)	110
5.6. Casos de oscilación forzada (inyectado en sistema de excitación). * Casos que presentan resonancia	111
5.7. Casos de oscilación forzada (Inyectado en regulador). * Casos que presentan resonancia.	111
5.8. Comparación del tiempo de ejecución entre Butterworth y O-splines	112

Lista de Símbolos

Símbolo	Descripción
a	Amplitud de la señal o perturbación sinusoidal inducida.
A	Amplitud de la oscilación.
b_{ij}	Constante de ajuste.
Bw	Ancho de banda del filtro.
D	Parámetro de amortiguamiento de los generadores.
DE_{ij}	Tasa de disipación de energía estimada en la línea entre los nodos i y j .
DEF_{ij}	Flujo de energía disipada entre el nodo i y el nodo j .
WD_{ij}	Energía disipada acumulada entre los nodos i y j .
E	Energía total del sistema.
E_{acc}	Energía acumulada calculada mediante la sumatoria discreta
f	Frecuencia instantánea local del sistema.
f_0	Frecuencia de interés.
f_c	Frecuencia de corte del filtro Butterworth.
f_p	Frecuencia de paso del filtro Butterworth.
f_s	Frecuencia de muestreo de las señales.
F_1	Frecuencia fundamental de la señal o del sistema.
F_b	Frecuencia base.
H_0	Ganancia del circuito o del filtro.
I	Magnitud del fasor de corriente.
I_G	Vector de corrientes inyectadas por los generadores.
I_L	Vector de corrientes demandadas por las cargas.
I_p	Componente activa de la corriente.
I_q	Componente reactiva de la corriente.
j	Unidad imaginaria ($j = \sqrt{-1}$).
K	Parámetro que controla el orden del filtro O-splines o número de pares de polos del filtro.
m	Masa del objeto en el modelo físico de segundo orden

Símbolo	Descripción (continuación)
n	Número de polos del filtro o número de muestras de una señal digital.
N_0	Número de muestras por periodo.
P	Potencia activa.
Q	Potencia reactiva.
S	Potencia compleja.
t	Tiempo continuo en segundos.
t_s	Intervalo de tiempo entre muestras de la PMU (periodo de muestreo).
V	Magnitud del fasor de voltaje.
V_{bus}	Vector de voltajes en las barras del sistema eléctrico.
Y_{bus}	Matriz de admitancias nodales del sistema eléctrico.
Δf	Desviación de la frecuencia respecto a la frecuencia nominal.
ΔP	Desviación dinámica de la potencia activa.
ΔQ	Desviación dinámica de la potencia reactiva.
ΔV	Desviación de la magnitud del voltaje respecto a su valor medio.
ε	Parámetro de tolerancia que controla la ondulación permitida del filtro.
θ_I	Ángulo de fase del fasor de corriente.
θ_V	Ángulo de fase del fasor de voltaje.
ϕ	Fase inicial de una señal sinusoidal en radianes.
Ψ_2	Operador de energía de Teager–Kaiser en tiempo discreto.
ω	Frecuencia angular de la oscilación.
ω_0	Frecuencia de resonancia del filtro.
ω_d	Frecuencia digital expresada en radianes por muestra.
$\bar{x}$	Componente promedio o estacionaria de una señal eléctrica.

Acrónimos

Sigla	Descripción
AVR	Automatic Voltage Regulator
CDEF	Complex Dissipating Energy Flow
CPSD	Cross Power Spectral Density
DEF	Dissipating Energy Flow
DFT	Discrete Fourier Transform
DMD	Dynamic Mode Decomposition
DTFT	Discrete Taylor-Fourier Transform
DTTFT	Discrete Time Taylor-Fourier Transform
EDEF	Extended Dissipating Energy Flow
EMT	Electromagnetic Transient
ERA	Eigensystem Realization Algorithm
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
FIR	Finite Impulse Response
FO	Forced Oscillations
FOSL	Forced Oscillation Source Location
HVDC	High-Voltage Direct Current
ISO-NE	Independent System Operator – New England
ITEO	Improved Teager Energy Operator
LS	Least Squares
MSST	Multi-Synchrosqueezing Transform
ND	Negative Damping
PMU	Phasor Measurement Unit
PSS	Power System Stabilizer
PST	Power System Toolbox
RoCoF	Rate of Change of Frequency
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
EPS	Electric Power System
SSO	Sub-Synchronous Oscillations
THD	Total Harmonic Distortion
TKEO	Teager–Kaiser Energy Operator
TPE	Total Phasor Error
TVE	Total Vector Error
WADC	Wide-Area Damping Controllers
WAMS	Wide Area Measurement System
WECC	Western Electricity Coordinating Council

Capítulo 1

Introducción

Las oscilaciones en los sistemas eléctricos de potencia (SEPs) son fenómenos complejos que han adquirido relevancia crítica debido a su impacto en la seguridad y estabilidad operativa, particularmente en redes eléctricas interconectadas de gran escala. Desde el punto de vista operativo, es normal que ocurran oscilaciones amortiguadas, las cuales permiten al sistema regresar a su condición normal de operación tras una perturbación; sin embargo, también existen las llamadas oscilaciones sostenidas, que se dividen en dos tipos: las oscilaciones naturales y las oscilaciones forzadas. Ambos tipos representan una seria amenaza que incrementa el riesgo de inestabilidad, daños a equipos, así como la probabilidad de apagones generalizados. Por lo tanto, identificar con rapidez y precisión la fuente que las origina es fundamental para implementar acciones correctivas oportunas y eficaces. En los últimos años, se han propuesto diversas metodologías para abordar el desafío de localizar las fuentes de oscilaciones en los sistemas eléctricos. Muchas de estas presentan limitaciones, las cuales han motivado el desarrollo de mejoras para obtener enfoques más robustos.

1.1. Justificación

Este proyecto se fundamenta en la necesidad de atender un problema crítico en la operación de los sistemas eléctricos de potencia: la presencia de oscilaciones sostenidas, ya sean de origen natural o forzado. Estos fenómenos no representan únicamente variaciones observables en las señales eléctricas medidas, sino que pueden comprometer la estabilidad dinámica del sistema, reducir los márgenes de seguridad operativa y afectar la confiabilidad del suministro eléctrico, acortando la vida útil de los equipos, disparando protecciones de forma innecesaria y llevando al extremo en que millones de personas pierden el servicio eléctrico, el cual sostiene comunicaciones, industria y servicios críticos como hospitales. Las oscilaciones naturales suelen emerger tras cambios de operación o topología, bajos márgenes de inercia y mal amortiguamiento de modos locales e inter-área [1]; las oscilaciones forzadas suelen nacer de controladores mal sintonizados tales como el regulador automático de voltaje (AVR, del inglés *automatic voltage regulator*), los estabilizadores de los sistemas de potencia (PSS, de sus siglas en inglés de *power system stabilizers*), convertidores, cargas cíclicas, vibraciones mecánicas o excitaciones periódicas cercanas a una frecuencia modal que inducen resonancia [1]. Además, con la integración acelerada de renovables y electrónica de potencia, que introduce nuevas dinámicas de control y reduce la inercia efectiva, estos eventos son más probables y más difíciles de interpretar [2]. Detectar estas oscilaciones y localizar su origen con rapidez es una necesidad, es la diferencia entre corregir un controlador, aislar un equipo o ajustar parámetros en la red a tiempo, y permitir que una oscilación se propague hasta comprometer la seguridad del sistema [3].

En el problema de localización de fuentes de oscilación, la robustez se entiende como la capacidad del método para conservar su precisión y confiabilidad ante condiciones reales de operación, tales como ruido en las mediciones PMU, pérdida temporal de datos, variaciones ambientales, señales multicomponente o fenómenos de resonancia. Por ello, una estrategia robusta debe aislar la componente oscilatoria de interés sin introducir distorsiones significativas y reducir el riesgo de diagnósticos erróneos. La primera técnica

corresponde a un proceso de filtrado para mejorar la localización de fuentes de oscilación en sistemas eléctricos de potencia, la cual se basa en la transformada de Taylor-Fourier de tiempo discreto (DTTFT, del inglés discrete time Taylor-Fourier transform) diseñada con los O-splines [4]. En este trabajo, el uso de filtros O-splines se plantea como una etapa clave para mejorar la calidad de las señales analizadas y fortalecer el desempeño de los métodos de energía propuestos. La segunda técnica corresponde al operador de energía Teager-Kaiser [5] (TKEO, del inglés Teager-Kaiser energy operator), el cual es un estimador no lineal de energía instantánea que se aplica a las desviaciones de potencia activa para localizar la fuente de oscilación. La combinación de las técnicas anteriores responde al nicho de oportunidad existente en la búsqueda de métodos para una localización precisa y robusta de las fuentes de oscilación naturales y forzadas bajo diversos escenarios dinámicos, contribuyendo así al fortalecimiento de la estabilidad y seguridad operativa de los sistemas eléctricos de potencia.

En la literatura, la etapa de extracción del modo oscilatorio de interés se ha abordado mediante diferentes enfoques. En el método DEF convencional, una alternativa ampliamente utilizada consiste en aplicar filtros pasa banda Butterworth centrados en la frecuencia de la oscilación [6]. Otros trabajos han empleado filtros pasa banda con distintas características, como Chebyshev tipo II, buscando reducir el tiempo de ventana requerido para la detección y mejorar la rapidez del diagnóstico [7].

Sin embargo, estos métodos pueden presentar limitaciones asociadas a la distorsión de fase, fuga espectral, sensibilidad al ruido, selección de parámetros o mayor carga computacional. En este contexto, los filtros basados en O-splines se plantean como una alternativa para mejorar la extracción selectiva de los modos de interés, preservando mejor la forma temporal de la señal y entregando componentes más limpias para su posterior análisis de energía.

Así, este trabajo de investigación propone la combinación de dos estrategias novedosas, esta novedad radica en su integración y adaptación específica al problema de loca-

lización de oscilaciones naturales y forzadas en sistemas eléctricos de potencia, utilizando mediciones provenientes de unidades de medición fasorial (PMU).

1.2. Antecedentes acerca de las técnicas para la localización de oscilaciones

En las últimas décadas, la localización de oscilaciones naturales y forzadas en sistemas eléctricos de potencia se ha consolidado como un área crucial dentro de la ingeniería eléctrica debido al continuo incremento en la complejidad, extensión y sensibilidad operativa de las redes modernas [8]. Este crecimiento se ha visto impulsado notablemente por la expansión en el tamaño y sofisticación de las redes de transmisión y distribución, así como por la incorporación acelerada de fuentes renovables y componentes electrónicos avanzados que modifican significativamente las características dinámicas del sistema [9]. Las oscilaciones naturales y forzadas representan fenómenos particularmente relevantes, dado que pueden comprometer gravemente la estabilidad operativa y la seguridad del suministro eléctrico [10]. Por esta razón, existe una necesidad imperante de desarrollar técnicas precisas, rápidas y confiables que permitan detectar, caracterizar y localizar de manera efectiva estas fuentes oscilatorias [11]. En respuesta a estos desafíos, diversos enfoques metodológicos han sido propuestos y refinados, incluidos métodos basados en el análisis de energía, técnicas avanzadas de procesamiento de señales y estrategias de análisis estadístico fundamentadas en datos en tiempo real [8]. Estas herramientas buscan proporcionar soluciones robustas y eficientes para asegurar la integridad y estabilidad dinámica de los sistemas eléctricos actuales y futuros. En un estudio reciente, se revisaron más de 150 técnicas para la localización de fuentes de oscilación naturales y forzadas, las cuales fueron divididas en dos grupos principales, el primero basado en métricas y el segundo basado en métodos [8], como se muestra en la Figura 1.1.

De acuerdo a la Figura 1.1, en el primer grupo se encuentran las denominadas

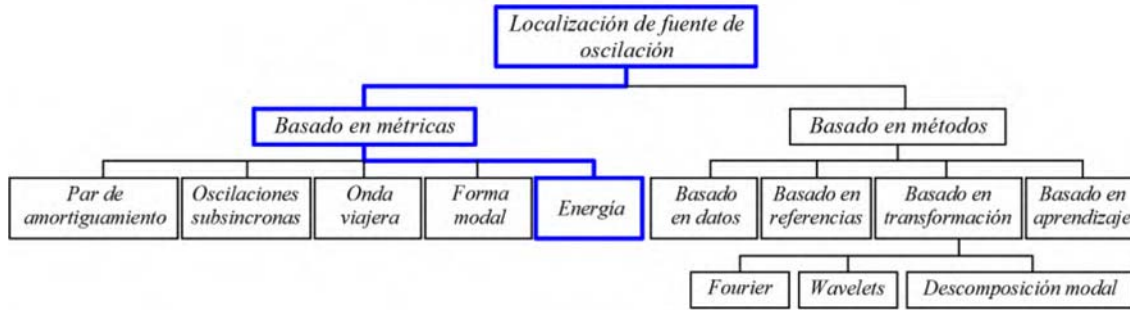


Figura 1.1: Clasificación de los métodos para la localización de oscilaciones en sistemas eléctricos de potencia [1].

basadas en métricas (ver lado izquierdo de la Figura 1.1), entre estos métodos se tienen:

- **Par de amortiguamiento.** La técnica de par de amortiguamiento es una de las primeras técnicas desarrolladas para la localización de fuentes de oscilaciones en SEPs [8]. Este método, localiza la fuente de oscilación considerando el amortiguamiento del sistema mediante los coeficientes de par de amortiguamiento u otros parámetros relacionados con cada generador en los sistemas de potencia, donde el generador con amortiguamiento negativo suele considerarse la fuente de oscilación [12, 13].
- **Oscilaciones Sub-Síncronas.** Las oscilaciones sub-síncronas (SSO, por sus siglas del inglés sub-synchronous oscillations) son cada vez más graves en las redes eléctricas modernas debido a la alta penetración de energías renovables y al uso frecuente de la electrónica de potencia, además estas se relacionan con generadores síncronos, especialmente cuando existe interacción entre los modos torsionales del conjunto turbina-generador y la red eléctrica. La identificación de la fuente de SSO es complicada debido a la complejidad de estos sistemas eléctricos. Recientemente, la energía de la SSO se ha utilizado para la localización de fuentes de oscilaciones [14, 15].
- **Onda viajera.** Los métodos de ondas viajeras (ondas electromecánicas) identifican la fuente de oscilación basándose en el tiempo de llegada de su propagación. Cuanto

antes llegue la onda de propagación, mismas que se pueden calcular por la velocidad teórica a la que viajan las ondas electromecánicas en cada línea de transmisión, el tiempo de llegada en un primer PMU se establece como el punto de referencia temporal o tiempo cero, el método calcula la diferencia de tiempo que tardó en llegar la onda en los demás PMU con respecto al primero, con lo que la de menor tiempo se considera la más cercana a la fuente de oscilación, ya que la oscilación tarda en propagarse por la red eléctrica [16, 17].

- **Forma modal.** La forma modal se refiere a la magnitud y fase relativas del componente oscilante del sistema. Se puede calcular utilizando los vectores propios correctos de la matriz de estado del modelo del sistema linealizado. Este método es eficiente cuando el modelo del sistema es preciso, pero a menudo resulta difícil en la práctica [18, 19].
- **Energía.** La técnica basada en la energía, es probablemente una de las técnicas de localización de fuentes de oscilación más utilizadas en la literatura. Esta técnica calcula el flujo de energía disipada por la oscilación y luego rastrea el flujo hasta la componente que produce la energía como fuente de oscilación. Esta técnica ofrece numerosas ventajas como la simplicidad y la alta precisión. Sin embargo, su eficiencia también depende de ciertos supuestos importantes, como redes sin pérdidas y cargas de potencia constantes. Además, requiere un gran número de PMUs y en oscilaciones de banda ancha, la técnica puede fallar a medida que el flujo de energía cambia con la frecuencia [20, 21].

Por otra parte, y de acuerdo con la Figura 1.1, en el segundo grupo se encuentran las denominadas **basadas en métodos** (ver lado derecho de la Figura 1.1), las cuales se dividen de la siguiente manera:

- **Basada en datos.** Los métodos basados en datos son métodos basados en mediciones que utilizan PMUs o mediciones SCADA (por las siglas del inglés supervisory control

and data acquisition) para localizar la fuente de oscilación de potencia, sin necesidad de un conocimiento profundo del modelo del sistema. Su procesamiento de datos se basa principalmente en la matriz de medición. Se han utilizado diferentes criterios para identificar la fuente en los métodos basados en datos [22, 23].

- **Basados en referencia.** Los métodos basados en referencia pueden considerarse una categoría especial de los métodos basados en datos. También utilizan datos, pero comprueban la diferencia entre los valores medidos y los valores predichos durante las operaciones normales y la oscilación forzada. Esta diferencia se utiliza para localizar la fuente de oscilación [24, 25].
- **Basado en transformadas.** El método de transformada se refiere al uso de dominios de transformada, como Fourier [26], Wavelets [27] o descomposición modal [28, 29], en el procesamiento de datos, ya que a veces es más fácil encontrar los modos en el dominio de la transformada que en el dominio temporal.
- **Basados en aprendizaje.** La inteligencia artificial ha experimentado un gran desarrollo en los últimos años y ha tenido un gran impacto en muchos aspectos de nuestras vidas, incluyendo los sistemas eléctricos. Se han aplicado numerosos métodos basados en el aprendizaje al control y la operación de sistemas eléctricos, incluyendo la localización de fuentes de oscilación como lo presentado en [30, 31].

Cabe destacar que estas categorías no son excluyentes, por ejemplo, un método basado en aprendizaje automático podría usar la energía o el par de amortiguamiento como características de entrada, con lo cual la combinación de métodos de identificación de oscilaciones se puede considerar en mas de una categoría [8]. Además, en este estudio se han revisado diversas técnicas para localizar la fuente de oscilación. Se explican las diferentes características de estas técnicas, teniendo como objetivo proporcionar a investigadores e ingenieros una referencia completa sobre la mayoría de los métodos existentes en la literatura para localizar la fuente de oscilación [8].

De los métodos anteriormente mencionados, el presente trabajo se enfoca en la clasificación correspondiente a los **basados en métricas**, específicamente los basados en la **energía**, como se muestra por medio de la línea azul de la Figura 1.1.

1.2.1. Antecedentes del método de flujo de energía disipada

En el concurso de localización de fuentes de oscilación IEEE-NASPI (IEEE-North American Synchrophasor Initiative Oscillation Source Location Contest) organizado en 2021, se diseñaron 13 casos de prueba con mediciones PMU sintéticas y realismo operativo, los cuales están basados en un modelo reducido del sistema WECC (por sus siglas en inglés Western Electricity Coordinating Council) de 240 nodos, con el objetivo de comparar diferentes métodos para la localización de fuentes de oscilación [32]. De los resultados presentados en dicho concurso, uno de los métodos que mostró tener uno de los mejores desempeños es el método de flujo de energía disipada (DEF, por las siglas del inglés dissipating energy flow), lo que explica su adopción práctica en diversas herramientas operativas [33]; entre estas destacan software propio de operadores como OSLp (oscillation source location software) de ISO-NE [33] y el sistema de monitoreo ESAMS (por sus siglas en inglés, Eastern Interconnection Situational Awareness Monitoring System) de la Interconexión Este [34], así como su integración en plataformas comerciales de uso generalizado como la suite DSATools/DSA OA [33] y el sistema de alarmas PhasorPoint [35]. Asimismo, el método DEF cuenta con reconocimiento formal en la literatura reciente: en la segunda edición 2025 de [10], se incluye una sección específica dedicada al DEF como herramienta para el análisis y la localización de fuentes de oscilación, consolidándolo como referencia práctica para la localización de fuentes de oscilación. Este es uno de los motivos por los que se ha optado por trabajar con métodos basados en energía en esta tesis.

Así, los métodos de localización de oscilaciones naturales y forzadas basados en energía han evolucionado significativamente, dando lugar a diversas variantes del enfoque de flujo de energía disipada y a propuestas híbridas que buscan mejorar su desempeño en

escenarios prácticos. Estas metodologías han sido validadas tanto en simulaciones como en eventos reales, lo que ha permitido identificar sus ventajas y limitaciones frente a distintos tipos de oscilaciones y condiciones de operación. En la Tabla 1.1 se presenta una comparación de seis métodos representativos, destacando el tipo de mediciones que requieren, las pruebas a las que han sido sometidos, así como sus principales fortalezas, debilidades y el tipo de oscilación al que están orientados. Esta síntesis permite apreciar la progresión desde el método DEF original hasta desarrollos recientes que incorporan técnicas estadísticas, transformadas tiempo-frecuencia y modelos complejos más cercanos a la realidad operativa de los sistemas eléctricos modernos. A continuación, se describe una breve descripción de en que consisten los métodos resumidos en la Tabla 1.1:

El método DEF propuesto en [6] estima el flujo de energía disipada a partir de las desviaciones de potencia, voltaje y frecuencia. Su fundamento consiste en identificar los elementos que inyectan energía oscilatoria de forma sostenida, los cuales son considerados posibles fuentes de la oscilación. Tradicionalmente, estas desviaciones se obtienen mediante un filtro Butterworth pasabanda centrado en la frecuencia de interés.

El método de dos niveles presentado en [36] combina análisis fasorial y análisis de energía. En el primer nivel, se identifica la zona o nodo asociado con la fuente mediante relaciones de fase entre señales eléctricas; posteriormente, en un segundo nivel, se utilizan mediciones internas del generador para diferenciar si la perturbación proviene del sistema de excitación, del gobernador de turbina u otro componente.

El método EDEF, o DEF extendido, propuesto en [7], conserva la base de energía del DEF, pero incorpora técnicas de estimación modal y agrupamiento estadístico para acelerar la detección de la fuente.

En [37] se analizan diferentes estimadores asociados al cálculo del DEF, entre ellos enfoques basados en la transformada discreta de Fourier, densidad espectral cruzada y mínimos cuadrados. Estos estimadores buscan mejorar la forma en que se extraen las componentes oscilatorias necesarias para el cálculo de energía.

El método CDEF, o DEF complejo, desarrollado en [38], amplía el DEF convencional al considerar una formulación de energía compleja que permite incorporar el efecto de la relación R/X de la red. Esto mejora el desempeño del DEF en casos en los que la hipótesis clásica no se cumple adecuadamente.

Finalmente, el método DEF + MSST (Transformada multisynchrosqueezing) presentado en [39] combina el análisis de energía con la transformada multisynchrosqueezing, una herramienta tiempo-frecuencia que permite separar con mayor precisión las componentes oscilatorias. Este enfoque resulta especialmente útil para el análisis de oscilaciones subsíncronas, ya que permite identificar el contenido de frecuencias de la oscilación y posteriormente aplicar el criterio de energía para localizar la fuente.

Tabla 1.1: Comparativa de métodos de localización de oscilaciones basados en energía.

Ref.	Método	Datos	Pruebas	Fortalezas	Debilidades	Tipo
[6]	DEF	PMU (V , θ_V , I , θ_I , f , calcula P y Q)	Simulaciones: WECC 179 nodos, Eventos reales: ISO-NE y WECC.	No requiere conocimiento detallado del sistema o topología, aplicable en línea.	Supone red sin pérdidas y cargas de potencia constante, requiere un filtrado cuidadoso.	Naturales y Forzadas
[36]	Método de dos niveles (Análisis de fasores y energía)	PMU y Generador (Nodos: $\Delta\omega$, Δf , ΔP_{ij} , Generadores: Δu_f , Δi_f , ΔP_m , $\Delta\omega$)	Simulaciones: Kundur 2 Áreas, WECC 179 nodos (librería IEEE PES TF), Red eléctrica del este de China.	Robusto frente a problemas de calidad de datos, mejora rendimiento a ruidos.	Requieren mediciones específicas internas del generador y obvia oscilaciones y ejecuta un proceso más complejo.	Forzadas

Continúa en la siguiente página

Tabla 1.1 – Continuación de la tabla anterior ...

Ref.	Método	Datos	Pruebas	Fortalezas	Debilidades	Tipo
[7]	EDEF (DEF Extendido)	PMU (ΔV , Δf , ΔP , ΔQ)	Simulaciones: WECC 179 nodos, Eventos reales: ISO-NE.	Alta velocidad de cálculo, robustez con agrupamiento estadístico.	Mayor complejidad computacional y limitaciones a bajas frecuencias.	Forzadas
[37]	Estimadores DEF (Enfoques: DFT, Espectro cruzado, Mínimos cuadrados)	PMU (P , Q , V , Ω)	Simulaciones: WECC 122 nodos, Eventos reales: ISO-NE.	Comparación de 3 estimadores (DFT, CPSD, LS), aporta robustez estadística.	Sensible a errores (frecuencia, parámetros) Implementación compleja.	Forzadas
[38]	CDEF (DEF Complejo)	PMU (ΔP_{ik} , ΔQ_{ik} , $\Delta \theta_i$, ΔV_i)	Simulaciones: Kundur de 2 áreas, WECC 240 nodos, Librería IEEE-NASPI.	Mejora DEF convencional, considera R/X, PDEF incrementa tasa de éxito.	Depende de estimación precisa de relación R/X, no se puede aplicar en casos reales.	Forzadas
[39]	DEF + MSST	PMU (V , θ_V , P , Q)	Simulaciones: Sistema de tres parques eólicos, IEEE 39-nodos.	Excelente resolución tiempo-frecuencia, robusto al ruido.	Requiere alto poder computacional, limitado a estudios EMT, para supersíncronas requiere mayor tasa de muestreo PMU.	Subsíncronas (SSO)

Cabe destacar que en la literatura existen diversas variantes del sistema WECC, diferenciadas por su tamaño y nivel de detalle. Entre ellas se encuentran el modelo reducido

de 179 nodos, utilizado ampliamente para estudios de oscilaciones sostenidas (modelo bajo el cual está diseñada la librería de casos utilizada en esta tesis); el modelo WECC de 240 nodos desarrollado por NREL (National renewable energy laboratory), que incorpora una representación más detallada de la red y recursos renovables; y el sistema miniWECC de 122 nodos, una versión simplificada empleada principalmente para análisis de control y modos inter-área.

1.2.2. Antecedentes acerca de los filtros basados en O-splines

Los O-splines surgen como una extensión de la DTTFT, en la que los coeficientes de Fourier se reemplazan por polinomios de Taylor de orden K [4]. Este enfoque permite obtener aproximaciones progresivamente más precisas de señales oscilatorias, ya que cada término de Taylor añadido enriquece el subespacio de análisis, mejorando la estimación de amplitud, fase y frecuencia en comparación con los métodos tradicionales. Una característica fundamental de los O-splines es que definen filtros pasabajas y sus diferenciadores asociados con bandas de paso perfectamente planas y rechazo ideal en frecuencias no deseadas, lo cual los convierte en herramientas robustas frente al ruido y a las distorsiones presentes en señales eléctricas oscilatorias.

Los O-splines son las respuestas del banco de filtros de la DTTFT y actúan como funciones duales del modelo de señal (extensión de la DFT con polinomios de Taylor), con nudos espaciados precisamente un ciclo de la fundamental; esta propiedad cíclica los hace especialmente idóneos para muestrear estados de señales oscilatorias en sistemas de potencia [40]. Una consecuencia clave de su construcción es que los O-splines pasabajas coinciden con el núcleo de interpolación central de Lagrange y convergen al seno cardinal a medida que aumenta el orden; en paralelo, las derivadas de estos O-splines convergen a diferenciadores ideales. De ahí que sus respuestas en frecuencia tiendan al filtro pasabajas ideal y sus derivadas a diferenciadores pasabanda ideales, habilitando el análisis tiempo-frecuencia con alta fidelidad [40].

En aplicaciones prácticas, los O-splines han demostrado ser especialmente útiles en el análisis de oscilaciones de potencia, permitiendo separar modos electromecánicos y detectar variaciones rápidas de frecuencia con mayor resolución temporal y espectral que las técnicas convencionales [4].

Además de su precisión, ofrecen ventajas computacionales: cuando la energía de la señal se concentra en pocas frecuencias, la DTTFT con O-splines se implementa con un número reducido de filtros FIR (Finite impulse response) por frecuencia observada, lo que disminuye sustancialmente la complejidad de cómputo respecto a enfoques generales [4].

Los O-splines y sus derivadas se presentan en [40], donde las transformadas de Fourier discretas derivadas de los diferenciadores pasabajas se utilizan para analizar señales de potencia oscilatorias. Proporcionan una representación del estado de cada componente oscilatorio y la detección de eventos modulados en frecuencia. Este marco matemático fusiona la medición fasorial con el análisis de los modos de oscilación en sistemas eléctricos de potencia y demuestra que las señales reales de sistemas de potencia presentan fluctuaciones mucho más complejas que las señales de prueba de un sincrofasor estándar.

En el contexto de medición fasorial, se ha introducido además la métrica total phasor error (TPE) para evaluar la calidad de los estimados obtenidos con O-splines; esta métrica generaliza nociones clásicas (Total harmonic distortion THD, Total vector error TVE) y permite comparar algoritmos aun sin conocer el fasor dinámico subyacente, algo habitual en registros reales [4].

La característica multirresolución de los O-splines posibilita tanto el muestreo óptimo de estados (posición, velocidad, aceleración) como la reconstrucción precisa de componentes, aportando mejores estimaciones que las estipuladas por el estándar IEEE de sincrofasores y facilitando la separación tiempo-frecuencia de modos con frecuencia modulada [4, 40].

Más recientemente, se ha mostrado su potencial en tareas críticas, como la estimación de inercia en sistemas eléctricos modernos, aprovechando su capacidad para calcular

de manera precisa tanto la tasa de cambio de frecuencia (Rate of change of frequency, RoCoF) como la amplitud de las desviaciones de potencia activa a partir de mediciones fasoriales sincronizadas. Esta combinación de precisión y bajo costo computacional hace que los O-splines sean una alternativa idónea para aplicaciones en tiempo real en sistemas de gran escala [41].

En particular, se ha validado que el filtro pasabajas de O-splines permite estimar amplitudes de desvíos de potencia activa, mientras que su primer diferenciador, aplicado a la frecuencia, entrega estimaciones directas y robustas de RoCoF, fundamental para métodos model-free de inercia en redes a gran escala [41].

1.2.3. Antecedentes acerca del operador de energía Teager-Kaiser

El TKEO se ha consolidado como una herramienta no lineal versátil para analizar señales AM-FM y resaltar la energía “instantánea” asociada con portadoras y modulaciones [42]. Sus primeras aplicaciones de impacto estuvieron en el procesamiento de voz: demodulación de amplitud y frecuencia mediante los algoritmos de separación de energía, con seguimiento de formantes y estimación de anchos de banda, así como tareas de clasificación de oclusivas y detección de puntos de inicio/fin de enunciados en condiciones reales de ruido [43]. En paralelo, se desarrollaron extensiones multibanda para mitigar la alta sensibilidad al ruido inherente al TKEO, lo que permitió separar energía AM-FM de forma más robusta y sentó las bases para su uso como descriptor en ambientes ruidosos, por ejemplo, reconocimiento de voz en automóvil. Más allá del habla, TKEO se generalizó al dominio bidimensional para realce de imágenes (preservación de bordes, demodulación multidimensional y segmentación por “difusión guiada por energía”), ampliando su alcance a visión por computador [44].

La primera introducción del TKEO como herramienta de detección se aprecia en [45]. Este método demuestra ser un predictor rápido de la inestabilidad cuando se aplica un banco de filtros ortogonales modulados por coseno a las señales de salida. Además, es

eficaz para descomponer la respuesta del sistema de potencia multicomponente entrante, rechazando el ruido y detectando y rastreando la frecuencia y el amortiguamiento de los modos oscilatorios. Esto permite considerar que el método es útil para analizar señales recopiladas por WAMS o simuladas.

En [46], se presenta un método de localización de FO en sistemas de potencia basado en el operador de energía Teager mejorado (ITEO), donde se calculan los valores de energía de Teager y los pesos de energía de la señal de potencia activa de cada generador, mejorando el operador de energía Teager (TEO) tradicional al introducir el parámetro de resolución para obtener inmunidad al ruido y optimizar el dominio de la frecuencia. Aunque el método ofrece buenos resultados en FOSL y demuestra un buen desempeño frente a señales de ruido, depende de un aumento constante en el parámetro de resolución para observar una mayor energía en diferentes escenarios de ruido y también es menos adecuado para ser utilizado en casos de oscilación natural.

En conjunto, estos antecedentes conectan la teoría de procesamiento de señales con la ingeniería de potencia, respaldando la propuesta de esta tesis para localizar oscilaciones de manera más precisa, robusta y eficiente, ya que el TKEO aporta sensibilidad y baja latencia para resaltar la actividad oscilatoria local. Forjando con esto la base para tomar la decisión de su uso y explicar por qué el método funciona, aportando confianza a su traslado a escenarios de operación en SEP.

1.3. Contribuciones

Esta tesis propone una estrategia innovadora que combina dos técnicas para la localización de fuentes de oscilaciones naturales y forzadas en SEPs: (i) el filtrado basado en O-splines y (ii) el operador de energía Teager-Kaiser. Por un lado, los O-splines permiten realizar una extracción altamente selectiva y precisa de componentes oscilatorios a partir de señales provenientes de PMU, minimizando la distorsión y mejorando la resolución temporal. Por otro lado, el TKEO actúa como un operador no lineal capaz de estimar

directamente la energía oscilatoria instantánea, lo que permite detectar dinámicamente la actividad oscilatoria sin depender de modelos de flujo de potencia, reduciendo considerablemente la cantidad de datos a procesar, lo cual se refleja en un menor costo computacional. De manera comparativa, el método DEF y el TKEO abordan la localización de oscilaciones desde perspectivas de energía distintas. El DEF ofrece una interpretación física más completa, ya que rastrea el flujo de energía disipada a través de la red utilizando desviaciones de potencia activa, potencia reactiva, voltaje y frecuencia, sin embargo, requiere mayor cantidad de mediciones y depende del modelo eléctrico, como red predominantemente sin pérdidas y cargas de potencia constante. En contraste, el TKEO presenta una estructura computacional más simple y rápida, ya que puede estimar la energía instantánea de la oscilación a partir de una sola señal, la potencia activa, mediante operaciones discretas de baja complejidad. No obstante, su principal limitación es la alta sensibilidad al ruido y a señales multicomponente, por lo que requiere una etapa previa de filtrado selectivo. En este sentido, mientras DEF destaca por su interpretación física del flujo de energía, TKEO resulta atractivo por su rapidez y bajo requerimiento de datos, especialmente cuando se combina con filtros robustos como los O-splines.

La integración de estos dos enfoques representa una de las principales contribuciones de esta investigación, ya que permite abordar de manera simultánea dos grandes desafíos: la mejora en la calidad del filtro delta de señales [6] y la capacidad de realizar el análisis basado en energía con menor carga computacional.

En esencia, el valor añadido de esta tesis radica en la sinergia lograda entre el carácter selectivo de los filtros O-splines y la sensibilidad del TKEO para resaltar la energía instantánea asociada a la perturbación. A lo largo del presente trabajo se mostrará cómo el uso combinado de ambas herramientas no sólo incrementa la exactitud con la que se aísla el modo oscilatorio de interés, sino que también reduce de manera tangible el tiempo de cómputo frente a los esquemas clásicos. Así, los operadores podrán disponer de diagnósticos casi en tiempo real y con una menor dependencia de supuestos sobre el modelo de la

red, algo especialmente valioso en sistemas modernos con alto grado de variabilidad y complejidad.

En particular, se diseñan y evalúan dos métodos propuestos en esta tesis: *(i)* el método de O-splines combinado con el método DEF y *(ii)* el método de O-splines combinado con el TKEO. Ambos buscan ofrecer alternativas más precisas y eficientes para la localización de fuentes de oscilaciones naturales y forzadas en sistemas eléctricos de potencia.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es desarrollar una metodología robusta y eficiente para la localización de fuentes de oscilaciones naturales y forzadas en sistemas eléctricos de potencia, basada en técnicas avanzadas de procesamiento de señales y análisis de energía, utilizando datos de simulaciones preparadas de tal manera que repliquen y obtengan datos similares a los obtenidos por PMUs y posteriormente usando datos reales.

1.4.2. Objetivos particulares

- Desarrollar e implementar un filtro basado en O-splines, donde el desarrollo consiste en sustituir la etapa de filtrado convencional, por un banco de filtros FIR diseñado mediante funciones O-splines capaz de extraer componentes oscilatorios de manera precisa y con menor distorsión de la señal que los métodos convencionales.
- Integrar este nuevo enfoque de filtrado con el método de localización DEF, sustituyendo la etapa convencional de filtrado pasa banda utilizada en los métodos clásicos, con el propósito de mejorar la extracción de las componentes oscilatorias, para obtener un método mejorado en la identificación de fuentes de oscilación.

- Desarrollar e implementar una estrategia que combine la técnica de filtrado basada en los O-splines con el operador no lineal de TKEO, para mejorar la localización de la oscilación, reduciendo al mismo tiempo el costo computacional.
- Validar las metodologías propuestas mediante estudios comparativos en simulaciones computacionales realizadas en sistemas ampliamente reconocidos, como el sistema de dos áreas del Kundur y el sistema de 179 barras del sistema WECC, demostrando mejoras significativas en la precisión para la localización tanto de oscilaciones naturales como forzadas.

Estos avances buscan proporcionar a los operadores del sistema herramientas prácticas y eficaces para identificar rápidamente fuentes problemáticas de oscilaciones y mitigar así el riesgo de cortes masivos de suministro eléctrico.

1.5. Descripción de capítulos

El documento se organiza de manera clara y estructurada en 5 capítulos que permiten una mejor comprensión y seguimiento de la investigación desarrollada. A continuación, se describe brevemente el contenido de cada capítulo:

- **Capítulo 2.** Aquí se profundizan las características fundamentales de las oscilaciones presentes en las redes eléctricas, diferenciando claramente entre oscilaciones naturales y forzadas. Se identifican y analizan modos locales e inter-área, proporcionando una visión completa sobre las metodologías existentes y los principales desafíos técnicos actuales para localizar eficazmente estas oscilaciones.
- **Capítulo 3.** Este capítulo presenta de manera detallada las bases teóricas y matemáticas esenciales para comprender las técnicas y metodologías empleadas en la tesis. Se exploran en profundidad el método DEF, el diseño y funcionamiento de

los filtros Butterworth, las propiedades y aplicaciones de los O-splines, y el uso del TKEO.

- **Capítulo 4.** En este capítulo se describen de manera minuciosa las metodologías propuestas, explicando paso a paso la integración innovadora de las técnicas de filtrado O-splines y TKEO para la localización de oscilaciones forzadas.
- **Capítulo 5.** En este capítulo se aplican las metodologías propuestas a diversos casos de estudio, tanto simulados como provenientes de sistemas eléctricos reales. Se evalúa de manera crítica el desempeño de la metodología propuesta y se validan los resultados obtenidos, proporcionando una discusión objetiva y práctica sobre la efectividad y potencialidad de las herramientas desarrolladas.
- **Capítulo 6.** Finalmente, en este capítulo se presentan las conclusiones derivadas del trabajo realizado, resaltando los resultados más significativos, las contribuciones principales del estudio y el impacto potencial de estas contribuciones en el campo de la ingeniería eléctrica. Además, se ofrecen recomendaciones claras y específicas sobre líneas futuras de investigación que podrían continuar y enriquecer el presente trabajo.

Capítulo 2

Oscilaciones en sistemas eléctricos de potencia

2.1. Introducción

La estabilidad dinámica de los sistemas eléctricos de potencia ha sido un tema de interés desde que se interconectaron los primeros generadores síncronos. La naturaleza oscilatoria de estos sistemas surge de la interacción entre la inercia de los generadores, la robustez eléctrica de la red y los controles automáticos de velocidad y voltaje [47]. Si, bien estas oscilaciones son inherentes a la operación de sistemas interconectados, su presencia sostenida o mal amortiguada puede comprometer la confiabilidad del suministro e incluso conducir a colapsos sistémicos [48].

En este capítulo se presentan los conceptos fundamentales sobre oscilaciones en redes eléctricas, clasificando sus tipos y modos característicos, así como los principales retos actuales que enfrentan los sistemas eléctricos modernos.

2.2. Oscilaciones sostenidas en sistemas de potencia

Las oscilaciones sostenidas en los sistemas eléctricos de potencia representan un fenómeno crítico porque, a diferencia de las transitorias, no se atenúan con el tiempo y pueden persistir durante largos periodos [47]. Estas oscilaciones se pueden clasificar en oscilaciones naturales y oscilaciones forzadas. Su permanencia compromete la estabilidad, ya que provoca flujos de potencia variables, esfuerzos mecánicos en generadores y riesgo de actuación incorrecta en sistemas de protección eléctrica. Estudios recientes demuestran que las oscilaciones sostenidas, cuando no se identifican a tiempo, pueden amplificarse y generar eventos de resonancia capaces de desencadenar colapsos parciales o apagones extensos [6]. Por ello, su detección temprana y localización precisa son elementos centrales en la operación moderna de sistemas eléctricos de potencia interconectados.

2.2.1. Oscilaciones naturales

Las oscilaciones naturales surgen de la respuesta inherente del sistema tras una perturbación, como cambios de carga o cortocircuitos. Su frecuencia depende directamente de parámetros físicos como la inercia de los generadores, la topología de la red y la robustez de los enlaces eléctricos [10]. Normalmente, estas oscilaciones tienden a amortiguarse de manera natural gracias a los generadores del sistema y a los PSS. Sin embargo, cuando el amortiguamiento es insuficiente, pueden mantenerse con amplitudes peligrosas.

En la Figura 2.1 se muestra el comportamiento de una oscilación natural, de la cual se aprecia la forma de onda de la potencia activa cuando se aplica una perturbación en $t = 0,5$ s, donde se observa que la potencia manifiesta un comportamiento oscilatorio después de que se libera la perturbación. Este tipo de respuesta refleja la interacción interna del sistema ante perturbaciones severas, resaltando la importancia de contar con mecanismos adecuados de amortiguamiento.

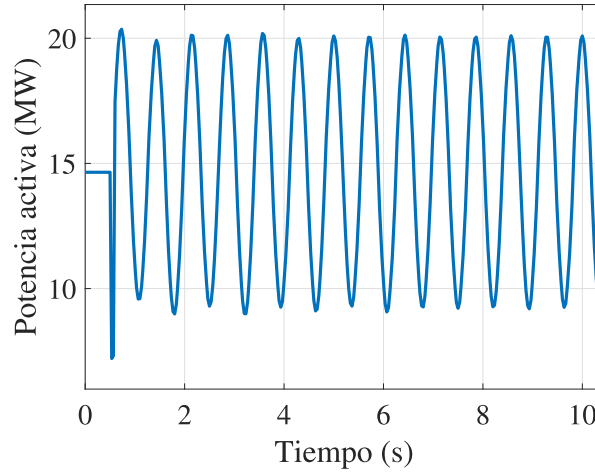


Figura 2.1: Oscilación natural en un sistema eléctrico de potencia.

2.2.2. Oscilaciones forzadas

Las oscilaciones forzadas son provocadas por fuentes externas que inyectan perturbaciones periódicas al sistema, como controladores mal sintonizados, válvulas de turbinas defectuosas, cargas cíclicas o convertidores de potencia [11, 24]. A diferencia de las oscilaciones naturales, su frecuencia está determinada por la fuente externa y no por la dinámica propia del sistema, lo que puede dar lugar a fenómenos de resonancia cuando esta coincide o es cercana a un modo natural [9]. En tales escenarios, la amplitud de la oscilación puede crecer hasta niveles críticos y afectar regiones alejadas del punto de origen, complicando su localización. La importancia de estudiar las oscilaciones forzadas radica en que, a diferencia de las naturales, su mitigación requiere no solo amortiguamiento, sino también la identificación y eliminación de la perturbación externa que las origina.

En la Figura 2.2 se muestra la gráfica de una oscilación forzada en resonancia con un modo natural del sistema. Este comportamiento refleja cómo una perturbación periódica externa puede amplificar la respuesta del sistema, superando su capacidad de amortiguamiento natural y comprometiendo su estabilidad.

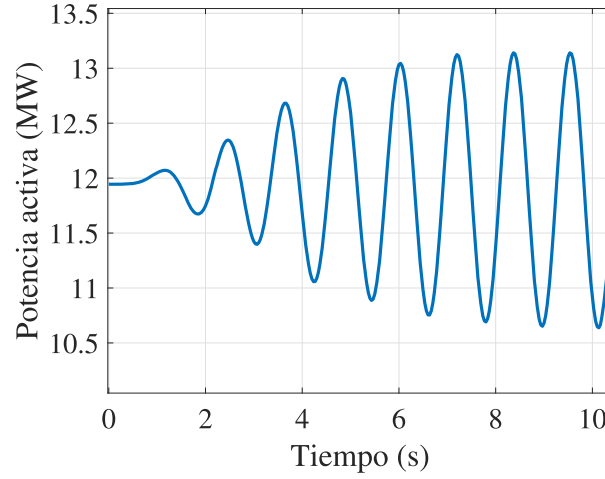


Figura 2.2: Oscilación forzada en un sistema eléctrico de potencia.

Como se puede constatar en la literatura, las oscilaciones naturales se relacionan con los modos electromecánicos mal amortiguados, mientras que las oscilaciones forzadas tienen su origen en fuentes externas que inyectan energía periódica al sistema, tales como controladores defectuosos o turbinas con problemas mecánicos [6]. Mientras que las oscilaciones naturales pueden mitigarse mejorando el amortiguamiento del sistema, las oscilaciones forzadas requieren su localización, además de eliminar la fuente perturbadora [11].

Finalmente, las oscilaciones forzadas representan un reto mayor para los operadores, ya que pueden excitar modos naturales del sistema y propagarse a través de grandes áreas interconectadas, dificultando su diagnóstico [9]. Esto refuerza la importancia de contar con metodologías robustas que permitan discriminar correctamente el tipo de oscilación, dado que de ello depende la estrategia de mitigación a aplicar.

2.2.3. Distinción entre oscilaciones naturales y forzadas

Uno de los principales retos en el análisis dinámico de los sistemas eléctricos de potencia es distinguir si una oscilación corresponde a un modo natural del sistema o a una condición forzada externa. El diferenciarlos no es una tarea trivial, pues en ambos casos las señales pueden presentar frecuencias similares, aunque su origen y tratamiento operativo difieren en gran medida; distinguir las oscilaciones naturales de las forzadas se basa en reconocer sus diferentes características. A continuación, se presentan las diferencias fundamentales entre ellas [49]:

- **Relación de amortiguamiento del sistema:** Aunque las relaciones de amortiguamiento observadas de las formas de onda fasoriales en estado estacionario podrían ser cercanas a cero para ambos tipos de oscilaciones, el amortiguamiento propio del sistema normalmente sigue siendo positivo durante las oscilaciones forzadas, mientras que el amortiguamiento intrínseco es realmente negativo o, al menos, cercano a cero para las oscilaciones naturales de un sistema en su equilibrio estable. El amortiguamiento intrínseco del sistema es la diferencia entre las oscilaciones naturales y forzadas.
- **Armónicos y no sinusoidales:** La oscilación natural es la respuesta natural del sistema. La forma de onda fasorial en estado estacionario de una oscilación natural es básicamente una senoide amortiguada. Incluso si la forma de onda real puede desviarse de una senoide debido a las no linealidades del sistema, la desviación depende principalmente de la amplitud de la oscilación [47] y suele ser pequeña para la oscilación excitada por una pequeña perturbación. Una oscilación forzada se excita mediante una entrada de forzamiento cíclico externo. Su forma de onda en estado estacionario se ve significativamente influenciada por la forma de la entrada forzada. Si la entrada no es sinusoidal, como una onda cuadrada, triangular o de diente de sierra, la forma de onda de oscilación forzada observada tendrá componentes armónicos. Por lo tanto, una forma de onda no sinusoidal evidente o la presencia de

armónicos son indicadores de oscilaciones forzadas.

La pregunta fundamental es, cuando se detecta una oscilación, ¿Cómo saber si proviene de un modo natural o si es inducida por una perturbación forzada? Para responder a esto, entre los métodos propuestos para distinguirlas destacan:

- **Método basado en las características de la forma de onda fasorial en el arranque:** Analiza el comportamiento inicial de la señal tras la perturbación. En oscilaciones naturales, la envolvente de la amplitud tiende a decaer o crecer dependiendo del amortiguamiento, mientras que en las oscilaciones forzadas se observa un crecimiento más inmediato y sostenido debido a la influencia continua de la fuente externa [16].
- **Método basado en los ángulos de fase entre fasores de oscilación:** Evalúa la relación de fase entre el fasor de potencia activa y el de frecuencia. En oscilaciones naturales, el desfase refleja un amortiguamiento negativo, mientras que en las oscilaciones forzadas, la relación de fase corresponde a la respuesta de un sistema excitado externamente, con un comportamiento distinto y más dependiente de la fuente [50].
- **Método basado en los armónicos de la forma de onda en estado estacionario:** Considera que las oscilaciones forzadas suelen presentar armónicos de la frecuencia fundamental de la perturbación, mientras que las oscilaciones naturales se concentran en un solo modo oscilatorio. La detección de estos armónicos permite inferir la presencia de un fenómeno forzado [16].
- **Índice de correlación espectral cruzada (*Cross-Spectrum Index*):** Compara la coherencia espectral entre mediciones en distintos puntos de la red. Un índice cercano a la unidad indica un modo natural, mientras que valores inferiores sugieren la existencia de una oscilación forzada. Este método ha demostrado eficacia tanto en simulaciones como en casos reales, aunque requiere un volumen considerable de datos [51].

- **Métodos estadísticos y basados en periodogramas:** Se centran en el análisis espectral de largo plazo. Utilizando el periodograma y pruebas estadísticas sobre la persistencia de las oscilaciones, permiten distinguir fenómenos naturales mal amortiguados de señales forzadas de carácter periódico. Su ventaja radica en que pueden aplicarse directamente sobre mediciones fasoriales, aunque su resolución depende de la cantidad de datos disponibles [52].

Es importante señalar que, si bien la literatura dedica una atención considerable a diferenciar entre oscilaciones naturales y forzadas, debido a las acciones correctivas que se deben acatar en cada una de ellas, en el presente trabajo dicha distinción no constituye un objetivo de análisis. Esta tesis se centra específicamente en la aplicación y evaluación de metodologías de localización de fuentes de oscilaciones naturales y forzadas, por lo que no se profundiza en los métodos ni en los criterios utilizados para discriminar entre ambos tipos de oscilación.

2.3. Modos de oscilación en sistemas eléctricos de potencia

Los modos de oscilación en sistemas eléctricos de potencia son patrones de frecuencia específicos que surgen de variaciones cíclicas en las variables eléctricas del sistema, como el voltaje, la corriente, la frecuencia o los flujos de potencia [53]. Estas oscilaciones son fenómenos electromecánicos fundamentales inherentes a los sistemas interconectados y se caracterizan típicamente por ser de baja frecuencia. Las oscilaciones electromecánicas surgen de la tendencia de los generadores síncronos a mantenerse en sincronismo mientras intercambian potencia a través de la red. Su manifestación depende tanto de la física de las máquinas (inercia, pares de sincronización y amortiguamiento) como de la estructura del sistema (topología, robustez de los enlaces) y de los controles (AVR, regulador de velocidad, PSS) [10]. El término modo es la denominación técnica que se utiliza para describir un patrón de oscilación específico y su definición técnica es: los modos de oscilación

son los coeficientes (z) en la expansión del vector de estado en términos de los vectores propios derechos (right eigenvectors). Estos modos son las soluciones a las n ecuaciones diferenciales lineales desacopladas que se obtienen de la matriz de estado. Para simplificar su descripción, las oscilaciones se dividen en dos clasificaciones principales: (i) los modos locales (0.7 a 2 Hz) y (ii) los modos inter-área (0.1 a 0.7 Hz) [47]. Estos se clasifican en locales e inter-área según la extensión del sistema involucrado, los modos locales corresponden a la oscilación de un generador con respecto al resto del sistema y los modos inter-área involucran el intercambio oscilatorio entre regiones completas de generación y carga conectadas mediante enlaces de transmisión relativamente débiles. Debido a la mayor inercia participante, los modos inter-área presentan frecuencias más bajas y suelen representar mayores desafíos para la estabilidad del sistema [53].

2.3.1. Modos locales

Los modos locales corresponden a fenómenos en los que un generador individual o un grupo reducido de generadores cercanos oscila con respecto al resto del sistema eléctrico. Este tipo de oscilación se presenta típicamente en un rango de frecuencia entre 0.7 y 2 Hz, en la mayoría de los casos, bien amortiguados por la red [54]. La condición más común para que aparezca un modo local ocurre cuando un generador está conectado a un sistema grande mediante líneas radiales largas o débiles, lo que lo hace particularmente susceptible a oscilar frente al resto del sistema. Aunque suelen amortiguarse con rapidez, estas oscilaciones son relevantes para el análisis de estabilidad, ya que pueden comprometer la operación segura de generadores aislados o de plantas específicas cuando coinciden con perturbaciones significativas en la red.

La Figura 2.3 ilustra el fenómeno de un modo de oscilación local, en el cual un generador individual se conecta a un sistema de potencia mediante líneas de transmisión. En este escenario, el generador tiende a oscilar respecto a otro generador o grupo de generadores dentro del mismo sistema debido a la debilidad relativa de su acoplamiento eléctrico.

Estas oscilaciones, que suelen presentarse en el rango de 0.7 a 2 Hz, reflejan la interacción dinámica entre una máquina aislada y una red de gran inercia, siendo características de situaciones en las que el generador está vinculado a través de enlaces radiales largos o de baja robustez. La Figura 2.3 resume este concepto, mostrando la relación entre el generador y el sistema interconectado, destacando el carácter local del modo de oscilación.

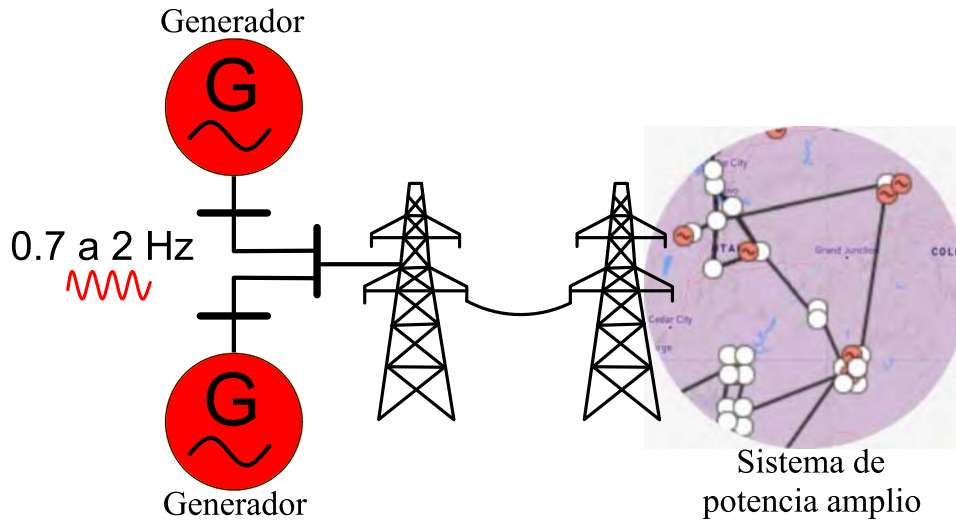


Figura 2.3: Modo de oscilación local.

2.3.2. Modos inter-área

Los modos inter-área corresponden a oscilaciones de baja frecuencia, típicamente en el rango de 0.1 a 0.7 Hz [53], que surgen cuando bloques completos de generación en una región del sistema eléctrico oscilan en oposición a los de otra región conectada a través de enlaces de transmisión relativamente débiles. Este fenómeno refleja un intercambio cíclico de energía entre áreas y se convierte en un aspecto crítico para la estabilidad de sistemas interconectados de gran escala. A diferencia de los modos locales, donde la oscilación se concentra en un generador frente al resto del sistema, los modos inter-área abarcan grupos de generadores y suelen ser más persistentes debido a su bajo amortiguamiento natural,

lo que los hace especialmente relevantes para la operación segura y el diseño de controles suplementarios [53]. En estudios de la interconexión SIC-SING en Chile, por ejemplo, se identificaron modos inter-área cuando generadores de ambos sistemas participaban con una gran separación angular, confirmando la naturaleza internacional de estas oscilaciones [48].

La Figura 2.4 ilustra el fenómeno de las oscilaciones inter-área en un sistema eléctrico de potencia. En este ejemplo, dos sistemas de potencia, denominados A y B, se encuentran interconectados a través de una ruta de transmisión que permite el intercambio de energía entre ambas regiones. Estas oscilaciones, que se presentan típicamente en el rango de 0.1 a 0.7 Hz, reflejan el movimiento en contrafase de bloques completos de generación de un área respecto a los de la otra. Tal comportamiento evidencia la interacción dinámica entre regiones geográficamente separadas y pone de manifiesto la importancia del análisis modal y de los mecanismos de control suplementario para garantizar la estabilidad del sistema interconectado.

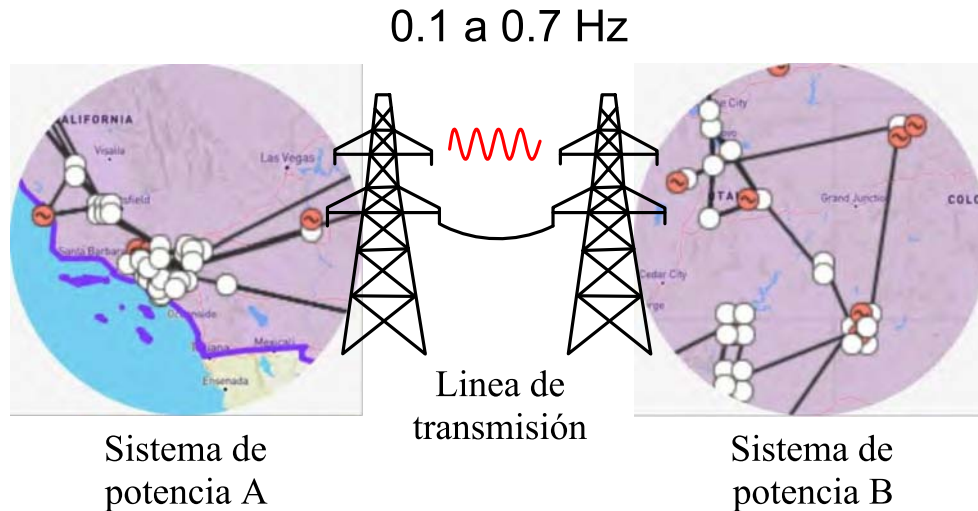


Figura 2.4: Modo de oscilación inter-área.

2.3.3. Importancia del análisis modal en las oscilaciones

El análisis modal, ya sea a partir de modelos linealizados (valores propios, factores de participación) o desde datos (identificación modal, Prony, ERA, DMD) permite cuantificar frecuencias y amortiguamientos, ubicar las máquinas y zonas con mayor participación y priorizar acciones de control. Se enfatiza la necesidad de complementar la simulación no lineal (para verificar la sobre vivencia post-falla y observar la dinámica completa) y análisis modal (para atribuir causas y diseñar mitigaciones como PSS, reajustes de AVR y refuerzos de transmisión) [10]. En la práctica, lo anterior guía decisiones de: (i) sintonía de estabilizadores en generadores con alta participación local; (ii) coordinación de controles cuando el modo inter-área es crítico; y (iii) planificación de refuerzos o esquemas FACTS (Flexible ac transmission system) / HVDC (High-voltage direct current) que fortalezcan el acoplamiento entre áreas. Además, distinguir entre modos naturales mal amortiguados y oscilaciones sostenidos que excitan un modo del sistema es esencial para seleccionar la respuesta adecuada: mejorar el amortiguamiento o remover la fuente forzada [47]. En suma, el análisis modal traduce el comportamiento oscilatorio en criterios accionables para la operación y planeación, conectando teoría, datos y decisiones de ingeniería.

2.4. Limitaciones de los sistemas de protección para detectar oscilaciones

Los sistemas de protección convencionales en redes eléctricas están diseñados principalmente para detectar condiciones de falla abruptas y transitorias, como cortocircuitos, sobrecargas o desequilibrios de voltaje. Sin embargo, presentan importantes limitaciones frente a fenómenos de oscilación, tanto forzada como natural. Este tipo de oscilaciones suelen manifestarse como perturbaciones periódicas de baja frecuencia, cuyo comportamiento puede ser persistente, pero no necesariamente violento ni de magnitud elevada en sus primeras etapas.

Las oscilaciones forzadas son provocadas por perturbaciones externas repetitivas, como fallas en sistemas de control, cargas cíclicas o equipos mal operados; además, pueden coincidir en frecuencia con los modos naturales del sistema, generando efectos resonantes amplificados que afectan zonas muy alejadas del origen [9]. En tales condiciones, los sistemas de protección pueden interpretar erróneamente las señales como ruido o fluctuaciones normales de operación, ignorando su carácter peligroso. En casos documentados, como el evento del 11 de enero de 2019 en la red estadounidense, las herramientas disponibles no lograron identificar la fuente del problema durante la duración del evento, a pesar de que las oscilaciones fueron evidentes en toda la red [9].

Además, las oscilaciones naturales, resultantes de la interacción electromecánica interna del sistema (por ejemplo, variaciones en la carga o entrada mecánica de generadores), pueden ser débiles o estar amortiguadas, dificultando su distinción de perturbaciones menores. Aunque tecnologías como los PSS y los controladores de amortiguamiento de área amplia (WADC) están diseñadas para actuar sobre estas, su eficacia depende del diseño y la ubicación, y no siempre pueden suprimir los efectos resonantes provocados por oscilaciones forzadas cercanas en frecuencia [24].

Finalmente, la falta de sincronización, resolución espectral y cobertura en los sistemas de protección tradicionales impide capturar las características de las oscilaciones. Estas limitaciones han motivado el desarrollo de métodos avanzados basados en datos, como los algoritmos DEF o descomposición modal dinámica (DMD), que aprovechan PMUs para identificar con mayor precisión el origen y tipo de oscilación [55].

2.5. Resumen de capítulo

En síntesis, los modos de oscilación en sistemas de potencia reflejan patrones dinámicos bien definidos que surgen de la interacción entre la inercia de los generadores, la robustez de la red y los controles. A nivel local, una máquina oscila respecto del resto del sistema con frecuencias típicas entre 0.7 y 2 Hz; a nivel inter-área, grupos completos de

generadores en regiones distintas entran en contrafase, usualmente entre 0.1 y 0.7 Hz, con mayor sensibilidad a la topología y a los flujos por corredores débiles. La correcta caracterización modal (frecuencia, amortiguamiento y participación) permite priorizar acciones de mitigación: sintonía de PSS para modos locales y coordinación de controles o refuerzos de transmisión para modos inter-área. Dado que las oscilaciones sostenidas pueden comprometer márgenes de estabilidad y disparar protecciones, integrar simulación no lineal con análisis modal basado en modelos y datos resulta clave para un diagnóstico oportuno y decisiones operativas informadas.

Capítulo 3

Fundamentos matemáticos para la localización de fuentes de oscilación

3.1. Introducción

En este Capítulo se presentan los fundamentos matemáticos esenciales para el desarrollo de las metodologías propuestas para la localización de oscilaciones naturales y forzadas en sistemas eléctricos de potencia. Se abordan conceptos clave que permiten comprender el comportamiento dinámico, así como las herramientas utilizadas para su localización.

El estudio de las oscilaciones en sistemas eléctricos requiere del entendimiento de los fenómenos de intercambio de energía, tanto en condiciones naturales como en aquellas inducidas por disturbios externos. A partir de estos fundamentos, es posible establecer criterios físicos y matemáticos que orienten el diagnóstico de eventos anómalos.

Los métodos desarrollados en esta investigación hacen uso de formulaciones de energía, análisis en el dominio de la frecuencia y herramientas de procesamiento de señales.

Particularmente, se profundiza en el método de flujo de energía disipada, ampliamente utilizado e implementado en la investigación e incluso en entornos operativos reales por su capacidad para identificar el origen de oscilaciones sostenidas a partir de mediciones de corrientes y voltajes en el sistema brindadas por los PMUs. Se revisa el comportamiento del filtro analógico Butterworth pasabanda, por su rol esencial en la extracción de componentes de la frecuencia de interés y se introduce el filtro basado en la DTTFT y su extensión con funciones O-splines, que permiten un filtrado refinado de señales oscilatorias. De igual forma se introduce el TKEO, herramienta no lineal útil para el análisis instantáneo de la energía de señales moduladas.

Cada una de estas herramientas aporta elementos que fortalecen la propuesta metodológica planteada en los capítulos posteriores. La comprensión de sus bases teóricas es indispensable para justificar su implementación y evaluar sus resultados en los casos de estudio seleccionados del comportamiento del sistema. A continuación, se detalla cada uno de estos componentes.

3.2. Flujo de energía disipada

Ahora nos enfocaremos en el método DEF. Este método se fundamenta en la correlación física y matemática entre la disipación de energía y la capacidad de amortiguamiento del sistema eléctrico frente a oscilaciones. Su objetivo principal es identificar el origen de una oscilación sostenida mediante el análisis del flujo de energía entre los distintos nodos del sistema.

La idea central del método DEF es que, durante una oscilación forzada o mal amortiguada, los elementos que contribuyen activamente a la generación o mantenimiento de dicha oscilación inyectan energía al sistema. Por el contrario, los elementos pasivos o que contribuyen a la estabilidad del sistema absorben o disipan esa energía [38]. Esta perspectiva de energía permite establecer un criterio físico claro para distinguir entre fuentes de oscilación y elementos disipadores.

Para calcular este flujo, se utilizan datos obtenidos a partir de las mediciones de PMUs, las señales de voltaje y corriente de los nodos que componen el sistema de transmisión analizado. El método DEF no requiere que todos los nodos del sistema tengan PMUs para ser efectivo [10]. Al priorizar los nodos de salida de los generadores y las líneas de interconexión entre regiones, se logra el mejor balance entre el costo económico de instrumentación y la capacidad del sistema para detectar a qué nodo se encuentra el componente responsable de la oscilación. El método puede aplicarse tanto en el dominio del tiempo como en el dominio de la frecuencia, siendo común realizar un preprocesamiento de las señales para aislar los componentes correspondientes a la frecuencia dominante de la oscilación detectada [56]. Este filtrado es esencial para garantizar que el cálculo de la energía se centre exclusivamente en el modo oscilatorio de interés, minimizando la interferencia de otros componentes dinámicos del sistema.

Una de las principales fortalezas del método DEF es su aplicabilidad en ambientes operativos reales. Ha sido implementado en plataformas como la herramienta OSL (Oscillation source locating) del sistema ISO New England, demostrando su capacidad para ubicar fuentes de oscilaciones en sistemas de gran escala sin requerir un modelo detallado del sistema eléctrico completo [35]. Esta característica lo convierte en una herramienta confiable y robusta para su uso en centros de control, incluso en condiciones de operación no ideales o durante eventos reales.

Adicionalmente, el método ha sido extendido para su aplicación en sistemas con tecnologías más modernas, como líneas con dispositivos FACTS, lo cual amplía su rango de aplicación en redes eléctricas cada vez más complejas y dinámicas [57]. A continuación se detallan los conceptos y la formulación matemática del método DEF, incluyendo su implementación práctica a partir de datos medidos.

3.2.1. Energía en las oscilaciones electromecánicas

Como se menciona en la Sección 1.2, las funciones de energía han sido ampliamente utilizadas en el análisis de la estabilidad de sistemas eléctricos, especialmente en estudios post-falla. En estos casos, se hace uso de funciones de energía que permiten evaluar la capacidad del sistema para regresar a un estado estable después de una perturbación. Se han realizado importantes esfuerzos en la formulación de funciones que conserven la estructura de la red, es decir, que mantengan la topología completa del sistema sin reducirla a un modelo equivalente centrado únicamente en los generadores.

Esta conservación estructural es clave para garantizar que el análisis de energía sea representativo del sistema completo. Una de las formulaciones más utilizadas parte de la ley de corriente de Kirchhoff, la cual establece que la suma de todas las corrientes que ingresan y salen de un nodo debe ser cero. Esta ley puede expresarse mediante la siguiente ecuación integral [11, 58, 59]:

$$\int [\mathbf{Y}_{bus} \mathbf{V}_{bus} - \mathbf{I}_G + \mathbf{I}_L]^T d\mathbf{V}_{bus} = 0 \quad (3.1)$$

donde $\mathbf{Y}_{bus}$ es la matriz de admitancias nodales, $\mathbf{V}_{bus}$ representa el vector de voltajes en las barras del sistema, $\mathbf{I}_G$ es el vector de corrientes inyectadas por los generadores, e $\mathbf{I}_L$ corresponde a las corrientes demandadas por las cargas. La expresión dentro del corchete representa el cumplimiento de la ley de Kirchhoff en todos los nodos del sistema, la cual debe igualarse a cero. Al multiplicar esta expresión por el diferencial de voltaje $d\mathbf{V}_{bus}$ y realizar la expansión de los términos, se obtiene una formulación que permite derivar funciones de energía representativas de las condiciones del sistema.

Este procedimiento ha sido documentado en detalle en [11, 58, 59], y sienta las bases para el desarrollo del método del flujo de energía disipada.

3.2.2. La integral flujo de energía disipada

Como se mencionó anteriormente, las funciones de energía han sido tradicionalmente utilizadas para modelar la inyección de energía durante perturbaciones. Así mismo, las investigaciones han propuesto una extensión de dicha noción para incluir la energía involucrada en oscilaciones sostenidas, característica fundamental en eventos prolongados que comprometen la estabilidad del sistema eléctrico [11]. A partir de esta perspectiva, se introduce una expresión que permite representar el flujo de energía oscilatoria desde el nodo i hacia el nodo j como [11, 59]:

$$\int \text{Im}(I_{ij}^* dV_i) \quad (3.2)$$

donde I_{ij}^* es el conjugado complejo del fasor de corriente que fluye desde el nodo i al nodo j , dV_i representa el incremento del fasor de voltaje en el nodo i , y $\text{Im}(\cdot)$ indica que se toma únicamente la parte imaginaria. Esta expresión captura únicamente el flujo de energía cuando existe una desviación respecto al estado estacionario, es decir, cuando $dV_i \neq 0$. Si el voltaje permanece constante, el flujo desaparece.

Aunque su interpretación física no es inmediata ni completamente intuitiva, esta integral se asume como una medida válida del intercambio de energía entre componentes durante condiciones oscilatorias. De hecho, puede reescribirse como [11, 58, 59]:

$$\int \text{Im}(I_{ij}^* dV_i) = \int \left(P_{ij} d\theta_i + \frac{Q_{ij}}{V_i} dV_i \right) \quad (3.3)$$

donde P_{ij} y Q_{ij} son las potencias activa y reactiva que fluyen desde el nodo i al nodo j , θ_i representa el ángulo del fasor de voltaje y V_i la magnitud del voltaje en dicho nodo. Separando las potencias en su componente de equilibrio y sus respectivas desviaciones, $P_{ij} = P_{ij}^0 + \Delta P_{ij}$ y $Q_{ij} = Q_{ij}^0 + \Delta Q_{ij}$, se obtiene [11, 59]:

$$\int \left(P_{ij} d\theta_i + \frac{Q_{ij}}{V_i} dV_i \right) = \int \left(P_{ij}^0 d\theta_i + \frac{Q_{ij}^0}{V_i} dV_i \right) + \int \left(\Delta P_{ij} d\theta_i + \frac{\Delta Q_{ij}}{V_i} dV_i \right) \quad (3.4)$$

En esta expresión, el primer término del lado derecho representa la energía conservativa, ya que es independiente del camino seguido por la trayectoria oscilatoria. El

segundo término, en cambio, representa el flujo de energía no conservativa, correspondiente a la disipación o inyección de energía dentro del sistema, y es precisamente lo que se denomina flujo de energía disipada.

De esta manera, el método DEF se basa en calcular la siguiente integral [59]:

$$DEF_{ij}(t) = \int \left(\Delta P_{ij} d\theta_i + \frac{\Delta Q_{ij}}{V_i} dV_i \right) = \int \left(2\pi \Delta P_{ij} \Delta f_i dt + \frac{\Delta Q_{ij}}{V_i} dV_i \right) \quad (3.5)$$

donde $\Delta f_i = \dot{\theta}_i / (2\pi)$ es la desviación de la frecuencia local respecto a la frecuencia nominal del sistema. Esta expresión es la base operativa del método DEF, y se interpreta como una medida acumulada de energía, cuya derivada temporal representa el flujo instantáneo de energía en el sistema.

Este cálculo puede realizarse directamente a partir de mediciones de PMU, siempre que se tomen precauciones respecto a las convenciones de signos. Por ejemplo, si se considera la medición en los terminales de un generador, las potencias P y Q se consideran positivas cuando fluye energía desde el generador hacia la red. Por lo tanto:

- Si el flujo $DEF_{ij}(t)$ decrece en el tiempo (pendiente negativa), se interpreta como una disipación de energía oscilatoria, es decir, el componente está absorbiendo energía: amortiguamiento positivo.
- Si el flujo $DEF_{ij}(t)$ aumenta (pendiente positiva), se interpreta como una inyección de energía oscilatoria al sistema: amortiguamiento negativo.

En este trabajo, sin embargo, la energía se analiza a partir de su magnitud absoluta. Esta consideración permite representar todas las contribuciones de energía como cantidades positivas, independientemente de si el flujo original indica inyección o disipación. Con ello, el análisis se enfoca en comparar la intensidad relativa de la participación de cada medición dentro del fenómeno oscilatorio, evitando que los signos opuestos compensen o reduzcan artificialmente la contribución total estimada. Por lo tanto, los valores obtenidos no deben interpretarse directamente como flujos positivos o negativos de energía, sino

como una medida comparativa de la magnitud de energía asociada a cada nodo, línea o generador. Esta decisión metodológica facilita la construcción de porcentajes de contribución de energía y permite identificar las mediciones con mayor participación en la oscilación, aunque la interpretación física de fuente o disipador requiere conservar el signo original del *DEF*.

La fortaleza del método radica precisamente en esta capacidad para identificar, mediante un análisis de energía, cuáles componentes del sistema están contribuyendo a la generación o a la atenuación de las oscilaciones. En las siguientes secciones se desarrollan los procedimientos operativos y las aplicaciones del método DEF en entornos simulados.

3.2.3. Método DEF

El principio central del método DEF radica en medir la energía disipada o inyectada por los distintos componentes de la red tales como: generadores, líneas de transmisión y cargas a lo largo del tiempo. Esta medida se basa en la hipótesis de que la fuente de la oscilación no distribuye energía de manera uniforme, sino que genera un patrón espacial de flujos de energía que puede distinguirse del comportamiento de los elementos pasivos del sistema. Mientras las áreas que absorben energía presentan valores positivos de energía disipada, las zonas en las que se inyecta energía suelen mostrar valores negativos o comportamientos anómalos [11].

Esta distinción permite definir una función de energía cuyo análisis permite identificar con precisión la fuente de la oscilación. Para aplicar el método, es necesario primero identificar la frecuencia dominante de la oscilación mediante transformadas o espectrogramas, y luego emplear filtros para aislar la componente de interés. Una vez filtradas las señales de frecuencia, voltaje, potencia activa y potencia reactiva, se procede a calcular la energía disipada.

La energía disipada W_{ij}^D entre los nodos i y j puede calcularse como [6]:

$$W_{ij}^D = \int 2\pi \Delta P_{ij} \Delta f_i dt + \int \Delta Q_{ij} \frac{d(\Delta V_i)}{V_i^*} \quad (3.6)$$

donde ΔP_{ij} , Δf_i , ΔV_i y ΔQ_{ij} son las señales filtradas de potencia activa, frecuencia, voltaje y potencia reactiva, respectivamente, que se obtienen aplicando un proceso de filtrado pasabanda sobre las señales originales. Este filtrado tiene como objetivo aislar únicamente la componente oscilatoria asociada a la frecuencia de interés, eliminando las componentes estacionarias y el contenido fuera de banda. Matemáticamente, las señales filtradas representan las desviaciones respecto al valor promedio o condición de equilibrio de cada variable, de modo que:

$$\Delta x(t) = x(t) - \bar{x}(t)$$

donde $x(t)$ corresponde a la señal original y $\bar{x}(t)$ representa su componente promedio o estacionaria. En la implementación desarrollada en esta tesis se elabora empleando tanto filtros Butterworth como filtros basados en O-splines para extraer las oscilaciones alrededor de la frecuencia modal seleccionada. De esta manera, las variables Δ alimentan directamente la formulación del método DEF, permitiendo evaluar únicamente el intercambio asociado a la dinámica oscilatoria del sistema. En (3.6), V_i^* se define como la suma del voltaje promedio $\tilde{V}_i$ en la ventana de análisis más la desviación ΔV_i , donde $V_i^* = \tilde{V}_i + \Delta V_i$ y $\tilde{V}_i$ es el voltaje promedio en el período de estudio. Para señales discretas de PMU, una versión en tiempo discreto de la ecuación (3.6) toma la siguiente forma [6]:

$$W_{ij,t+1}^D = W_{ij,t}^D + 2\pi\Delta P_{ij,t}\Delta f_{i,t} \cdot t_s + \Delta Q_{ij,t} \frac{\Delta V_{i,t+1} - \Delta V_{i,t-1}}{2V_{i,t}^*} \quad (3.7)$$

Las cantidades con Δ en las ecuaciones (3.6) y (3.7) son los componentes filtrados correspondientes a un modo; t_s es el intervalo de tiempo entre muestras PMU; el índice t representa el instante de tiempo. Los límites de tiempo de integración en la ecuación (3.6) se determinan a partir del transitorio, cuando las oscilaciones sostenidas presentan una magnitud significativamente mayor que el ruido.

Esta modificación se implementa dentro de un proceso DEF. La implementación cuidadosa de todos los pasos de procesamiento de datos PMU, es crucial para lograr una alta eficiencia y robustez del método DEF.

La interpretación física de esta expresión es directa: cada componente del sistema disipa o inyecta energía en función de las variaciones instantáneas de las magnitudes eléctricas. A partir del valor acumulado de energía disipada observado en los PMU (W_{ij}^D), se ajusta una línea recta sobre el intervalo de tiempo considerado, cuya pendiente indica la tasa de disipación de energía [6]:

$$W_{ij}^D(t) = DE_{ij} \cdot t + b_{ij} \quad (3.8)$$

Aquí, DE_{ij} representa el valor estimado de la disipación de energía en la línea, y b_{ij} es una constante de ajuste. Para facilitar el análisis comparativo entre distintas líneas o componentes, este valor se normaliza respecto a la máxima magnitud observada [6]:

$$DE_{ij}^* = \frac{DE_{ij}}{\max_{ij}(|DE_{ij}|)} \quad (3.9)$$

Esta normalización permite interpretar los resultados de forma relativa. En este contexto, un componente, como un generador, con un valor positivo de DE_{ij}^* sugiere que está absorbiendo energía oscilatoria, actuando como disipador. En contraste, un valor negativo indica que el componente está inyectando energía al sistema, comportándose como una fuente de oscilación.

Esta diferencia es clave para la aplicación práctica del método DEF. Su implementación, sustentada en señales medidas con alta resolución temporal y precisión angular, permite identificar en tiempo casi real la ubicación de disturbios persistentes que afectan la estabilidad del sistema eléctrico.

3.3. Filtro Butterworth

El filtro Butterworth es una herramienta ampliamente utilizada tanto en sistemas analógicos como digitales para la selección de bandas de frecuencia. Originalmente concebido como un filtro analógico por Stephen Butterworth en 1930, su propósito era ofrecer una respuesta en frecuencia lo más plana posible en la banda de paso, sin ondulaciones

ni irregularidades. Este enfoque fue revolucionario en aplicaciones de comunicaciones y control, y con el tiempo, su concepto fue adaptado al ámbito digital, implementándose en software y procesadores de señales digitales [60].

El principio fundamental del filtro Butterworth consiste en permitir el paso de frecuencias dentro de un rango definido, denominado banda de paso, mientras atenúa progresivamente aquellas fuera de este rango, conformando así la banda de rechazo. A diferencia de otros tipos de filtros, como los de Chebyshev o el elíptico, el filtro Butterworth prioriza la suavidad en la transición y la estabilidad de la magnitud dentro de la banda útil, evitando cualquier tipo de rizado [61].

El filtro Butterworth tiene la mejor relación entre atenuación y respuesta de fase. No presenta ondulación (ripple) en la banda de paso ni en la de rechazo y, por ello, a veces se le llama filtro máximamente plano. El filtro Butterworth logra su planitud a expensas de una región de transición relativamente amplia de la banda de paso a la banda de rechazo, con características transitorias promedio. Los polos normalizados del filtro Butterworth caen sobre el círculo unitario (en el plano s). Las posiciones de los polos están dadas por [62]:

$$-\sin\left(\frac{(2K-1)\pi}{2n}\right) + j \cos\left(\frac{(2K-1)\pi}{2n}\right) \quad K = 1, 2, \dots, n \quad (3.10)$$

donde K es el número de par de polos y n es el número de polos.

Los polos están espaciados de manera equidistante sobre el círculo unitario, lo que significa que los ángulos entre los polos son iguales. Dadas las ubicaciones de los polos, se pueden determinar ω_0 y α (o Q). Estos valores pueden utilizarse para determinar los valores de los componentes del filtro. Las tablas de diseño para filtros pasivos usan filtros normalizados en frecuencia e impedancia. Se normalizan a una frecuencia de 1rad/s y una impedancia de 1Ω . Estos filtros pueden desnormalizarse para determinar los valores reales de los componentes. Esto permite comparar, en igualdad de condiciones, las respuestas en el dominio de la frecuencia y/o del tiempo de varios filtros. El filtro Butterworth está normalizado para una respuesta de -3dB en $\omega_0 = 1$.

Los valores de los elementos del filtro Butterworth son más prácticos y menos críticos que los de muchos otros tipos de filtros.

3.3.1. Filtro Butterworth pasabanda

Cambiar el numerador del prototipo pasabajas a $H_0 \omega_0^2$ convierte el filtro en una función pasabanda.

La función de transferencia de un filtro pasabanda es entonces [62]:

$$\mathbf{H}(s) = \frac{H_0 \omega_0^2}{s^2 + \frac{\omega_0}{Q} s + \omega_0^2} \quad (3.11)$$

donde, ω_0 es la frecuencia ($F_0 = 2\pi \omega_0$) en la que la ganancia del filtro alcanza su máximo y H_0 es la ganancia del circuito y se define como [62]:

$$H_0 = \frac{H}{Q} \quad (3.12)$$

Q tiene un significado particular para la respuesta pasabanda, es la selectividad del filtro y se define como [62]:

$$Q = \frac{f_0}{f_H - f_L} \quad (3.13)$$

donde f_L y f_H son las frecuencias donde la respuesta está a -3 dB del máximo. El ancho de banda B_w del filtro está dado por

$$B_w = f_H - f_L \quad (3.14)$$

Se puede demostrar que la frecuencia de resonancia f_0 es la media geométrica de f_L y f_H ; esto significa que en escala logarítmica, f_0 aparece a mitad de camino (en el eje de frecuencia) entre f_L y f_H , así

$$f_0 = \sqrt{f_H f_L} \quad (3.15)$$

Las bandas de rechazo de la respuesta pasabanda son simétricas. Además, existen dos formas de definir los filtros pasabanda: banda angosta y banda ancha como se muestra a continuación.

Banda angosta (narrow-band): definición clásica descrita arriba, el cual es el utilizado en la literatura en combinación con el método DEF.

Banda ancha (wide-band): cuando f_L y f_H están ampliamente separados; en este caso el filtro suele implementarse como la cascada de una sección pasaaltas y otra pasabajas. Banda ancha suele significar al menos 2 octavas (factor $\times 4$ en frecuencia).

En la Figura 3.1, se muestra la gráfica del filtro pasabanda, una frecuencia de corte inferior f_L y una superior f_H . La diferencia entre ambas define el ancho de banda B_w , dentro del cual se espera capturar las señales de interés.

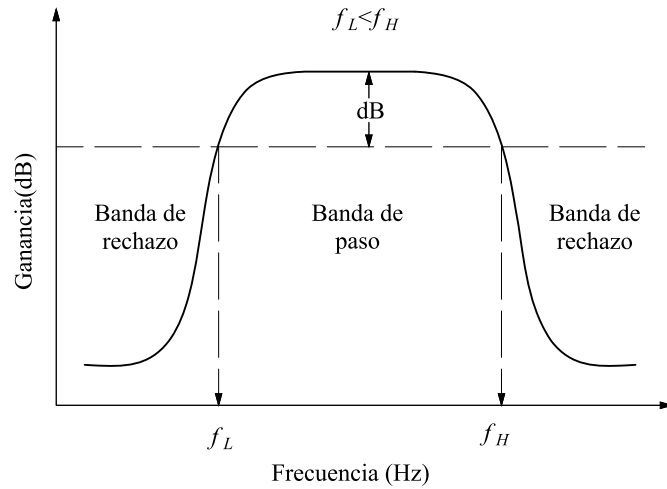


Figura 3.1: Filtro Butterworth pasabanda.

3.3.2. Problemas prácticos en la implementación de filtros Butterworth

Hasta aquí, los filtros Butterworth se trataron como funciones matemáticas, es decir, se asume que los diseños de filtro se implementaron con componentes "perfectos". Sin embargo, cuando el filtro se construye con componentes reales, generalmente se deben considerar ciertas concesiones de diseño.

Al construir un filtro de orden superior a dos, se utilizan múltiples secciones de segundo y/o primer orden. Las frecuencias y valores Q de estas secciones deben alinearse con precisión; de lo contrario, la respuesta general del filtro se verá afectada. Por ejemplo, el diseño de un filtro antialiasing mediante un filtro Butterworth de quinto orden, compuesto por una sección de segundo orden con una frecuencia $f_0 = 1$ y un $Q = 1,618$; una sección de segundo orden con una frecuencia $f_0 = 1$ y un $Q = 0,618$; y una sección de primer orden con una frecuencia $f_0 = 1$ (para un filtro normalizado a 1 rad/s). Si la respuesta Q o de frecuencia de cualquiera de las secciones es ligeramente diferente, la respuesta general se desviará de la respuesta deseada, es decir, puede que sea cercano, pero no exacto [62].

3.4. Transformada discreta de Taylor-Fourier y O-splines

La transformada discreta de Taylor-Fourier es una herramienta avanzada de análisis de señales que extiende el concepto clásico de la transformada discreta de Fourier (DFT), incorporando derivadas a través de una expansión en serie de Taylor. Esta extensión permite describir con mayor precisión señales oscilatorias cuya dinámica no puede ser capturada adecuadamente con un modelo puramente estacionario [40].

Dentro de este marco, surgen los llamados O-splines, los cuales constituyen las respuestas al impulso del banco de filtros asociado a la DTTFT. Entre otras aplicaciones estos también han desarrollado numéricamente para el análisis de señales oscilatorias en sistemas eléctricos de potencia [4]. Desde entonces, han demostrado ser especialmente útiles en aplicaciones de interpolación, muestreo, procesamiento digital de señales, análisis multiresolución, procesamiento de imágenes y diseño de filtros adaptativos [40].

DTTFT se concibió como una extensión del concepto tradicional de fasor (coeficiente de Fourier), al de fasor dinámico para capturar las oscilaciones con mayor precisión. Su modelo ampliado corresponde a señales en el $\text{span}\{t^n e^{j2\pi h F_1 t}\}_h = -\frac{N}{2}, \dots, \frac{N}{2} - 1$; $n = 0, \dots, K$, donde F_1 es la frecuencia fundamental y N es el número de armónicas dentro de la banda de frecuencia de muestreo. Esto corresponde al span del conjunto de polos con

multiplicidad $K + 1$ en N frecuencias armónicas [4].

3.4.1. Transformada discreta de Taylor-Fourier

La DTTFT es una herramienta propuesta originalmente con el objetivo de extender el concepto tradicional del fasor, utilizado para representar señales en estado estacionario, hacia entornos donde la señal presenta un comportamiento dinámico [63]. Este enfoque es especialmente útil en sistemas de potencia donde las oscilaciones pueden tener componentes transitorias o modulaciones lentas en la amplitud y la fase.

La idea principal de la DTTFT es expandir el subespacio de Fourier incorporando términos de Taylor de orden mayor a cero. Una forma intuitiva de comprender la DTTFT es visualizando cómo se amplía el subespacio tradicional de Fourier. Como se muestra en la Figura 3.2, donde el subespacio de la transformada de Taylor-Fourier (TFT) se expande utilizando los vectores de la matriz de la transformada de Fourier (FT) como moduladores de los términos de Taylor incluyendo el K -ésimo polinomio de Taylor, para $K > 0$ [64].

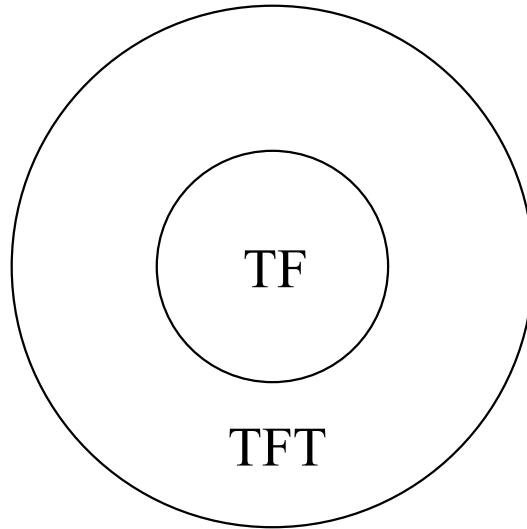


Figura 3.2: Subespacios de Fourier y Taylor-Fourier.

En resumen, la DTTFT no solo mejora la estimación del fasor en presencia de señales dinámicas, sino que también permite la obtención de coeficientes que representan derivadas físicas (como velocidad angular, aceleración, etc.), proporcionando así, un marco más completo y riguroso para el análisis de señales oscilatorias en sistemas eléctricos de potencia. Esta capacidad es esencial para estudios de estabilidad, análisis modal y caracterización precisa de oscilaciones forzadas.

3.4.2. Subespacio de Fourier

El subespacio de Fourier constituye la base teórica sobre la cual se construye la representación clásica de señales periódicas en el dominio discreto del tiempo. En particular, este subespacio está asociado a la DFT, la cual permite descomponer una señal en una combinación lineal de componentes armónicas complejas.

Formalmente, dada una señal discreta de longitud N , su representación en el subespacio de Fourier se expresa como:

$$\hat{s} = \frac{1}{N} \mathbf{W} \hat{\varepsilon} \quad (3.16)$$

donde, $\mathbf{W} \in \mathbb{C}^{N \times N}$ y es la matriz de Fourier con factores de fase de los armónicos ω^h en cada vector $h = 0, \dots, N - 1$:

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & \omega & \omega^2 & \dots & \omega^{N-1} \\ 1 & \omega^2 & \omega^4 & \dots & \omega^{2(N-1)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & \omega^{N-1} & \omega^{2(N-1)} & \dots & \omega^{(N-1)^2} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

donde $\omega = e^{j2\pi/N}$ y el vector $\hat{\varepsilon}$ contiene las estimaciones de los coeficientes de Fourier calculados a partir de la DFT de la señal $\mathbf{s}$ dada. Nótese que las secuencias armónicas en los vectores corresponden a la duración de un ciclo fundamental

3.4.3. Subespacio de Taylor-Fourier

El subespacio de Taylor-Fourier extiende la capacidad del subespacio de Fourier clásico al incorporar derivadas temporales mediante la expansión en serie de Taylor. Este subespacio permite representar una señal no solo como combinación de componentes armónicas, sino también considerando sus derivadas hasta orden K , capturando de forma más precisa su dinámica local.

Formalmente, una señal muestreada $\hat{\mathbf{s}} \in \mathbb{R}^{CN}$ dentro de este subespacio se expresa como:

$$\hat{\mathbf{s}} = \mathbf{\Phi} \hat{\boldsymbol{\xi}} \quad (3.18)$$

donde $\mathbf{\Phi} \in \mathbb{C}^{CN \times CN}$ es la matriz de Taylor-Fourier que contiene las bases de proyección, y $\hat{\boldsymbol{\xi}} \in \mathbb{C}^{CN}$ representa los coeficientes de Taylor-Fourier asociados a cada armónica y sus derivadas.

La matriz $\mathbf{\Phi}$ se compone de bloques que combinan armónicos de Fourier modulados por potencias de tiempo, de acuerdo con:

$$\mathbf{\Phi} \hat{\boldsymbol{\xi}} = \frac{1}{N} \left[\mathbf{I} \begin{bmatrix} \mathbf{W} \\ \vdots \\ \mathbf{W} \end{bmatrix} \quad \mathbf{T} \begin{bmatrix} \mathbf{W} \\ \vdots \\ \mathbf{W} \end{bmatrix} \quad \cdots \quad \frac{1}{K!} \mathbf{T}^K \begin{bmatrix} \mathbf{W} \\ \vdots \\ \mathbf{W} \end{bmatrix} \right] \begin{bmatrix} \hat{\boldsymbol{\xi}} \\ \hat{\boldsymbol{\xi}} \\ \vdots \\ \hat{\boldsymbol{\xi}}^{(K)} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Aquí, $\mathbf{I}$ es la matriz identidad, $\mathbf{W}$ es la matriz de Fourier clásica, y $\mathbf{T}^k$ son matrices diagonales que contienen las potencias de los instantes de tiempo sobre los que se evalúa cada derivada. El número de ciclos $C = K + 1$ garantiza que $\mathbf{\Phi}$ sea cuadrada (dimensión $L \times L$, con $L = CN$), evitando así sistemas indeterminados.

La secuencia de tiempo utilizada para construir las matrices $\mathbf{T}^k$ se define como:

$$\mathbf{t} = \begin{bmatrix} -L_t & -L_t + 1 & \cdots & L_t \end{bmatrix}^T / NF_1 \quad (3.20)$$

donde $L_t = (L - 1)/2$, de forma que el tiempo se extiende simétricamente alrededor del centro de la ventana.

Una ventaja clave de este enfoque es que la matriz Φ puede factorizarse en dos componentes:

$$\Phi = \Upsilon \Omega \quad (3.21)$$

donde Υ contiene las envolventes de Taylor evaluadas por ventana y orden derivado, y Ω corresponde a las modulaciones armónicas de Fourier organizadas en bloques. Esta separación permite analizar independientemente las contribuciones temporales (Taylor) y frecuenciales (Fourier).

Los coeficientes óptimos $\hat{\xi}$ que representan la proyección de $\mathbf{s}$ sobre el subespacio de Taylor-Fourier se obtienen por mínimos cuadrados (LMS) mediante la matriz dual $\tilde{\Phi}$:

$$\hat{\xi} = \tilde{\Phi}^H \mathbf{s} \quad (3.22)$$

donde

$$\tilde{\Phi} = \Phi(\Phi^H \Phi)^{-1} \quad (3.23)$$

Para garantizar la existencia de la pseudoinversa, es necesario que el número de muestras cumpla con la condición [65]:

$$N \geq (2H + 1)(K + 1) \quad (3.24)$$

En [40], se propone una optimización de este cálculo al aprovechar la factorización de Φ , reduciendo operaciones con números complejos al trabajar con componentes reales:

$$\tilde{\Phi} = \Upsilon(\Upsilon^H \Upsilon)^{-1} \cdot \frac{\Omega}{N} = \tilde{\Upsilon} \cdot \frac{\Omega}{N} \quad (3.25)$$

Como Υ es una matriz cuadrada invertible, su dual es simplemente la transposición de su inversa [40]:

$$\tilde{\Upsilon} = \Upsilon^{-T} = \frac{Adj(\Upsilon)^T}{|\Upsilon|} \quad (3.26)$$

lo cual es simplemente la matriz de cofactores $Adj(\Upsilon)^T$ dividida por el determinante $|\Upsilon|$.

Esta formulación proporciona ventajas computacionales significativas: al operar con matrices reales en lugar de complejas, se reduce el número de operaciones y se incrementa la eficiencia en el cálculo de la proyección. Además, permite una interpretación

estructurada de la señal como combinación de envolventes temporales moduladas por frecuencias específicas.

En resumen, el subespacio de Taylor-Fourier permite representar señales oscilatorias con alta precisión temporal y espectral. Su formulación matricial facilita su implementación computacional, y su factorización en componentes temporales y armónicas lo convierte en una herramienta poderosa para análisis dinámico, como se verá en la siguiente sección, donde se construyen los O-splines en forma cerrada.

3.4.4. Concepto de O-splines

Los O-splines se construyen como funciones duales del modelo de señal de la DTTFT, en el cual los coeficientes de Fourier se extienden a polinomios de Taylor. Esta generalización da lugar a una base cíclica, en la que cada función O-spline está definida en un intervalo de un ciclo fundamental y proporciona una estructura biortogonal que actúa como operador de análisis-síntesis. A diferencia de otros tipos de splines, que son comúnmente utilizados como interpoladores, los O-splines permiten obtener las derivadas de la señal, ofreciendo una interpretación física directa de sus coeficientes como posición, velocidad, aceleración, etc.

Matemáticamente, el modelo de señal sobre el que se definen los O-splines se expresa como el span:

$$\text{span} \left\{ t^n e^{j2\pi h F_1 t} \right\}, \quad h = -\frac{N}{2}, \dots, \frac{N}{2} - 1; \quad n = 0, \dots, K$$

donde F_1 es la frecuencia fundamental de la señal, N es el número total de armónicas consideradas dentro de la banda de muestreo, y K es el orden de la derivada en la expansión de Taylor. Este modelo amplía la noción tradicional de fasor al introducir un fasor dinámico, capaz de capturar cambios locales en la amplitud y fase de una señal oscilatoria.

3.4.5. O-splines pasabajas en forma cerrada

En esta sección se presentan las soluciones en forma cerrada para los O-splines pasabajas y sus primeras derivadas, obtenidas a partir de la matriz dual $\tilde{\Phi}$ construida en (3.25), derivada de la inversa de Υ en (3.26). Cada fila de $\tilde{\Phi}_0$ corresponde a una función O-spline evaluada en tiempo cíclico normalizado, con una envolvente común para todas las derivadas.

El procedimiento se puede ilustrar a través de ejemplos para distintos órdenes de K :

- **Para $K = 0$:** se obtiene un pulso rectangular que representa el O-spline de orden cero:

$$\tilde{\varphi}_0^{(0)}(u) = \begin{cases} 1 & -\frac{T_1}{2} \leq u \leq \frac{T_1}{2}, \\ 0 & \text{en otro caso.} \end{cases} \quad (3.27)$$

- **Para $K = 1$:** se obtiene un pulso triangular centrado en cero:

$$\tilde{\varphi}_0^{(1)}(u) = \begin{cases} u + 1 & -1 \leq u < 0, \\ 1 - u & 0 \leq u < 1, \\ 0 & \text{en otro caso.} \end{cases} \quad (3.28)$$

Su derivada es equivalente a una Wavelet de Haar escalada, con la expresión:

$$\dot{\varphi}^1(u) = F_1 \left[\varphi^0 \left(u + \frac{1}{2} \right) - \varphi^0 \left(u - \frac{1}{2} \right) \right] \quad (3.29)$$

- **Para $K = 2$:** el O-spline se construye a partir de tres segmentos cuadráticos:

$$\tilde{\varphi}_0^{(2)}(u) = \begin{cases} \frac{1}{2}(u+2)(u+1) & -\frac{3}{2} \leq u \leq -\frac{1}{2}, \\ -(u+1)(u-1) & -\frac{1}{2} \leq u \leq \frac{1}{2}, \\ \frac{1}{2}(u-1)(u-2) & \frac{1}{2} \leq u \leq \frac{3}{2}, \\ 0 & \text{en otro caso.} \end{cases} \quad (3.30)$$

Su derivada es:

$$\dot{\varphi}^2(u) = F_1 \left[\varphi^1 \left(u + \frac{1}{2} \right) - \varphi^1 \left(u - \frac{1}{2} \right) \right] \quad (3.31)$$

- **Para $K = 3$:** se obtiene un O-spline cúbico, con continuidad hasta segunda derivada:

$$\tilde{\varphi}_0^{(3)}(u) = \begin{cases} \frac{1}{6}(u+3)(u+2)(u+1) & -2 \leq u < -1, \\ -\frac{1}{2}(u+2)(u+1)(u-1) & -1 \leq u < 0, \\ \frac{1}{2}(u+1)(u-1)(u-2) & 0 \leq u < 1, \\ -\frac{1}{6}(u-1)(u-2)(u-3) & 1 \leq u < 2, \\ 0 & \text{en otro caso.} \end{cases} \quad (3.32)$$

Su derivada es:

$$\dot{\varphi}^3(u) = F_1 \left[\varphi^2 \left(u + \frac{1}{2} \right) - \varphi^2 \left(u - \frac{1}{2} \right) \right] \quad (3.33)$$

De forma general, las piezas polinómicas cíclicas del O-spline de orden K pueden expresarse como [40]:

$$p_c(u) = \frac{1}{D_c} \prod_{\substack{n=1 \\ n \neq c}}^{K+1} (u+n-c), \quad c = 1, 2, \dots, K+1 \quad (3.34)$$

donde c es el índice de la pieza, u es el tiempo normalizado en $[0, 1)$ y D_c es el producto de raíces correspondiente al polinomio $p_c(u)$.

La Figura 3.3 muestra las respuestas en frecuencia de los O-splines y sus derivadas para diferentes órdenes K . Se observa que a medida que K aumenta, las respuestas se vuelven más planas, acercándose a la respuesta ideal de un filtro pasabajas. Esta propiedad los hace especialmente útiles para el rechazo de armónicas.

Cabe destacar que en este trabajo se utilizan O-splines de primer orden ($K = 1$), debido a su simplicidad y balance entre resolución temporal y precisión espectral. Sus derivadas permiten identificar dinámicamente la evolución de frecuencias y potencias en sistemas eléctricos, lo cual será aprovechado en el capítulo de estudios de caso.

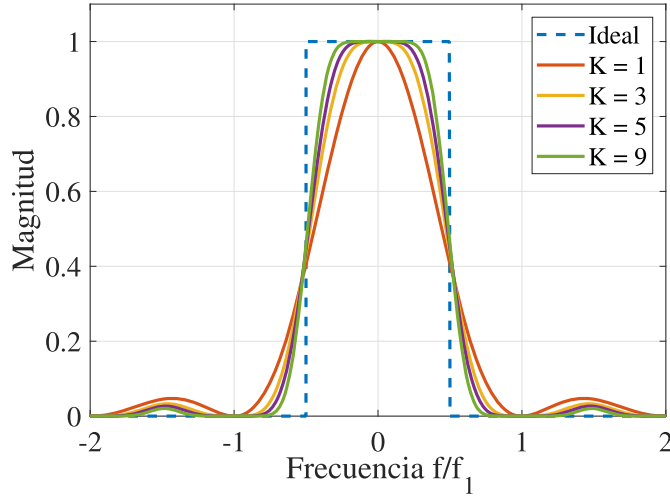


Figura 3.3: Respuesta en frecuencia de filtros O-splines pasabajas para órdenes $K = 1$, $K = 3$, $K = 5$ y $K = 9$.

Por tanto, los filtros pasabanda obtenidos mediante la DTTFT pueden entenderse como versiones moduladas de estos O-splines, aplicados sobre una frecuencia armónica específica. Su implementación proporciona una herramienta eficaz y flexible para el análisis espectral local en entornos eléctricos dinámicos.

3.4.6. Propiedades y ventajas

Una de las principales características de los O-splines es que sus respuestas en frecuencia convergen a las de un filtro ideal pasabajas, mientras que las respuestas de sus derivadas convergen a las de un diferenciador ideal. Esta propiedad los convierte en muestreadores óptimos del estado dinámico de la señal, en contraste con otros métodos que sólo consideran el valor instantáneo de la magnitud [40].

Desde un punto de vista práctico, esto significa que los O-splines permiten estimar no sólo el valor de la señal en un instante dado, sino también sus derivadas, lo que es fundamental para análisis dinámicos como el seguimiento de modos oscilatorios en sistemas eléctricos de potencia [4, 40].

La cardinalidad de los O-splines proviene del operador adjunto de la expansión de Taylor-Fourier, lo cual los convierte en herramientas únicas dentro del campo de procesamiento de señales. Su capacidad para formar parte de una base dual biortogonal les permite establecer un marco híbrido de análisis y síntesis, en el que los coeficientes obtenidos durante el análisis pueden ser utilizados directamente para reconstruir la señal mediante la ecuación de síntesis asociada [40].

3.5. Operador de energía de Teager-Kaiser

El TKEO comienza describiendo a x como el muestreo de una señal, representando el movimiento de una masa giratoria, donde por medio de la aplicación de la segunda ley de Newton al movimiento de una masa m suspendida por un resorte de constante de fuerza k , se obtiene la ecuación diferencial de segundo orden dada por [5]:

$$\frac{d^2x}{dt^2} + \frac{k}{m}x = 0. \quad (3.35)$$

La solución de (3.35) es una oscilación periódica dada por $x(t) = A \cos(\omega t + \phi)$, donde $x(t)$ es la posición del objeto en el tiempo t , A es la amplitud de la oscilación, ω es la frecuencia de la oscilación dada por $\sqrt{\frac{k}{m}}$ y ϕ es la fase inicial [66].

La energía total del objeto está dada en la física Newtoniana como la suma de la energía potencial del resorte y la energía cinética del objeto, es decir [66]:

$$E = \frac{1}{2}kx^2 + \frac{1}{2}m\dot{x}^2. \quad (3.36)$$

Sustituyendo $v = dx/dt$ y $x = A \cos(\omega t + \phi)$, se obtiene [66]:

$$E = \frac{1}{2}m\omega^2 A^2 \quad (3.37)$$

de este modo, se entiende que la energía del objeto es proporcional, tanto de la amplitud como de la frecuencia de oscilación. Nótese que la energía E es implícitamente una función del tiempo [66].

3.5.1. Operador de energía de Teager-Kaiser discreto

Dada una señal digital s_k de n muestras, expresada como:

$$s_k(n) = A \cos(\omega_d n + \phi) \quad (3.38)$$

donde ω_d es la frecuencia digital en radianes/muestra y se define como $\omega_d = \frac{2\pi f}{f_s}$, con f la frecuencia nominal y f_s la frecuencia de muestreo; ϕ es la fase inicial arbitraria en radianes.

La ecuación anterior posee tres parámetros, por lo que es posible plantear tres instancias de la misma y resolverlas para determinar las tres incógnitas. Para ello, se eligen $s_k(n-1)$, $s_k(n)$ y $s_k(n+1)$ como ecuaciones independientes [66]:

$$s_k(n-1) = A \cos(\omega_d(n-1) + \phi) \quad (3.39)$$

$$s_k(n) = A \cos(\omega_d n + \phi) \quad (3.40)$$

$$s_k(n+1) = A \cos(\omega_d(n+1) + \phi) \quad (3.41)$$

Al relacionar (3.41) y (3.39) mediante su producto, se obtiene (3.42):

$$A^2 \left[\cos(\omega_d(n+1) + \phi) \cos(\omega_d(n-1) + \phi) \right] \quad (3.42)$$

Usando la identidad trigonométrica

$$\cos(\alpha) \cos(\beta) = \frac{1}{2} \left[\cos(\alpha - \beta) + \cos(\alpha + \beta) \right] \quad (3.43)$$

y aplicándola en (3.42), se tiene

$$\begin{aligned} s_k(n+1)s_k(n-1) &= \frac{A^2}{2} \left[\cos(\omega_d(n+1) + \phi - \omega_d(n-1) + \phi) + \cos(\omega_d(n+1) + \phi + \omega_d(n-1) + \phi) \right] \\ &= \frac{A^2}{2} \left[\cos(2\omega_d) + \cos(2\omega_d n + 2\phi) \right] \end{aligned} \quad (3.44)$$

Ahora, con la identidad

$$\cos 2\alpha = 2 \cos^2(\alpha) - 1 = 1 - 2 \sin^2(\alpha) \quad (3.45)$$

y sustituyendo en (3.44), se obtiene

$$s_k(n+1)s_k(n-1) = \frac{A^2}{2} \left[(1 - 2\sin^2(\omega_d)) + 2\cos^2((\omega_d n + \phi) - 1) \right] \quad (3.46)$$

De donde, simplificando (3.46),

$$\begin{aligned} s_k(n+1)s_k(n-1) &= \frac{A^2}{2} - A^2 \sin^2(\omega_d) + A^2 \cos^2(\omega_d n + \phi) - \frac{A^2}{2} \\ &= A^2 \cos^2(\omega_d n + \phi) - A^2 \sin^2(\omega_d) \end{aligned} \quad (3.47)$$

Se observa que el primer término del lado derecho en (3.47) equivale a $s_k(n)$ al cuadrado. Reescribiendo (3.47), resulta

$$s_k(n+1)s_k(n-1) = s_k(n)^2 - A^2 \sin^2(\omega_d) \quad (3.48)$$

que equivalentemente se puede escribir como:

$$A^2 \sin^2(\omega_d) = s_k(n)^2 - s_k(n+1)s_k(n-1) \quad (3.49)$$

Al restringir ω_d a valores positivos y menores que $\pi/2$, la solución anterior es única y ofrece mayor precisión, ya que para valores mayores el error aumenta conforme a la variación de la función seno. En la Figura 3.4 se compara la función $\sin(\omega_d)$ con su aproximación lineal ω_d en el intervalo $[0, \pi/4]$. El eje x representa la frecuencia digital ω_d , mientras que el eje y corresponde al valor de ambas funciones. La reducida diferencia entre las curvas en este intervalo justifica la aproximación $\sin(\omega_d) \approx \omega_d$, utilizada en la deducción del operador TKEO. Esta aproximación es fundamental para la deducción del operador de energía de Teager-Kaiser, ya que permite simplificar la expresión de la energía:

$$A^2 \sin^2(\omega_d)$$

a la forma aproximada:

$$A^2 \omega_d^2.$$

Se observa que, para valores pequeños de ω_d , ambas curvas prácticamente coinciden, por lo que el error introducido es reducido. Gracias a esta aproximación, el TKEO puede

estimar la energía instantánea de una señal oscilatoria utilizando únicamente tres muestras consecutivas, sin requerir el conocimiento explícito de su amplitud o frecuencia y se aprecia que la menor desviación de $\sin(x)$ ocurre para $x \leq \pi/4$ [66].

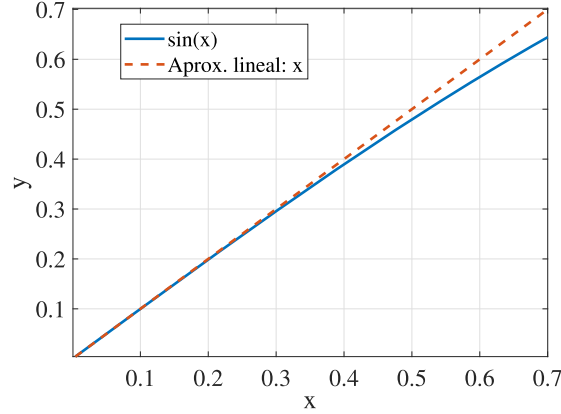


Figura 3.4: Aproximación lineal de la función seno en el intervalo $[0, \pi/4]$.

Así, (3.49) puede aproximarse aún más considerando que $\sin(\omega_d) \approx \omega_d$ para $\omega_d \leq \pi/4$, con un error de aproximación inferior al 11 %. De este modo, se obtiene la forma básica del operador de energía Teager-Kaiser en tiempo discreto:

$$\Psi_2[s_k(n)] = s_k^2(n) - s_k(n+1)s_k(n-1) = A^2 \sin^2(\omega_d) \approx A^2 \omega_d^2 \quad (3.50)$$

donde $\Psi_2[s_k(n)]$ es la energía de salida del algoritmo y s_k la señal analizada [66].

Este operador de energía se ha aplicado de forma multidisciplinaria, mostrando resultados satisfactorios en múltiples ámbitos.

Para el caso particular de esta tesis, la implementación se realiza sobre señales de la desviación de la potencia activa, provenientes de sistemas eléctricos sometidos a condiciones que alteran su estado estable.

3.6. Resumen de capítulo

En este capítulo se han establecido las bases teóricas y matemáticas que sustentan los métodos propuestos para la localización de oscilaciones en sistemas eléctricos de potencia. Se inició con el estudio del método DEF, destacando su fundamento físico en la relación entre la disipación de energía y el amortiguamiento del sistema. La formulación del método se presentó a partir de integrales de energía derivadas de la ley de Kirchhoff, extendidas posteriormente para identificar la energía no conservativa asociada a oscilaciones sostenidas. Además, se discutió su implementación en sistemas reales, su uso con señales medidas por PMUs y su robustez frente a condiciones operativas complejas.

Posteriormente, se abordó el diseño de filtros pasabanda, con énfasis en el filtro Butterworth, detallando su respuesta en frecuencia, transformaciones necesarias y limitaciones prácticas. Esta herramienta es fundamental para aislar la frecuencia de interés antes de aplicar métodos de análisis de energía.

Finalmente, se desarrolló el TKEO, una herramienta no lineal capaz de estimar la energía instantánea de señales moduladas, con alta sensibilidad a eventos dinámicos. Su deducción se basó en un modelo oscilatorio de segundo orden y se justificó su aplicación en la detección precisa del inicio de perturbaciones.

La integración de estas herramientas proporciona un marco riguroso y versátil para el análisis de oscilaciones forzadas y naturales en redes eléctricas. En los capítulos siguientes, estas formulaciones serán empleadas en metodologías prácticas y evaluadas mediante casos de estudio reales y simulados.

Capítulo 4

Metodología propuesta para la localización de fuentes de oscilación

4.1. Introducción

Este capítulo presenta la metodología propuesta para la localización de fuentes de oscilaciones forzadas y naturales en sistemas eléctricos de potencia. La estrategia se estructura en una serie de etapas secuenciales que van desde la adquisición, el procesamiento de señales y un análisis basado en la energía para la localización de la fuente de oscilación, lo que permite identificar el nodo en el que se encuentra conectado el componente del sistema que actúa como fuente de una oscilación.

Además, la metodología propuesta se compara con uno de los enfoques más reconocidos en la literatura por su efectividad: el método DEF, el cual filtra las señales mediante el uso del filtro Butterworth. A partir de este punto de referencia, se desarrollan dos variantes metodológicas como aportaciones originales de este trabajo: (i) el método DEF, utilizando filtros digitales diseñados con O-splines, y (ii) el TKEO, también en

combinación con filtros O-splines. La estructura de la metodología ha sido diseñada para permitir una comparación directa entre los tres enfoques, asegurando su aplicabilidad tanto en simulaciones controladas como en registros reales obtenidos a través de PMUs.

4.2. Esquema general de la metodología

La metodología propuesta se muestra en la Figura 4.1, donde se presenta el esquema general del procedimiento desarrollado, el cual es común para los tres métodos evaluados. Todos ellos comparten una estructura metodológica similar, que incluye las siguientes etapas: adquisición de señales, etiquetado de corrientes y voltajes por nodo, cálculo de variables eléctricas, aplicación de técnicas de filtrado y análisis de energía de las componentes dinámicas, lo cual finalmente muestra el resultado gráfico de la medición del nodo identificado. Las variables clave consideradas en el proceso incluyen las magnitudes de voltaje V y corriente I , así como los ángulos de voltaje θ_V y corriente θ_I , las cuales no necesariamente se encuentran en todos y cada uno de los nodos, de tal manera que se optimice la cantidad de instrumentos sin sacrificar observabilidad en el sistema, a partir de los cuales se derivan la frecuencia f , la potencia activa P y la potencia reactiva Q , junto con sus respectivas desviaciones dinámicas: ΔV , Δf , ΔP y ΔQ . El primer método considerado corresponde al enfoque tradicional basado en el cálculo de energía oscilatoria mediante el método del flujo de energía disipada, donde se utiliza un filtro Butterworth como etapa previa de procesamiento. Este enfoque ha sido ampliamente documentado en la literatura y sirve como punto de referencia para comparar los dos métodos propuestos en este trabajo.

El segundo método combina el análisis DEF con un filtro basado en O-splines. Este tipo de filtro, al estar construido sobre funciones O-spline, mejora la respuesta en frecuencia y reduce la distorsión de fase en comparación con el filtro Butterworth, logrando una extracción más precisa de las componentes oscilatorias [67].

El tercer método propuesto sustituye el análisis de energía DEF por el operador

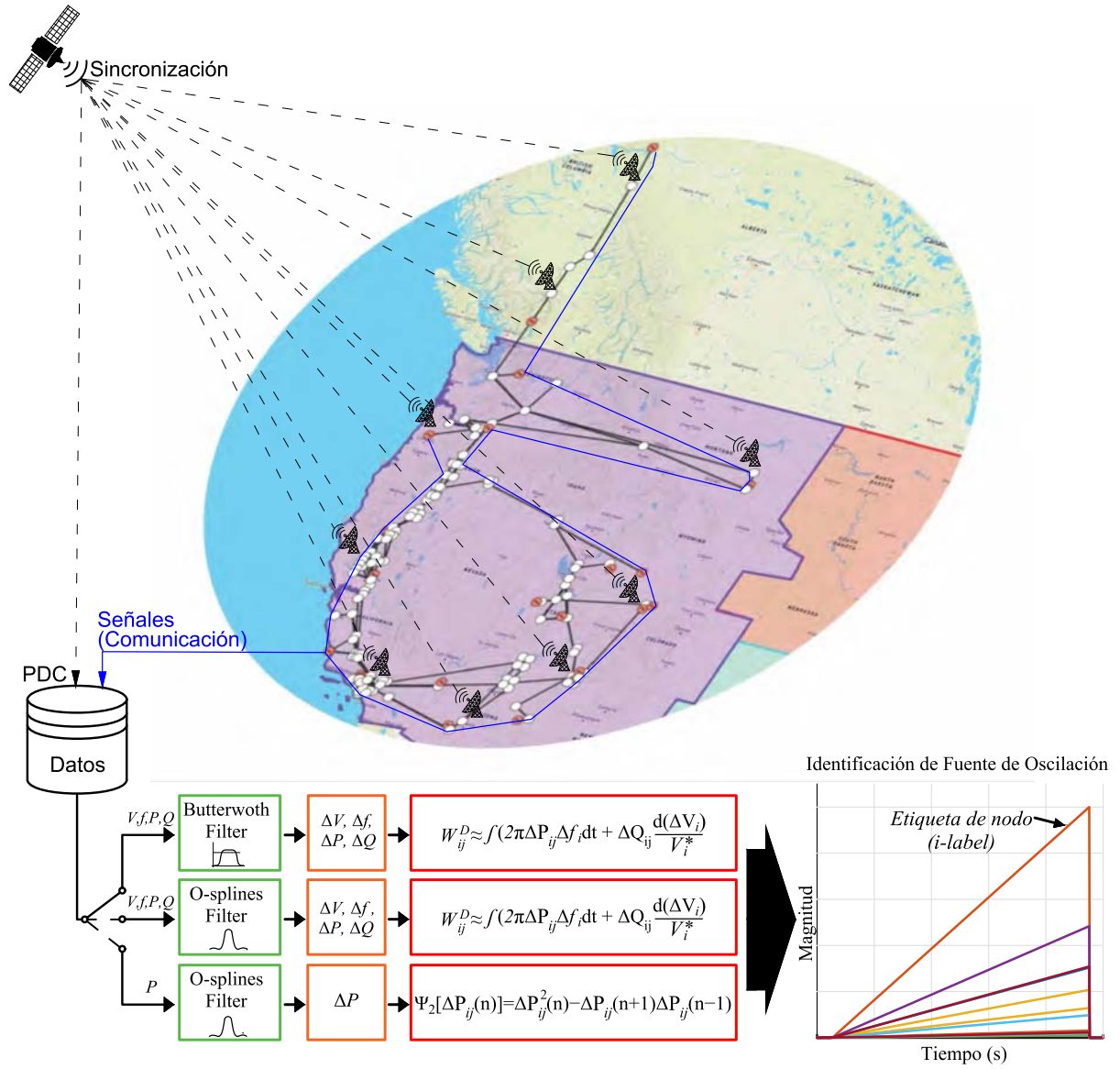


Figura 4.1: Esquema general de la metodología de localización de oscilaciones forzadas y naturales.

de energía de Teager-Kaiser, también en conjunto con el filtro O-splines. Este enfoque no solo ha demostrado mejorar la identificación de la fuente de oscilación en diversos casos,

sino que además presenta ventajas en términos de eficiencia computacional, al requerir menos señales.

En resumen, este capítulo desarrolla paso a paso la metodología de localización para los tres métodos, aplicados a escenarios simulados con perturbaciones inducidas en diferentes puntos y condiciones del sistema, permitiendo evaluar su rendimiento y precisión en la detección de fuentes de oscilación forzada o natural.

4.3. Diagrama de flujo del proceso

La Figura 4.2 ilustra el diagrama de flujo que resume la metodología general implementada para la detección de oscilaciones forzadas y naturales. El proceso inicia con la adquisición de señales de voltaje, corriente y sus respectivos ángulos fasoriales (V , I , θ_V , θ_I), provenientes de unidades de medición fasorial o simulaciones, señales a las cuales se les realiza un proceso de etiquetado y ordenamiento por nodo, permitiendo su trazabilidad dentro de la red eléctrica. Posteriormente, se calculan variables dinámicas como frecuencia (f), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q), a partir de las cuales se obtienen sus respectivas desviaciones (Δf , ΔV , ΔP , ΔQ). Estas desviaciones son procesadas mediante dos tipos de filtrado: un filtro Butterworth y un filtro basado en O-splines, según el método que se desee aplicar. En la primera y segunda rama del diagrama, las señales de las desviaciones obtenidas se analizan con el método DEF, mientras que en la tercera rama, a diferencia de los dos primeros métodos, solo las desviaciones correspondientes a la potencia activa se procesan mediante el filtrado basado en O-splines, las cuales son analizadas mediante el método TKEO.

Finalmente, los resultados de cada método permiten estimar la energía disipada en los nodos analizados, lo cual conduce a identificar la medición de corriente asociada al nodo en el cual está conectado el elemento que actúa como fuente de oscilación, mostrándose en el gráfico como la energía cuya pendiente es mayor. Así, al comparar y validar los resultados obtenidos por cada método, se fortalece el análisis y resaltan las diferencias

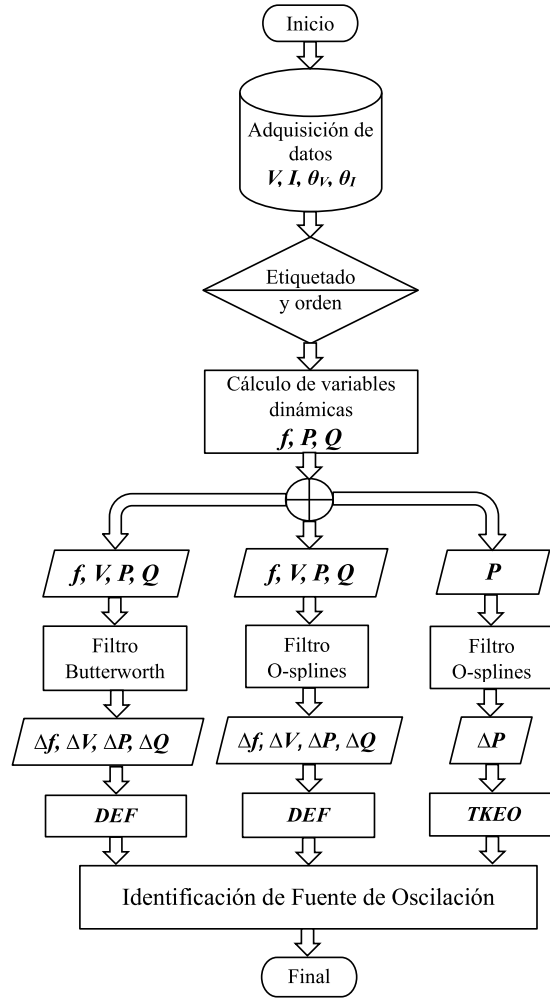


Figura 4.2: Diagrama de flujo de la metodología propuesta.

entre los métodos.

4.3.1. Adquisición de datos de voltaje y corriente

El primer paso en la implementación de la metodología propuesta para la localización de oscilaciones consiste en la adquisición de las señales eléctricas fundamentales del sistema, específicamente aquellas correspondientes a los voltajes y corrientes en distintos

nodos. Esta información constituye la base sobre la cual se construyen todas las etapas posteriores del análisis, por lo que su correcta obtención y organización son cruciales para garantizar la precisión de los resultados.

En entornos reales, estas señales se obtienen a partir de mediciones proporcionadas por unidades de medición fasorial. Los PMUs capturan en tiempo real las magnitudes y los ángulos de fase y la frecuencia del sistema, ofreciendo una visión sincronizada del comportamiento dinámico del sistema. En entornos de simulación para este trabajo, las señales se generaron utilizando el software MATLAB y herramientas de código libre como el Power System Toolbox, que permiten replicar eventos específicos como fallas, desconexiones o perturbaciones inducidas [68].

Para cada nodo monitoreado, se registra tanto la magnitud de voltaje V como su correspondiente ángulo de fase θ_V , además de la magnitud de corriente I y su ángulo de fase θ_I . Estas señales se representan de forma fasorial como $V\angle\theta_V$ e $I\angle\theta_I$, respectivamente. La ventaja de utilizar representaciones fasoriales es que facilitan el análisis de las interacciones entre magnitudes eléctricas de distintos nodos, además de permitir el cálculo eficiente de potencias complejas.

Otra variable de suma importancia es la frecuencia instantánea local f , que puede derivarse a partir de la tasa de cambio del ángulo de voltaje en el tiempo. En aplicaciones prácticas, este valor suele ser proporcionado directamente por los PMUs, pero en simulaciones puede calcularse numéricamente a partir de la derivada temporal de $\theta_V(t)$. Este parámetro resulta esencial para el análisis modal y la detección de oscilaciones, ya que permite identificar la presencia de componentes fuera de la frecuencia nominal del sistema.

Al finalizar esta etapa, se dispone de un conjunto completo de series de tiempo para cada nodo monitoreado, que incluye: magnitud de voltaje $V(t)$, ángulo de voltaje $\theta_V(t)$, magnitud de corriente $I(t)$, ángulo de corriente $\theta_I(t)$ y frecuencia $f(t)$. Esta información será utilizada para calcular las potencias activa y reactiva, en etapas posteriores de la metodología. La calidad, precisión y sincronización de estas señales juegan un papel

fundamental en la eficacia de los métodos de localización de oscilaciones sostenidas que se presentan en este trabajo.

4.3.2. Etiquetado y correlación de señales por nodo

Una vez adquiridas las señales eléctricas provenientes del sistema, es indispensable realizar un correcto etiquetado y organización de estas señales con base en su origen físico dentro de la red. Esta etapa garantiza que cada variable pueda asociarse de forma única e inequívoca al nodo correspondiente, lo cual es esencial para asegurar la trazabilidad de los datos.

En términos prácticos, se asignan etiquetas específicas tanto a las señales de voltaje como de corriente; en el presente trabajo se utilizarán las etiquetas de corriente llamadas *i-label* para identificar el o los nodos relacionados a las fuentes de oscilación localizadas. Estas etiquetas están compuestas por diferentes campos concatenados, siguiendo un formato estandarizado que usa separación de cada campo mediante guiones bajos (-) usados como separadores. La consistencia en el uso de estas etiquetas es fundamental, ya que asegura la correlación correcta de las variables (V , I) asociadas a un mismo nodo. De esta manera, se pueden agrupar, comparar y analizar de manera sistemática las señales asociadas a una ubicación física determinada dentro del sistema eléctrico, estas etiquetas necesitan mantener su contenido en letras minúsculas para poder ser funcionales en el algoritmo.

La estructura de las etiquetas utilizadas en este trabajo está inspirada en el formato adoptado por el sistema de registro de PMUs del operador ISO New England, conocido por su eficiencia en la gestión de datos sincronizados [69]. La Tabla 4.1 presenta de forma general la creación de etiquetas que identifican de forma única las señales de voltaje y corriente dentro del SEP.

Esta estructura se compone de nueve campos concatenados, cada uno de ellos con un propósito específico, es importante aclarar que la etiqueta no representa, ninguna variable eléctrica. Su función principal es actuar como un identificador estructurado que

Tabla 4.1: Estructura general de etiquetas de voltaje y corriente.

#	Campo	Ejemplo	Caracteres
1	Tipo de medición	v (voltaje), i (corriente)	1
2	Nombre de nodo	nodoa, nodob, etc	1-9
3	Número de nodo	1,2,10,20, etc.	1-5
4	Operador responsable	iso, nyi, tbd, etc.	1-3
5	Identificador extendido	nodoa1, nodob2, etc.	1-13
6	Tipo de activo y voltaje	l230, b22, g115, etc.	2-4
7	Destino de nodo (numero)	1,2,10,20, etc	1-5
8	Tipo de señal	ip (corriente), vp (voltaje)	2
9	Canal	30	2

permite relacionar correctamente cada conjunto de mediciones de corriente con las señales de voltaje correspondientes. De esta manera, las magnitudes y ángulos de voltaje y corriente, pueden agruparse de forma coherente de acuerdo con el nodo al que pertenecen. Esta correlación resulta necesaria para realizar posteriormente el cálculo de potencias de manera correcta, y mantiene la siguiente estructura:

$$\underbrace{\text{TM}}_1 - \underbrace{\text{ID1}}_2 - \underbrace{\text{ID2}}_3 - \underbrace{\text{OP}}_4 - \underbrace{\text{ID1+ID2}}_5 - \underbrace{\text{EL+V}}_6 - \underbrace{\text{DES}}_7 - \underbrace{\text{TS}}_8 - \underbrace{\text{CAN}}_9$$

El objetivo de utilizar esta estructura es familiarizarse con la nomenclatura empleada en mediciones PMU utilizadas en SEPs reales. En esta estructura, **TM** indica el **tipo de medición**, donde *i* indica que se trata de una medición de corriente y *v* indica una medición de voltaje. El campo **ID1** representa la **identificación por nomenclatura** del nodo (por ejemplo, en sistemas como el ISO-NE se utilizan nombres como **beseck**, **carver**, etc.), mientras que **ID2** es un **identificador numérico** que corresponde al nodo. El campo **OP** indica el **operador** responsable del punto de medición (por ejemplo, **cx** (Connecticut), **me** (Maine), **ne** (New England), etc., o **tbd** si no está definido aún).

EL campo **ID1 + ID2** es una integración de ambos códigos sin separación. El campo **EL+V** se muestra el **elemento + voltaje**, donde elemento describe si la señal corresponde a una línea (l), transformador (t) o generador (g), junto con su nivel de tensión nominal en kV (por ejemplo, 1345 para línea de 345 kV). El campo **DES** representa el **nodo destino** al que está conectado el elemento de medición y este aplica a las mediciones de corriente e indica la dirección de flujo medido. Posteriormente, **TS** define la naturaleza de la señal, *ip* para corriente de secuencia positiva o *vp* para voltaje de secuencia positiva. Finalmente, el campo **CAN** indica el número del **canal** asignado por el PMU o sistema de adquisición, siendo común el uso del canal 30 para este tipo de señales. Esta codificación permite automatizar el análisis de grandes volúmenes de datos manteniendo trazabilidad y compatibilidad con los modelos de simulación y monitoreo del sistema eléctrico. Cabe destacar que todos los campos se escriben en minúsculas para permitir el mapeo durante el procesamiento de cada señal, lo cual es esencial para asociar voltajes con sus respectivas corrientes.

Esta convención permite generar etiquetas legibles y estandarizadas, facilitando la organización y correlación automática de señales durante el análisis. Además, contribuye a la trazabilidad de la información, especialmente cuando se trabaja con grandes volúmenes de datos provenientes de múltiples nodos y componentes distribuidos en distintas zonas del sistema.

Dado que en una red típica pueden existir cientos de señales provenientes de distintos nodos y componentes, resulta conveniente ordenar las etiquetas alfabéticamente. Esta práctica no solo agiliza el proceso de análisis, sino que también permite detectar rápidamente inconsistencias, omisiones o duplicaciones en los datos. Además, facilita la posterior agrupación de señales por nodo, lo que es fundamental para la aplicación de los métodos de localización de oscilaciones forzadas y naturales desarrollados en este trabajo.

En resumen, el correcto etiquetado y la correlación precisa de las señales son pasos esenciales que permiten mantener la integridad del análisis. Sin este procedimiento,

el cálculo de variables críticas como las potencias activa y reactiva, así como el posterior análisis de energía, no podría realizarse de forma confiable ni automatizada.

4.3.3. Cálculo de potencias activa, reactiva y frecuencia

Una vez organizadas y etiquetadas correctamente las señales de voltaje y corriente por nodo, el siguiente paso en la metodología consiste en el cálculo de las potencias activa y reactiva intercambiadas entre los distintos elementos del sistema eléctrico. Estas magnitudes permiten caracterizar el comportamiento dinámico de cada nodo y constituyen una base fundamental para el análisis de energía posterior.

Una vez que se obtienen los datos de los fasores de voltaje y corriente de los PMUs, es posible calcular la potencia activa P , la potencia reactiva Q y la frecuencia f [70, 54]. Siendo:

$$V(t) = |V(t)| e^{j\theta_v(t)}, \quad I(t) = |I(t)| e^{j\theta_i(t)}, \quad (4.1)$$

En las ecuaciones anteriores, tanto la magnitud como la fase de los fasores $|V(t)|$, $|I(t)|$, $\theta_v(t)$ y $\theta_i(t)$ se modelan como funciones del tiempo (t), en la literatura, la dependencia del tiempo se omite de la notación porque se están analizando componentes específicos (como fasores o espectros) donde el tiempo se trata de manera implícita o transformada. En condiciones sin perturbaciones serían constantes, sin embargo, en un sistema que presenta fluctuaciones, oscilaciones (naturales o forzadas), eventos de conmutación, control y ruido, estas mediciones varían lentamente en el tiempo y capturan la dinámica del sistema en sus mediciones.

La potencia compleja se define como:

$$S(t) = P(t) + j Q(t) = V(t) I^*(t), \quad (4.2)$$

donde P y Q son la parte real e imaginaria, respectivamente y se deducen directamente [70, 54] e $I^*(t)$ representa el conjugado del fasor de corriente.

Si se expresa el fasor de corriente como

$$I(t) = |I(t)|e^{j\theta_I(t)}, \quad I^*(t) = |I(t)|e^{-j\theta_I(t)},$$

y se toma el voltaje como referencia angular para tomar la forma clásica de P y Q :

$$P(t) = |V(t)| |I(t)| \cos(\theta_V(t) - \theta_I(t)), \quad (4.3)$$

$$Q(t) = |V(t)| |I(t)| \sin(\theta_V(t) - \theta_I(t)). \quad (4.4)$$

que al construir I_p e I_q directamente con $|I|$ y θ_I ,

$$I_p = |I| \cos(\theta_I), \quad I_q = |I| \sin(\theta_I),$$

y luego multiplicar por $|V|$, se calculan las potencias:

$$P = |V| I_p, \quad Q = |V| I_q,$$

La frecuencia instantánea refleja la razón de cambio del ángulo de fase del voltaje y se obtiene como:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta_v(t)}{dt}. \quad (4.5)$$

Esta definición es consistente con las especificaciones de los PMUs para frecuencia en la norma IEEE C37.118.1 [71] y suele expresarse en Hertz (Hz).

Así, estas magnitudes fundamentales (P , Q y f), junto con la magnitud de voltaje $|V|$, constituyen la entrada para el análisis de energía y son clave para identificar la dinámica de eventos oscilatorios en el sistema.

4.3.4. Filtrado de señales y obtención de variables dinámicas

Una vez que las señales han sido correctamente adquiridas, etiquetadas, organizadas y calculadas, se procede a la etapa del procesamiento digital, cuyo objetivo principal es extraer las componentes dinámicas de interés asociadas a las oscilaciones del sistema.

Esta etapa es crítica, ya que permite aislar únicamente aquellas variaciones que corresponden a fenómenos oscilatorios, eliminando componentes estacionarias, ruido o variaciones de frecuencia ajenas al análisis.

En sistemas eléctricos reales, las señales de voltaje, frecuencia y potencia tienden a presentar una componente dominante asociada al régimen estacionario del sistema, así como pequeñas fluctuaciones de alta o baja frecuencia que pueden corresponder a ruido, errores de medición o eventos no relevantes. Por esta razón, es necesario aplicar técnicas de filtrado digital que permitan enfatizar únicamente las variaciones relacionadas con las oscilaciones sostenidas.

Para el análisis de oscilaciones se emplean las versiones incrementales (o de pequeña señal) de las variables P , Q , f y $|V|$, obtenidas al remover sus componentes de CD y tendencias lentas, así como al aislar el contenido espectral en torno a la banda de interés. Esto se implementa aplicando a cada señal un filtro pasaaltas o pasabanda, en esta tesis se utiliza un filtro Butterworth de 4-6 orden para así compararlo con la propuesta de un filtro DTTFT basado en O-splines [6, 40]. El tipo de filtro que se utiliza en esta etapa es uno de los elementos que diferencia a los tres métodos evaluados en este trabajo. El filtro O-splines se diseña en el dominio de la frecuencia para extraer de manera selectiva el modo de interés a partir de los datos PMU. Su construcción parte de una base O-splines derivada de la transformada discreta de Taylor–Fourier, la cual permite obtener coeficientes armónicos con una banda de paso máximamente plana y una banda de rechazo plana en cero. En este trabajo se emplea una O-spline de primer orden $K = 1$, definida sobre un soporte temporal de longitud $(K + 1)N_0$, con $N_0 = \text{round}(F_s/F_b)$. La base resultante se modula en la frecuencia objetivo f_s , de modo que el filtro queda sintonizado al modo oscilatorio deseado. Así, el filtro preserva la componente espectral alrededor de f_s y atenúa la componente media y las contribuciones fuera de banda, permitiendo estimar con precisión las amplitudes de las desviaciones en estado estacionario de la señal analizada.

El proceso de filtrado da lugar a un conjunto de señales denominadas *deltas*, las

también denotadas comúnmente como Δ . Estas desviaciones capturan la dinámica oscilatoria del sistema, separando las componentes lentas o estacionarias de las componentes rápidas o fluctuantes, que son típicas en eventos de oscilación forzada o natural, y representan las desviaciones instantáneas respecto a un valor de referencia o equilibrio. Estas variables son: $\Delta V(t)$ para la magnitud de voltaje, $\Delta f(t)$ para la frecuencia, $\Delta P(t)$ para la potencia activa y $\Delta Q(t)$ para la potencia reactiva. Cada una de estas señales contiene la componente oscilatoria que será utilizada en el análisis de energía posterior para la localización de la fuente de oscilación.

En resumen, el proceso de filtrado permite transformar las señales originales $V(t)$, $f(t)$, $P(t)$ y $Q(t)$ en señales centradas en la dinámica oscilatoria del sistema. Estas señales *delta* son las que alimentarán las etapas siguientes de la metodología, ya sea para aplicar el método DEF o el TKEO, con el objetivo de localizar de manera precisa las fuentes de oscilaciones forzadas o naturales.

4.3.5. Cálculo de la energía y localización de la fuente

Una vez obtenidas las amplitudes $\Delta V(t)$, $\Delta f(t)$, $\Delta P(t)$ y $\Delta Q(t)$ mediante el filtrado de las señales originales, se procede a la etapa final del proceso: el análisis de energía para la localización de la fuente de oscilación natural o forzada.

El principio general en el que se basa este análisis es que una oscilación sostenida disipa la energía en el sistema como se explica a detalle en Sección 3.2.2. Esta energía oscila entre nodos a través de líneas de transmisión, pero debe tener un punto de origen claramente identificable por su comportamiento de energía anómalo. Para cuantificar este comportamiento, se aplican dos enfoques distintos de análisis de energía, dependiendo del método de localización empleado.

En este paso los métodos DEF y TKEO detallados en las secciones 3.2 y 3.5, respectivamente, se emplean para cuantificar la energía oscilatoria y para localizar gráficamente la fuente ya que los resultados de energía se representan mediante curvas asociadas

a cada nodo. En estos gráficos, cada línea muestra la evolución temporal de la energía estimada acumulada, donde la pendiente y la magnitud permiten identificar el punto con mayor aporte de energía siendo este la probable fuente de oscilación.

En el método DEF, las señales $\Delta V, \Delta f, \Delta P, \Delta Q$ se utilizan para estimar el flujo de energía disipada que atraviesa cada nodo. Usando (3.7), la energía acumulada asociada a cada nodo crece de manera característica mostrando la desviación del estado estacionario. Cuando esta se gráfica, el nodo fuente se identifica típicamente como aquella con mayor pendiente y mayor magnitud de energía, indicando que allí se inyecta potencia oscilatoria hacia el resto de la red.

El enfoque basado en TKEO aprovecha su capacidad como estimador de energía instantánea aplicado sobre la señal filtrada ΔP . Para cada muestra temporal, el operador discreto calcula una medida instantánea de energía dada por:

$$\Psi[\Delta P(n)] = \Delta P^2(n) - \Delta P(n-1)\Delta P(n+1) \quad (4.6)$$

donde la salida del operador permanece positiva para oscilaciones sostenidas y representa la energía asociada a la fluctuación oscilatoria en ese instante. Sin embargo, para fines de localización no se utilizan directamente los valores instantáneos del TKEO, sino su acumulación temporal mediante una sumatoria discreta [46]

$$E_{\text{acc}}(n) = \sum_{k=1}^n \Psi[\Delta P(k)] \quad (4.7)$$

Esta acumulación produce una función de energía con comportamiento aproximadamente lineal durante una oscilación forzada sostenida, es decir:

$$E_{\text{acc}}(t) \approx mt + b \quad (4.8)$$

donde la pendiente m representa la tasa promedio de inyección de energía oscilatoria al sistema. El criterio final de localización identifica como fuente de oscilación al nodo o generador que presenta la mayor pendiente positiva y magnitud de energía acumulada, indicando una inyección persistente de energía hacia el resto de la red.

4.4. Resumen de capítulo

En este capítulo se desarrolla una metodología completa para la localización de fuentes de oscilaciones forzadas y naturales en sistemas eléctricos de potencia, tanto en entornos simulados como con datos reales provenientes de PMUs. La estrategia general se basa en una cadena de procesamiento que incluye adquisición de señales, etiquetado por nodo, cálculo de variables eléctricas, filtrado digital, análisis de energía y localización gráfica del nodo fuente.

Se presentan tres enfoques para la localización de fuentes de oscilación: el método clásico de DEF con filtrado Butterworth, y dos variantes propuestas en este trabajo, ambas usando filtros diseñados con O-splines, los cuales son: (i) DEF + O-splines y (ii) TKEO + O-splines. Estas versiones buscan mejorar la precisión, selectividad y eficiencia computacional en la detección de oscilaciones sostenidas.

Esta metodología fue diseñada para ser modular, escalable y replicable, lo que permite su aplicación tanto a estudios de casos simulados (como el sistema Kundur,) como a señales reales. Además, permite comparar objetivamente el rendimiento de los tres métodos en diversos escenarios de operación.

Capítulo 5

Casos de estudio y validación de resultados

5.1. Introducción

La validación de las metodologías de localización de fuentes de oscilaciones forzadas y naturales, requiere la preparación cuidadosa de casos de estudio que representen tanto escenarios controlados, como condiciones reales observadas en sistemas eléctricos de potencia. Este Capítulo presenta los escenarios de prueba seleccionados para evaluar el desempeño de los métodos propuestos.

Con el objetivo de garantizar una evaluación integral y representativa, se utilizan tres sistemas de referencia ampliamente utilizados en el análisis de estabilidad, control de oscilaciones y localización de perturbaciones: (i) el sistema Kundur de dos áreas [47], (ii) el sistema WECC [72] y (iii) el sistema ISO New England (ISO-NE) [7]. El sistema Kundur, por su parte, es un modelo académico clásico que permite ensayar oscilaciones locales e inter-área en un entorno reducido y controlado. En contraste, los sistemas WECC e ISO-NE pertenecen a la red interconectada de América del Norte y reflejan características reales de operación, incluyendo su estructura geográfica distribuida, múltiples áreas de control,

mayor complejidad topológica y diversidad en los tipos de generación.

En el sistema Kundur se generaron 4 diferentes casos como punto de partida en esta investigación excitando los diferentes generadores en el sistema, posteriormente se utiliza la librería del sistema WECC, la cual contiene un conjunto de casos de prueba compuesto por un total de 27 escenarios, los cuales incluyen tanto oscilaciones naturales como forzadas, estos casos capturan mediciones detalladas de voltajes y corrientes a partir de simulaciones. Para finalizar, se utiliza el caso del sistema ISO-NE, este se trata de registros reales de PMUs. La diversidad de estos casos permite evaluar la robustez de los métodos de localización presentados, frente a diferentes modos de oscilación locales e inter-área, así como su comportamiento ante configuraciones operativas complejas.

La preparación de todos los casos de estudio se realiza utilizando entornos de simulación profesionales como MATLAB, PSS/E y TSAT, lo que permite garantizar la reproducibilidad de los resultados y la exportación de datos para su análisis con algoritmos externos.

En conjunto, esta preparación constituye la base experimental necesaria para analizar, comparar y validar las metodologías propuestas en esta tesis, asegurando que los resultados obtenidos no sólo sean técnicamente sólidos, sino también relevantes y aplicables en sistemas eléctricos reales bajo distintas condiciones operativas.

5.2. Aplicación de las metodologías propuestas

Para validar la eficacia de los métodos propuestos en la localización de oscilaciones sostenidas, se aplica un estudio práctico en el sistema Kundur de dos áreas. Esta sección describe el desarrollo completo de dicho caso, desde su configuración hasta el análisis de resultados.

5.2.1. Sistema Kundur de dos áreas

El sistema Kundur, ampliamente empleado en estudios de estabilidad y análisis modal, se caracteriza por una configuración simétrica compuesta, como se muestra en la Figura 5.1, de dos áreas eléctricas conectadas mediante una doble línea de transmisión. Cada área posee dos generadores y cargas distribuidas uniformemente. En conjunto, el sistema está formado por 13 nodos, incluyendo un nodo central, el nodo 101 en el centro de las líneas de transmisión interconectadas.

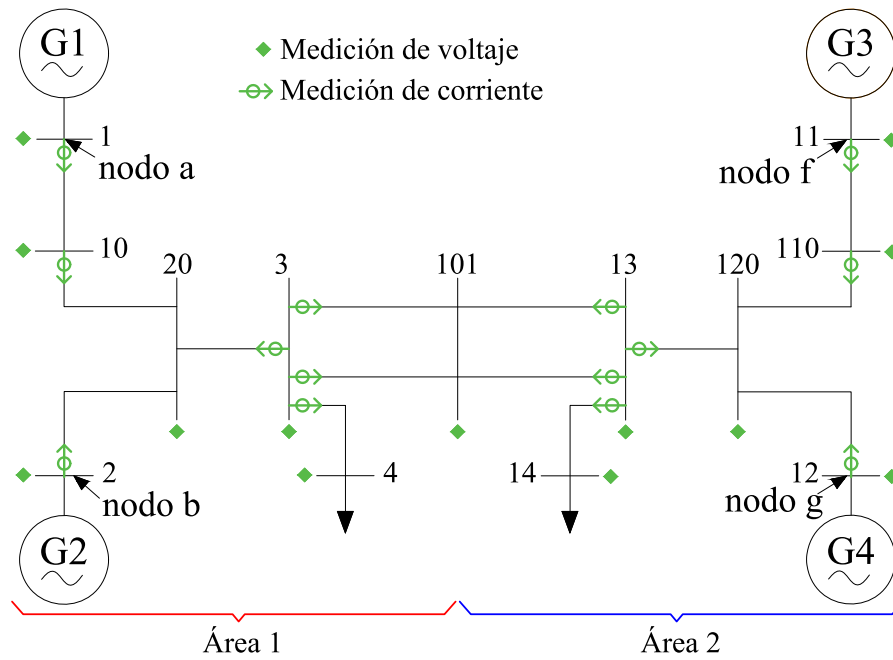


Figura 5.1: Diagrama unifilar del sistema Kundur de dos áreas y cuatro generadores.

Este diseño permite el estudio de dos modos oscilatorios locales (característicos de cada área) así como de un modo inter-área, asociado a la dinámica de intercambio de energía entre las dos áreas del sistema. El sistema utiliza 13 mediciones de voltaje y 14 mediciones de corriente, estas orientadas según el sentido indicado en el símbolo correspondiente mostrado en la Figura 5.1, estas señales están siendo monitorizadas en los

nodos del sistema. Los parámetros específicos empleados en estas simulaciones se detallan en el Apéndice A. Mediante un análisis modal con PST (Power system toolbox) en Matlab, se identifican dos modos locales a 1.173 Hz y 1.153 Hz para el área 1 y 2, respectivamente; más un modo inter-área a 0.613 Hz, como se muestra en la Figura 5.2. De lo anterior, se

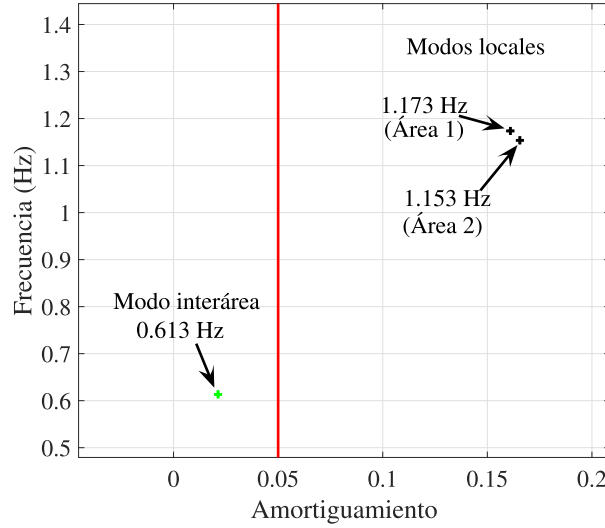


Figura 5.2: Modos identificados mediante análisis modal.

van a generar cuatro casos de estudio:

- **Caso 1.** Oscilación forzada, inyectada al sistema de excitación del generador G2 a una frecuencia de $f = 1.173$ Hz y una amplitud de $a = 0.05$ pu.
- **Caso 2.** Oscilación forzada, inyectada al sistema de excitación del generador G1 a una frecuencia de $f = 1.173$ Hz y una amplitud de $a = 0.05$ pu.
- **Caso 3.** Oscilación forzada, inyectada al sistema de excitación del generador G4 a una frecuencia de $f = 1.153$ Hz y una amplitud de $a = 0.05$ pu.
- **Caso 4.** Oscilación forzada, inyectada al sistema de excitación del generador G3 a una frecuencia de $f = 1.153$ Hz y una amplitud de $a = 0.05$ pu.

5.2.2. Caso 1: modo local en G2 del área 1

Para la generación de este caso de estudio, se aplica una falla trifásica en el nodo 101 con una duración de 3 ciclos, una vez que se libera la falla, se inyecta una oscilación en el generador G2 del Área 1. La Figura 5.3 muestra la ubicación de los eventos y los puntos de medición disponibles.

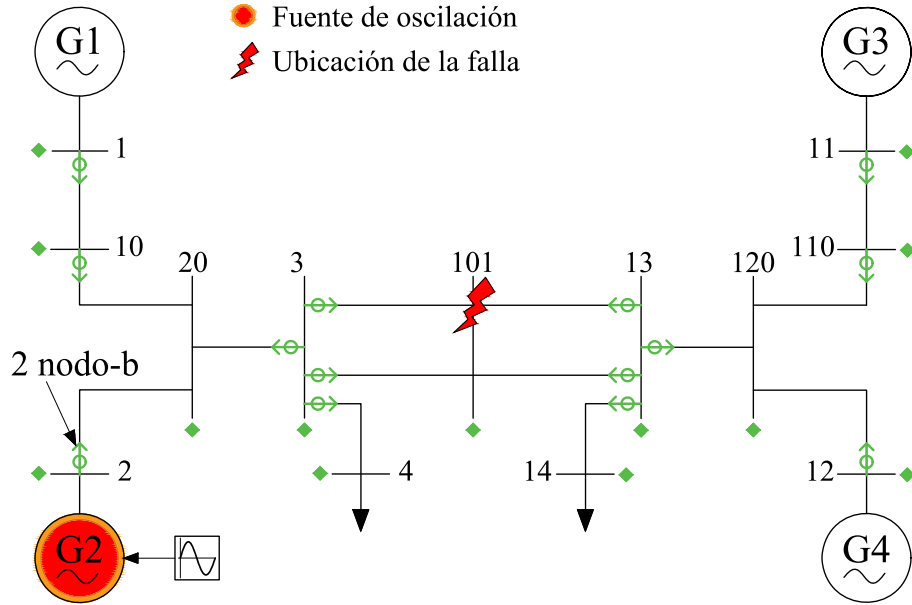


Figura 5.3: Sistema Kundur con oscilación inducida en el generador G2 del área 1.

5.2.3. Esquema de oscilación inducida

La oscilación inducida se genera con una señal senoidal a una frecuencia de 1.173 Hz y una magnitud de 0.05 pu en el sistema de excitación del generador G2. La Figura 5.4 ilustra el esquema de inyección de la oscilación mediante el PST modificando el archivo `mexc_sig`, como se muestra en el apéndice A, mientras que la Figura 5.5 compara el comportamiento del sistema con y sin oscilación (ambas sin la aplicación de la falla).

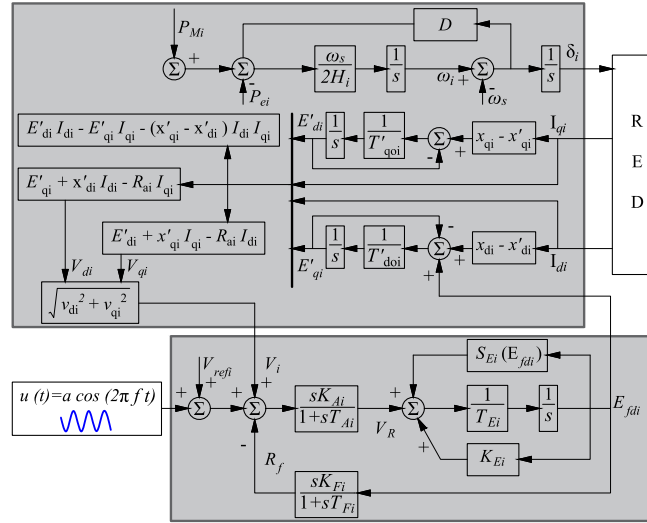


Figura 5.4: Esquema del generador con oscilación inducida en su sistema de excitación.

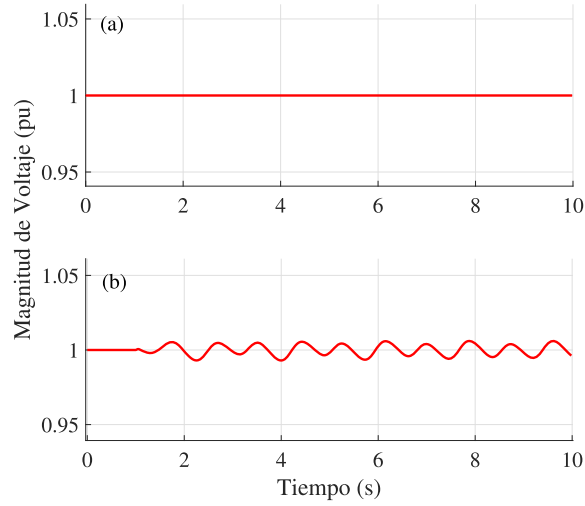


Figura 5.5: Comportamiento del sistema Kundur: (a) sin oscilación inducida, (b) con oscilación inducida en $t = 1$ s en G2.

La señal inyectada en el sistema se representa por (5.1), tal y como se muestra en

la Fig. 5.4, y es la que se va a utilizar en esta tesis para inducir las oscilaciones forzadas en el sistema eléctrico de potencia. Su expresión está dada por:

$$u(t) = a \cos(2\pi ft) \quad (5.1)$$

donde a es la amplitud de la señal, f representa la frecuencia de oscilación en Hz y t es el tiempo en segundos. La elección adecuada de la frecuencia f , la cual debe coincidir con la frecuencia de algún modo natural (local o inter-área) del sistema, permite provocar una respuesta dominante en un modo particular, ya sea local o inter-área, la gráfica de la señal aplicada para este caso de estudio se muestra en la Figura 5.6, donde se aprecia su amplitud y frecuencia. La Figura 5.7 muestra la respuesta de la señal con la falla trifásica simulada, la cual se aprecia al segundo de iniciada la simulación y el posterior comportamiento de la oscilación en el voltaje.

5.2.4. Adquisición, etiquetado y organización de señales

Las magnitudes de voltaje y corriente, junto con sus respectivos ángulos de fase, se adquieren a una frecuencia de muestreo de 60 Hz durante un intervalo de 10 segundos, en las simulaciones realizadas del sistema Kundur se seleccionó una ventana de análisis

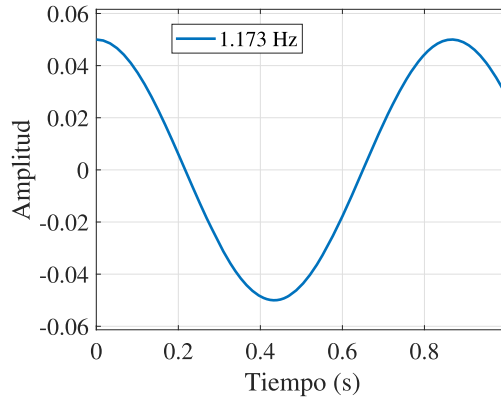


Figura 5.6: Señal de perturbación sinusoidal aplicada al excitador de G2.

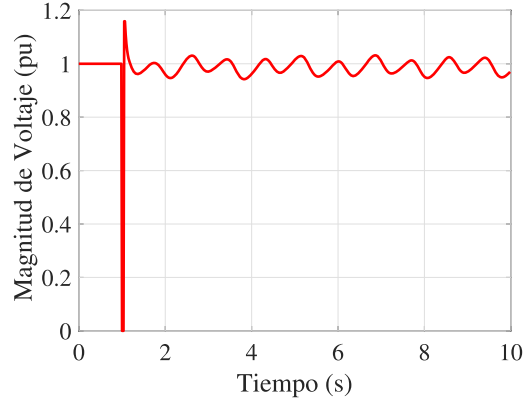


Figura 5.7: Respuesta del voltaje con falla y oscilación forzada aplicada en G2.

de 10s debido a que este intervalo permite capturar adecuadamente la dinámica completa de las oscilaciones electromecánicas de interés, incluyendo su etapa transitoria inicial y su evolución sostenida, de esta ventana se obtienen un total de 600 muestras temporales por cada una de las variables V , I , θ_V y θ_I . Las señales obtenidas de esta simulación se almacenan en archivos individuales en formato *.mat* para posteriormente, generar las etiquetas correspondientes a cada nodo conforme a la metodología descrita en la Sección 4.3.2. Las etiquetas desarrolladas para este caso se muestran en las Tablas 5.1 y 5.2, para los voltajes y corrientes, respectivamente.

5.2.5. Cálculo de las potencias activa, reactiva y frecuencia

A partir de las señales adquiridas de voltaje y corriente, así como de sus respectivos ángulos de fase, se procede al cálculo de las variables dinámicas como se indica en la Sección 4.3.3, estas variables son necesarias para el análisis de energía. En particular, se obtienen las potencias activa P y reactiva Q , así como la frecuencia f en cada nodo, estimada a partir de la derivada del ángulo de fase del voltaje con respecto al tiempo, siguiendo la expresión indicada en la Sección 4.3.3. La Figura 5.8 ilustra las señales que servirán de entrada en la etapa de filtrado, magnitud de voltaje y frecuencia medida en los nodos, así

Tabla 5.1: Etiquetas para las señales de voltaje.

No.	Nombre de la señal
1	v_nodoa_1_tbd_nodoa1_b22_abus_vp_30
2	v_nodob_2_tbd_nodob2_b22_abus_vp_30
3	v_nodoc_3_tbd_nodoc3_b230_abus_vp_30
4	v_nodod_4_tbd_nodod4_b115_abus_vp_30
5	v_nodoe_10_tbd_nodoe10_b230_abus_vp_30
6	v_nodof_11_tbd_nodof11_b22_abus_vp_30
7	v_nodog_12_tbd_nodog12_b22_abus_vp_30
8	v_nodoh_13_tbd_nodoh13_b230_abus_vp_30
9	v_nodoi_14_tbd_nodoi14_b115_abus_vp_30
10	v_nodoj_20_tbd_nodoj20_b230_abus_vp_30
11	v_nodok_101_tbd_nodok101_b500_abus_vp_30
12	v_nodol_110_tbd_nodol110_b230_abus_vp_30
13	v_nodom_120_tbd_nodom120_b230_abus_vp_30

como potencia activa y potencia reactiva calculada en las líneas del sistema.

5.2.6. Filtrado y obtención de variables dinámicas

Se utilizan los filtros Butterworth y O-splines; ambos filtros se comparan en la Figura 5.9, los cuales fueron aplicados sobre los valores de V , f , P y Q , obteniendo sus respectivas deltas: ΔV , Δf , ΔP y ΔQ .

Para los cuatro casos de prueba, los filtros se diseñaron conforme a las especificaciones resumidas en la Tabla 5.3, donde se establecen los parámetros de cada filtro. Así, se indican los criterios de diseño para el filtro Butterworth (frecuencia de corte f_c , frecuencia de paso f_p que indican los límites inferior y superior de la banda, así como la tolerancia ε que controla cuánta variación se admite), y los parámetros operativos del esquema basado en O-splines, que parametriza la extracción de la frecuencia de interés mediante dos cantidades distintas: f_0 , que corresponde a la frecuencia del modo que se desea extraer,

Tabla 5.2: Etiquetas para las señales de corriente.

No.	Nombre de la señal
1	i_nodoa_1_tbd_nodoa1_l22_10_ip_30
2	i_nodob_2_tbd_nodob2_l22_20_ip_30
3	i_nodoc_3_tbd_nodoc3_l230_4_ip_30
4	i_nodoc_3_tbd_nodoc3_l230_20_ip_30
5	i_nodoc_3_tbd_nodoc3_l230_101_ip_30
6	i_nodoc_3_tbd_nodoc3_l230_101_ip_30
7	i_nodoe_10_tbd_nodoe10_l230_20_ip_30
8	i_nodof_11_tbd_nodof11_l22_110_ip_30
9	i_nodog_12_tbd_nodog12_l22_120_ip_30
10	i_nodoh_13_tbd_nodoh13_l230_14_ip_30
11	i_nodoh_13_tbd_nodoh13_l230_101_ip_30
12	i_nodoh_13_tbd_nodoh13_l230_101_ip_30
13	i_nodoh_13_tbd_nodoh13_l230_120_ip_30
14	i_nodol_110_tbd_nodol110_l230_120_ip_30

y F_b , que representa la frecuencia base utilizada para definir el número de muestras por periodo del soporte temporal del filtro, $N_0 = \text{round}(F_s/F_b)$. Por esta razón, el valor $F_b = 1$ Hz indicado en la Tabla 5.3 no debe interpretarse como la frecuencia de seguimiento del modo, sino como una parametrización base para construir la ventana O-splines; la sintonización del filtro hacia los modos de interés, alrededor de 1.173 Hz y 1.153 Hz, se realiza con la frecuencia objetivo f_0 empleada en la modulación de la base. El parámetro K controla el orden del filtro y, junto con F_b , determina la longitud efectiva de la ventana como $(K + 1)N_0$. De acuerdo con la implementación utilizada en esta tesis, en todos los casos se respeta la frecuencia de interés f_0 del conjunto de señales analizadas.

Estas especificaciones garantizan que, para cada caso, el filtro pasabanda tipo Butterworth aísle la vecindad del modo de interés con la ondulación controlada por ε , mientras que el extractor O-splines sigue la componente oscilatoria objetivo con mayor

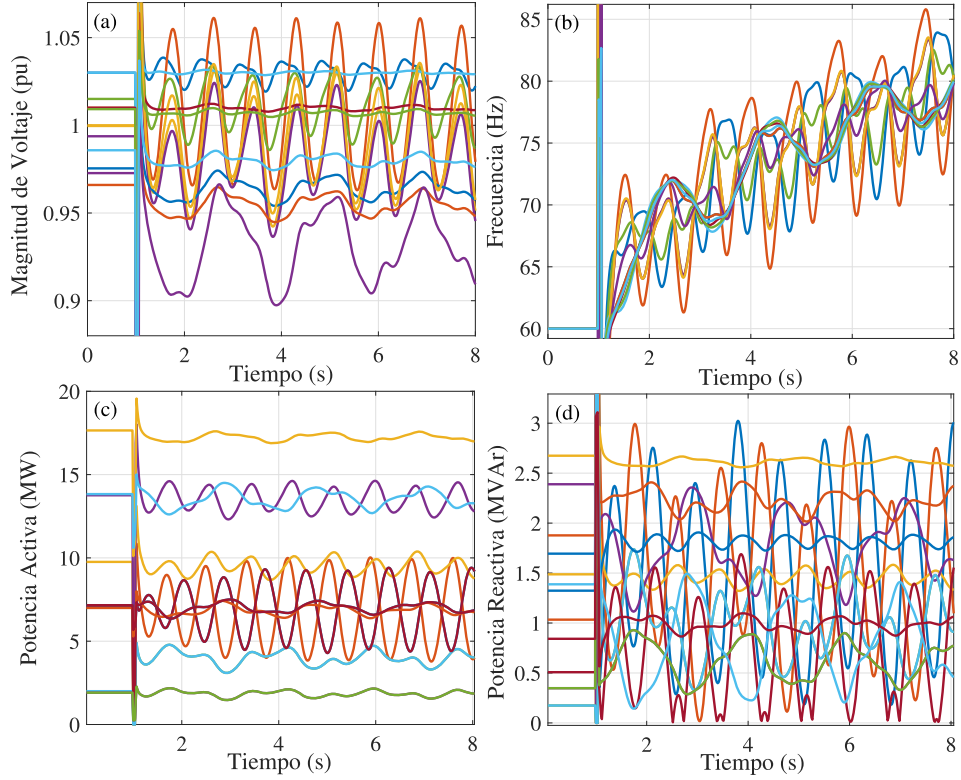


Figura 5.8: Señales del sistema Kundur, caso 1: (a) magnitudes de voltaje, (b) frecuencias, (c) potencias activas y (d) potencias reactivas.

Tabla 5.3: Parámetros de los filtros utilizados en los casos de prueba del sistema Kundur.

Caso No.	f_0 (Hz)	Butterworth			O-splines		Origen
		f_c (Hz)	f_p (Hz)	ε	F_b (Hz)	K	Etiqueta
1	1.173	0.873–1.472	1.023–1.322	0.1278	1	1	2 nodo-b
2	1.173	0.873–1.472	1.023–1.322	0.1278	1	1	1 nodo-a
3	1.153	0.858–1.447	1.005–1.300	0.1278	1	1	9 nodo-g
4	1.153	0.858–1.447	1.005–1.300	0.1278	1	1	8 nodo-f

suavidad y menor ondulación residual. La ejecución de ambos métodos de filtrado posibilita comparar desempeño y robustez del proceso antes de calcular la energía. Así, las Figuras 5.10 y 5.11 ilustran las deltas obtenidas mediante ambos filtros al procesar las señales de

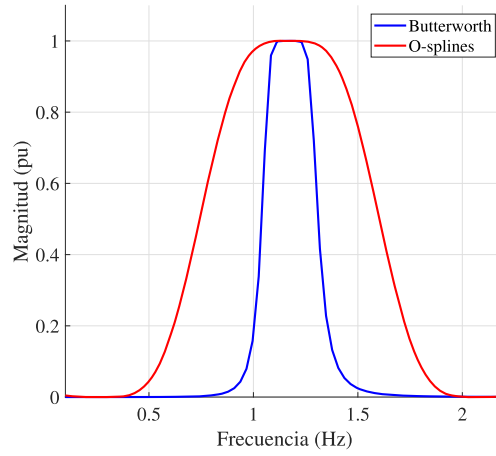


Figura 5.9: Comparación entre los filtros Butterworth y O-splines para la extracción del modo a 1.173 Hz.

V , f , P y Q , respectivamente.

En los resultados, al comparar las señales filtradas correspondientes a las deltas de voltaje, frecuencia, potencia activa y reactiva, se observa una diferencia significativa en el comportamiento de las salidas entre el filtro Butterworth y el filtrado mediante O-splines. En particular, el método basado en O-splines presenta una respuesta más suave y con menos ondulaciones en las señales resultantes, lo cual se traduce en una mejor respuesta en el filtrado de señales a la frecuencia de interés.

Esta característica resulta especialmente útil para el análisis de oscilaciones sostenidas, ya que reduce el efecto de componentes fuera de la banda de interés. Por el contrario, el filtro Butterworth, aunque efectivo en la atenuación de frecuencias no deseadas, muestra ondulaciones más pronunciadas, lo que puede deberse a ciertas irregularidades o fluctuaciones adicionales en las señales filtradas, especialmente, cuando la frecuencia de corte está muy cercana al modo objetivo. En consecuencia, el uso de O-splines no sólo mejora la fidelidad de las señales analizadas, sino que también favorece una estimación más robusta y precisa.

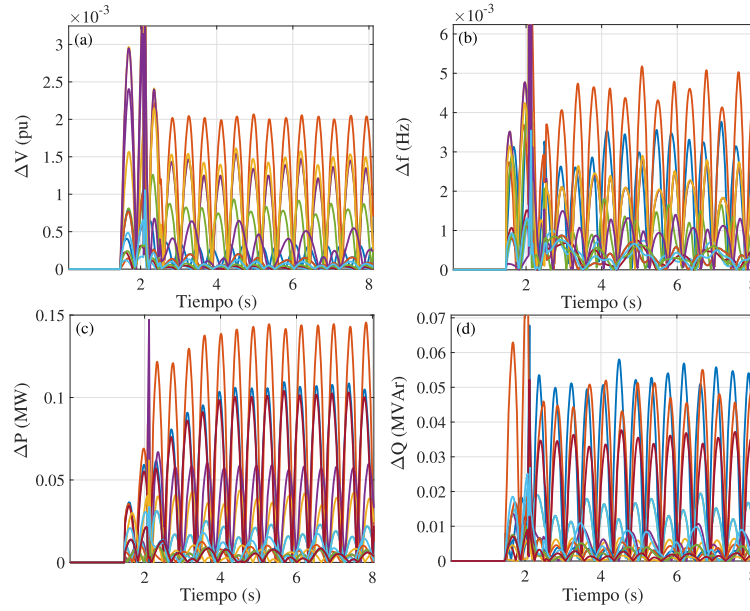


Figura 5.10: Señales filtradas mediante Butterworth, para el caso 1 del sistema Kundur: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ .

5.2.7. Cálculo de energía y localización de la fuente

Una vez obtenidas las señales filtradas, contamos con las variables necesarias para poder aplicar los métodos DEF y TKEO, para estimar la energía y localizar el nodo asociado a la fuente de la oscilación, recordando que el método DEF permite cuantificar la energía que fluye y se disipa entre los nodos del sistema. Por otro lado, el método basado en el Operador de Energía de Teager–Kaiser calcula la energía instantánea de las señales sin considerar la componente disipada, ofreciendo una estimación más sensible a las variaciones de amplitud y fase presentes en las oscilaciones.

La Figura 5.12 presenta los resultados obtenidos mediante los tres métodos evaluados: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO. Se observa cómo el método DEF mejora considerablemente su desempeño en la localización de la fuente de oscilación cuando se aplica el filtro O-splines, especialmente al inicio de la perturbación, donde se nota que las señales DEF se mezclan si se utiliza el filtro Butterworth, aspecto

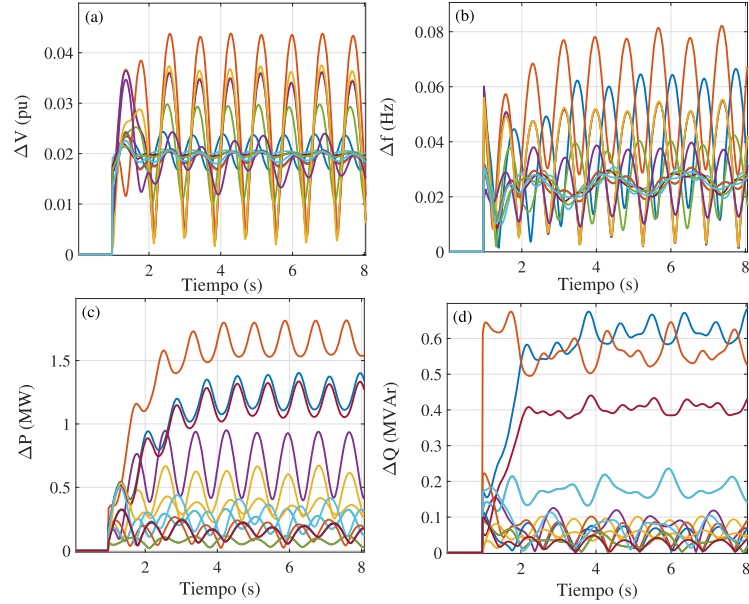


Figura 5.11: Señales filtradas mediante O-splines, para el caso 1 del sistema Kundur: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ

relevante para aplicaciones en tiempo real. Se observa que los tres métodos localizan la oscilación forzada en el nodo 2, etiquetado como 2 nodo b 2 (i-label), ver Figura 5.12, que corresponde al fasor de corriente y etiqueta 2, misma que se aprecia en la Tabla 5.2, lo que indica que fluye del nodo 2 hacia el nodo 20, donde el generador 2 se encuentra conectado al nodo 2, siendo esta la rama de mayor disipación de energía, el criterio utilizado para decidir la fuente de oscilación se basa principalmente en la pendiente de las curvas de energía. Una pendiente positiva, dominante y sostenida indica que el elemento asociado a esa medición está inyectando energía oscilatoria hacia el sistema. La magnitud acumulada se emplea como criterio complementario, ya que permite confirmar que la señal con mayor tasa de crecimiento también concentra la mayor energía al final de la ventana de análisis. Por ello, en las figuras comparativas la fuente se identifica como la curva que presenta simultáneamente mayor pendiente y mayor separación respecto al resto de señales, como la probable fuente de oscilación.

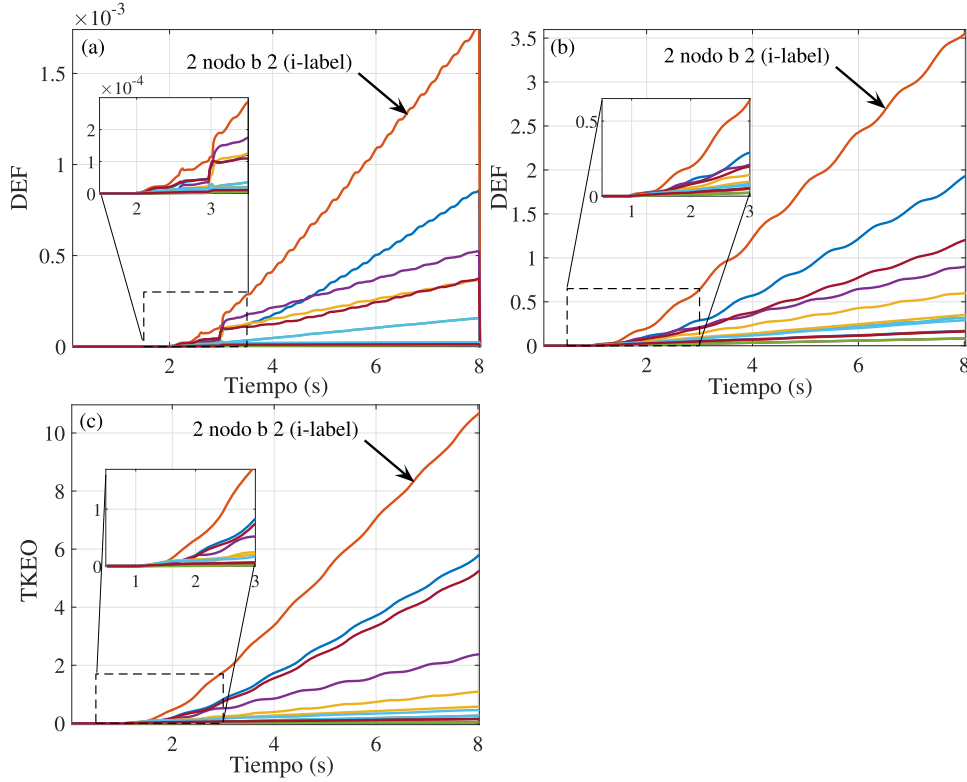


Figura 5.12: Identificación de la fuente de oscilación para el caso 1 del sistema Kundur: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO.

La Figura 5.13 complementa el análisis mostrando la energía porcentual aportada por cada línea, donde se aprecia el valor de magnitud porcentual de las 8 líneas con mayor participación, la suma de todas ellas, incluidas las no representadas en la gráfica, representa en su totalidad el 100 % de las desviaciones de energía obtenida mediante los procesos de filtrado. Los números mostrados en el eje horizontal corresponden al identificador de cada línea, definidos en la columna 1 de la Tabla 5.2, lo que permite relacionar cada contribución de energía con su respectiva etiqueta de medición dentro del sistema eléctrico.

La Tabla 5.4 muestra la comparación de resultados para los cuatro casos de estudio del sistema Kundur, evaluados con los tres métodos: Butterworth + DEF, O-splines + DEF y O-splines + TKEO. Para cada caso se indica el área y el generador asociado, así como el

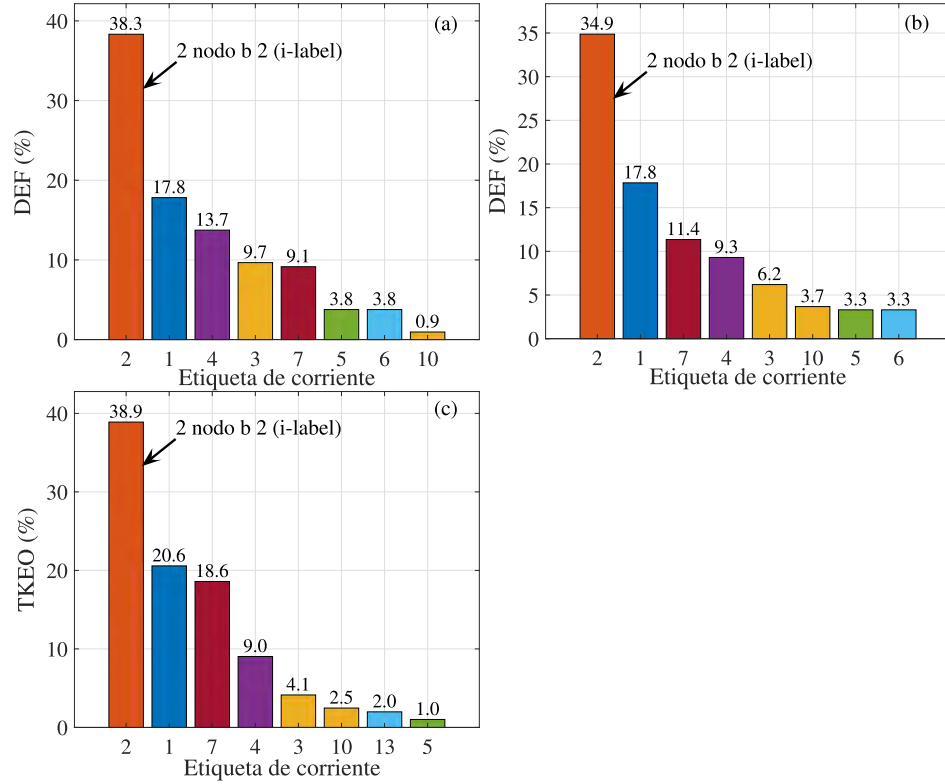


Figura 5.13: Contribución porcentual de energía en las líneas para el caso 1 del sistema Kundur: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO.

tiempo aproximado necesario para identificar la oscilación forzada y el porcentaje de energía estimada como contribución dominante. En conjunto, la Tabla 5.4 permite contrastar de manera directa la rapidez de detección entre métodos y la consistencia de la localización a través del aporte de energía, mostrando que los métodos basados en O-splines tienden a identificar el fenómeno en tiempos más cortos, manteniendo contribuciones porcentuales comparables o superiores en el lugar de la fuente de oscilación.

En conclusión, mientras que el método DEF tradicional requiere múltiples variables medidas por los PMUs y procesar las señales de voltaje (V), frecuencia (f), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q), para calcular la energía disipada en el sistema, el méto-

Tabla 5.4: Comparación de resultados en los cuatro casos del sistema Kundur.

Caso	Modo	Generador	Método	Tiempo (s)	% Energía
1	Local Área 1	G2	Butterworth + DEF	≈ 2.03	38.3 %
			O-splines + DEF	≈ 0.46	34.9 %
			O-splines + TKEO	≈ 0.61	38.9 %
2	Local Área 1	G1	Butterworth + DEF	≈ 2.98	31.4 %
			O-splines + DEF	≈ 1.26	31.8 %
			O-splines + TKEO	≈ 1.41	31.3 %
3	Local Área 2	G4	Butterworth + DEF	≈ 2.7	30.2 %
			O-splines + DEF	≈ 0.48	36.7 %
			O-splines + TKEO	≈ 0.55	37.6 %
4	Local Área 2	G3	Butterworth + DEF	≈ 2.73	28.6 %
			O-splines + DEF	≈ 0.55	34.3 %
			O-splines + TKEO	≈ 0.75	31.1 %

do de localización basado en TKEO puede operar de forma efectiva utilizando únicamente la potencia activa P , en las líneas del sistema. Esta característica reduce de manera importante la cantidad de datos procesados, reduciendo el tiempo de preprocesamiento de las señales. Desde el punto de vista computacional, TKEO destaca por su simplicidad y su rapidez de respuesta, ya que estima la energía instantánea empleando únicamente tres muestras consecutivas de la señal, lo que se traduce en un cálculo local, directo y de baja complejidad. En contraste, el método DEF requiere una cadena de procesamiento más extensa e involucra sumatorias en tiempo discreto para acumular energía. Por su parte, el TKEO se apoya principalmente en operaciones aritméticas elementales, lo que reduce el costo computacional por muestra y favorece una implementación más compacta. Este enfoque resulta especialmente atractivo cuando se busca un procesamiento eficiente y una respuesta más rápida ante cambios en la señal, por ejemplo, con grandes volúmenes de datos e incluso en aplicaciones en línea. Si bien los tres métodos logran identificar correctamente al generador G2 como la fuente de la oscilación. La comparación de ambos métodos DEF y TKEO, junto con el uso del filtrado O-splines, proporciona una herramienta robusta

y precisa para la localización de fuentes oscilatorias en sistemas eléctricos de potencia.

5.3. Sistema WECC

Los casos del sistema WECC consisten en un sistema reducido de 179 nodos y 29 generadores, donde las simulaciones incluyen oscilaciones naturales y oscilaciones forzadas, de las cuales se obtienen las mediciones de voltaje en 179 ubicaciones y las mediciones de corrientes en 526 ramas. Para el caso base, todos los generadores se representan como el modelo GENCLS (Generador clásico) de Siemens PTI PSS/E, es decir, un modelo diferencial clásico de segundo orden que refleja el movimiento del rotor [72]. El parámetro de amortiguamiento “D” para todos los generadores se establece en 4, y todas las cargas se modelan como MVA constantes. Las mediciones de PMU se generan a partir de simulaciones en el dominio del tiempo de 40 segundos en el software TSAT. Por su parte, la frecuencia de muestreo de 30 Hz define la tasa a la que se registran, aproximadamente a 33.33 ms almacenando las señales simuladas, emulando el comportamiento real de los PMUs. Esta configuración permite equilibrar precisión en la simulación y realismo en los datos de medición utilizados para la validación de los métodos de localización. La duración de la simulación y la frecuencia de muestreo de los PMUs son suficientes para observar la oscilación electromecánica en el rango de 0.1 a 15 Hz. La librería del sistema WECC [72] proporciona las mediciones simuladas de PMU con una observabilidad completa del sistema, incluyendo la magnitud y fase del voltaje de todas las barras, la magnitud y fase de la corriente de todas las líneas de ambos lados, y la velocidad y el ángulo del rotor de todos los generadores.

La librería empleada en el presente trabajo fue desarrollada por el Dr. Slava Maslennikov [72] y contiene registros dinámicos de simulaciones que contemplan diferentes escenarios. Incluyendo un total de 9 casos de oscilaciones naturales, 14 casos de oscilaciones forzadas generadas mediante señales inyectadas en los sistemas de excitación y 4 casos de oscilaciones forzadas inducidas a través de señales aplicadas en los sistemas de regulación

de velocidad en diferentes generadores, todas ellas han sido procesadas mediante los tres métodos propuestos para realizar una comparativa, de las cuales se han seleccionado dos casos para presentar sus datos y resultados en este trabajo.

5.3.1. Caso ND7: Oscilación natural con dos fuentes en un modo local inestable

El caso ND7 (ND, del inglés negative damping) representa un escenario de oscilación natural con dos fuentes que alimentan un único modo local inestable en torno a 1.41 Hz, donde los generadores 45 y 159 operan con $D = -0.5$. La dinámica se activa mediante una falla trifásica en el nodo 159 en $t = 0.5$ s, la cual es despejada 0.05 s después, como se muestra en el diagrama unifilar de la Figura 5.14. Aunque los parámetros D son iguales, el análisis modal indica un amortiguamiento negativo de aproximadamente -0.40 % [72], donde la contribución del generador 159 al amortiguamiento negativo es aproximadamente dos veces mayor que la del generador 45. Este diseño permite evaluar la localización en un caso de múltiples fuentes que excitan el mismo modo.

Adquisición de datos

La Figura 5.15 presenta las señales de entrada empleadas en el análisis: (a) magnitud de voltaje por nodo, (b) frecuencia instantánea estimada a partir del ángulo de voltaje, (c) potencia activa y (d) potencia reactiva. En el panel de voltaje se aprecian oscilaciones periódicas con amplitudes diferenciadas entre nodos, consistentes con la distribución espacial del modo.

Filtrado de señales mediante Butterworth y O-splines

Las Figuras 5.16 y 5.17 muestran los deltas de: (a) voltaje, (b) frecuencia, (c) potencia activa y (d) potencia reactiva, respectivamente, tras el preprocesamiento con los dos enfoques de filtrado. La Figura 5.16 corresponde al filtrado mediante el filtro Butter-

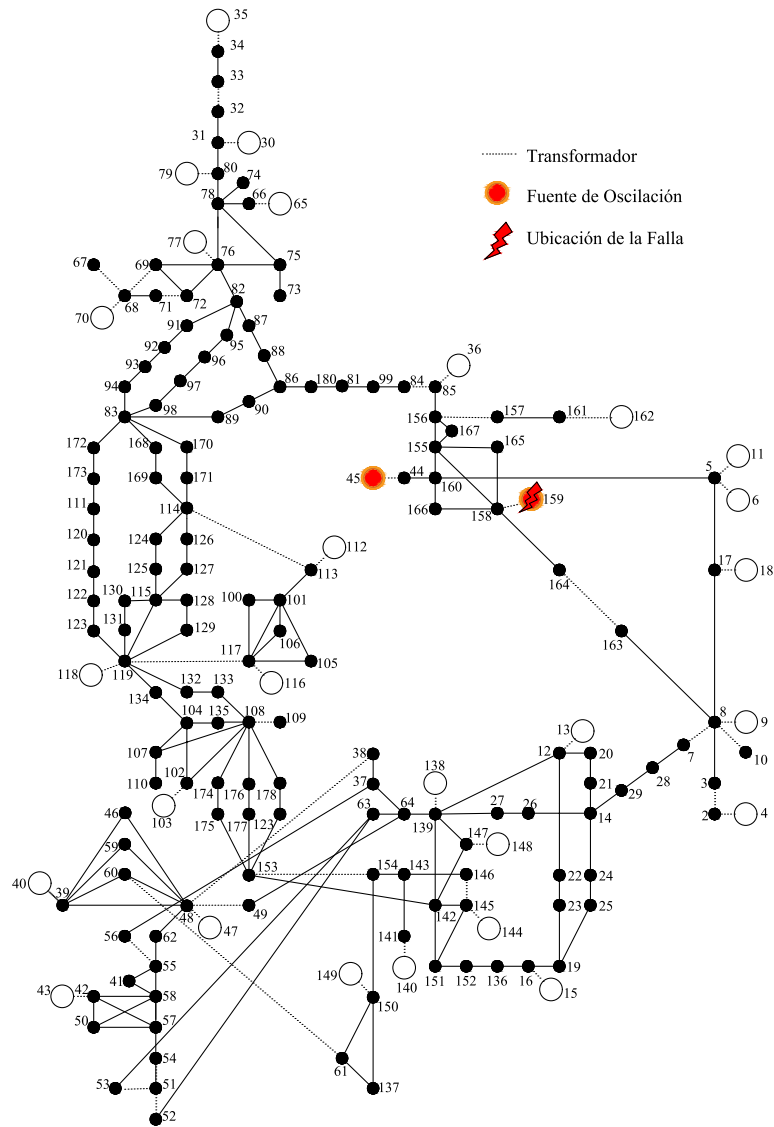


Figura 5.14: Sistema WECC con falla en el nodo 159 y doble fuente de oscilación en los nodos 159 y 45.

worth, donde se observa una atenuación efectiva fuera de banda, aunque con ondulaciones residuales más visibles en los transitorios y ligeras corrugaciones en las trazas. La Figura 5.17 corresponde al filtrado mediante los O-splines, donde las curvas resultan más suaves y

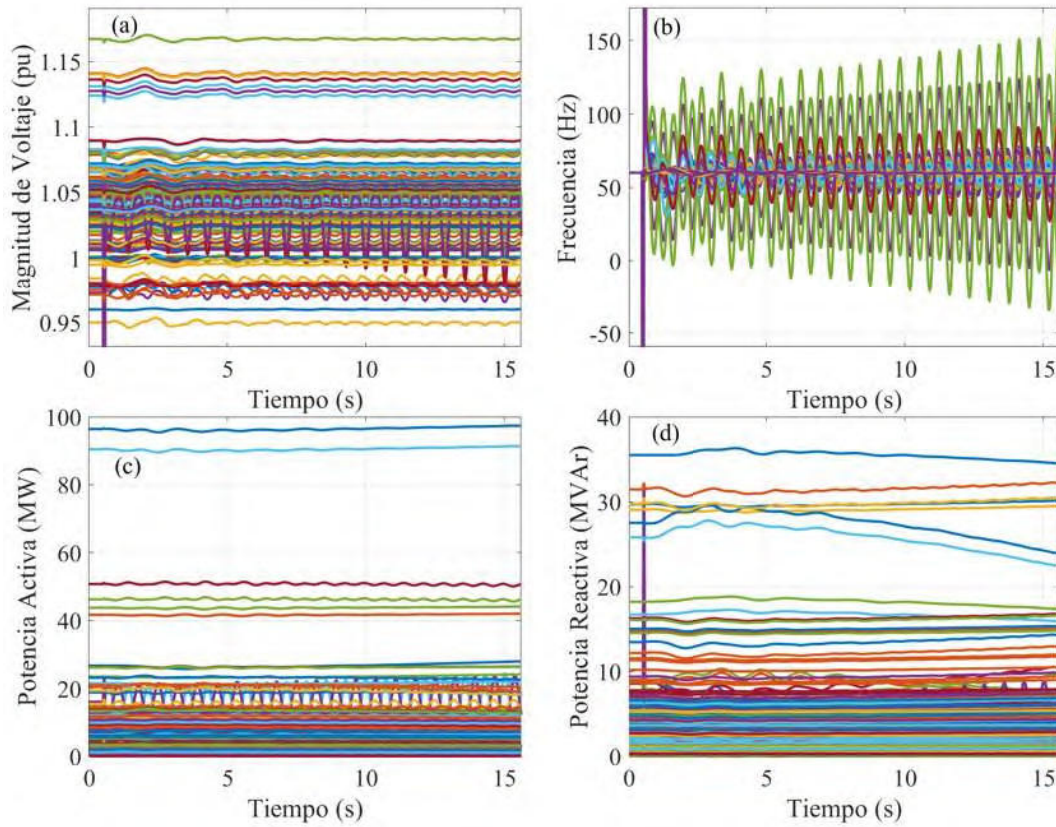


Figura 5.15: Señales del sistema WECC, caso ND7: (a) magnitudes de voltaje, (b) frecuencias, (c) potencias activas y (d) potencias reactivas.

continuas, con menor ondulación y mejores bordes temporales, lo que facilita identificar la componente oscilatoria dominante y las coherencias entre nodos para el análisis de energía posterior.

Localización de las fuentes de oscilación

Las Figuras 5.18 y 5.19 resumen la detección de la fuente de oscilación con los tres métodos considerados: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO. En la Figura 5.18, las curvas onduladas representan la energía acumulada por

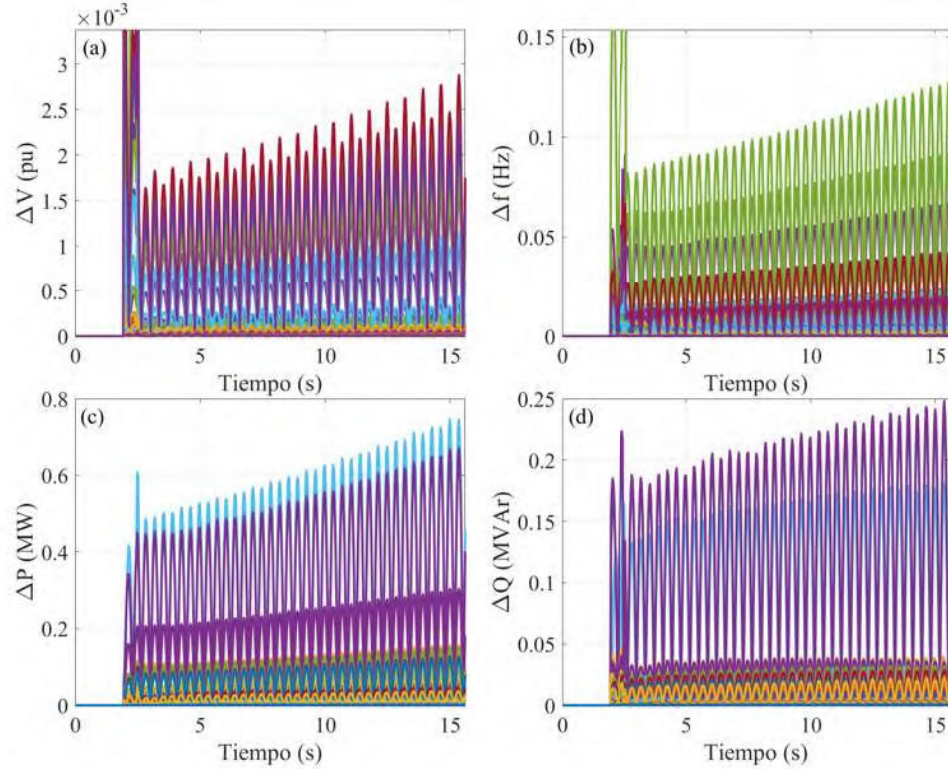


Figura 5.16: Señales filtradas del sistema WECC mediante Butterworth, caso ND7: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ .

elemento, la línea con mayor pendiente y magnitud identifica la fuente de oscilación, en particular, en este caso podemos observar que cuando se tienen mediciones en el mismo nodo, por ejemplo en la Figura 5.18(a), ambas curvas señaladas pertenecen a la línea conectada al nodo 159, la diferencia radica en que la de mayor magnitud tiene su origen en el nodo 159 con destino al nodo 158, y la curva que presenta menor magnitud es una medición de la línea que tiene su origen en el nodo 158 con destino al nodo 159, caso similar ocurre con las gráficas de las líneas conectadas a los nodos 45 y 44.

En algunos casos la localización no es inmediata, ya que la energía inicial puede estar dominada por el punto de falla. Después de atenuarse el transitorio, la fuente real se identifica por una pendiente positiva y sostenida en las curvas de energía. Este comporta-

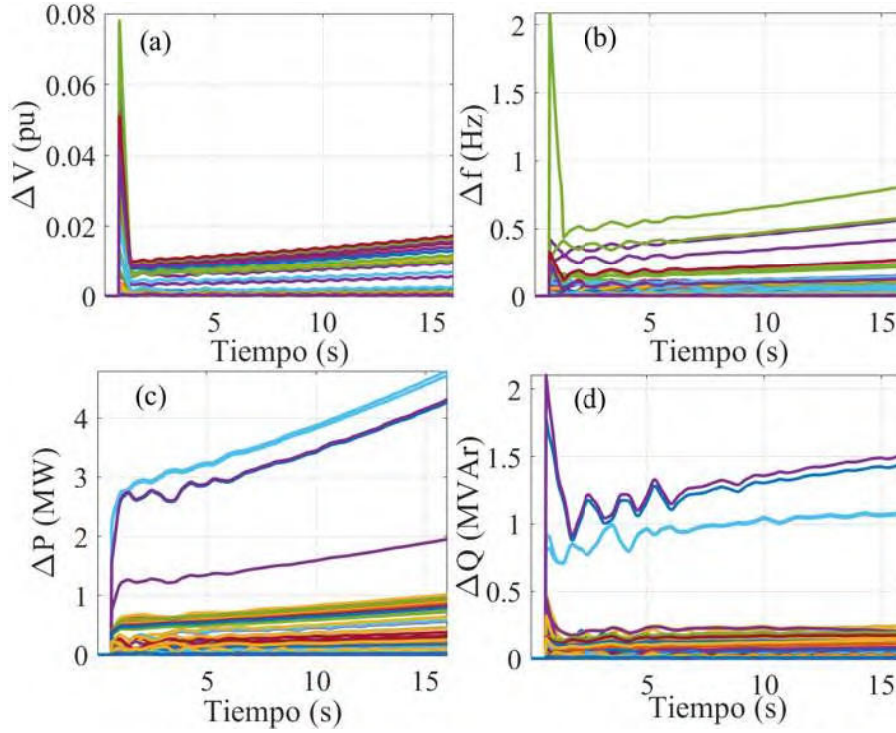


Figura 5.17: Señales filtradas del sistema WECC mediante O-splines, caso ND7: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ .

miento evidencia la necesidad de profundizar en este tipo de escenarios, especialmente para distinguir entre aportes transitorios de energía y fuentes persistentes asociadas a modos inestables.

En la Figura 5.19, la gráfica de barras muestra el porcentaje de energía por línea, confirmando la misma ubicación como dominante. En general, los tres enfoques coinciden en la localización, con pequeñas diferencias atribuibles al suavizado de O-splines y a la sensibilidad del TKEO a la energía instantánea frente al carácter de disipación del método DEF. El listado completo de las señales se puede consultar en el Apéndice A.

En los casos de oscilaciones naturales, la metodología tiende a identificar inicialmente el punto de falla con mayor magnitud antes de converger hacia la fuente real del amortiguamiento negativo. Esto se debe a que la perturbación trifásica aplicada genera

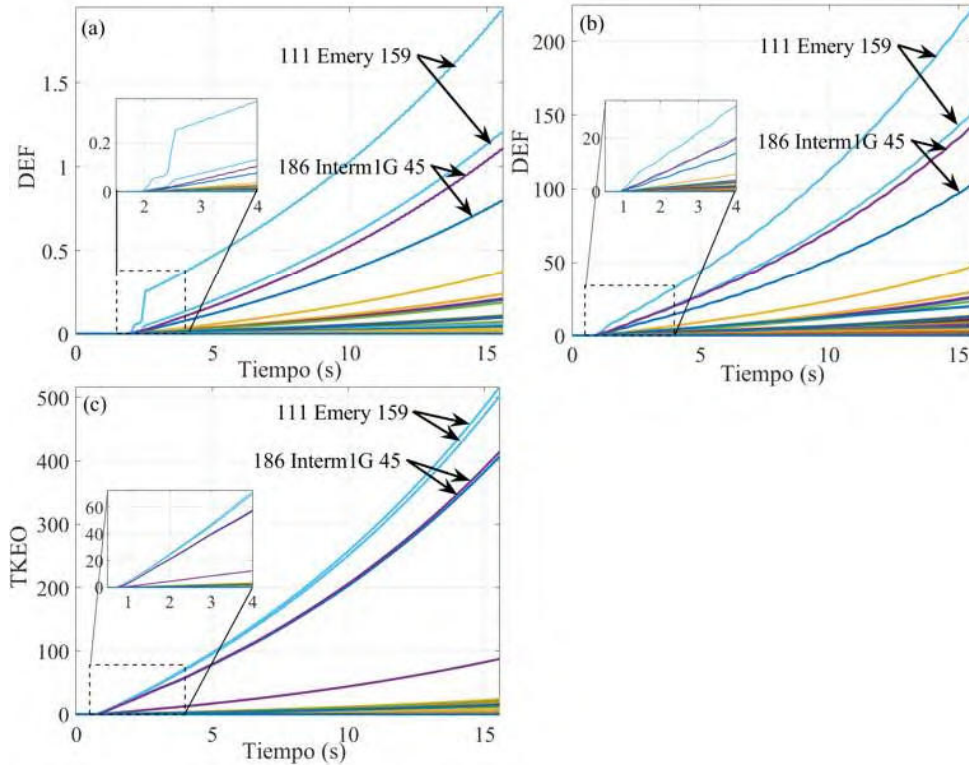


Figura 5.18: Identificación de las fuentes de oscilación para el caso ND7 mediante los métodos: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO.

una alta energía que domina temporalmente las señales dinámicas (voltaje, frecuencia y potencia), produciendo un flujo de energía intenso concentrado en el nodo de la falla. Durante los primeros instantes, los métodos propuestos detectan esta inyección súbita como el evento de mayor contribución de energía. Sin embargo, una vez que el transitorio de la falla se atenúa y el sistema evoluciona hacia su dinámica modal propia, la energía asociada al modo inestable comienza a acumularse de forma sostenida en el elemento que presenta amortiguamiento negativo, permitiendo así identificar correctamente la fuente del modo natural. En contraste, en los casos de oscilaciones forzadas no se introduce una falla transitoria, sino una excitación periódica persistente en un elemento específico. En este escenario no existe un evento inicial de gran magnitud que compita con la fuente, por lo tanto, desde

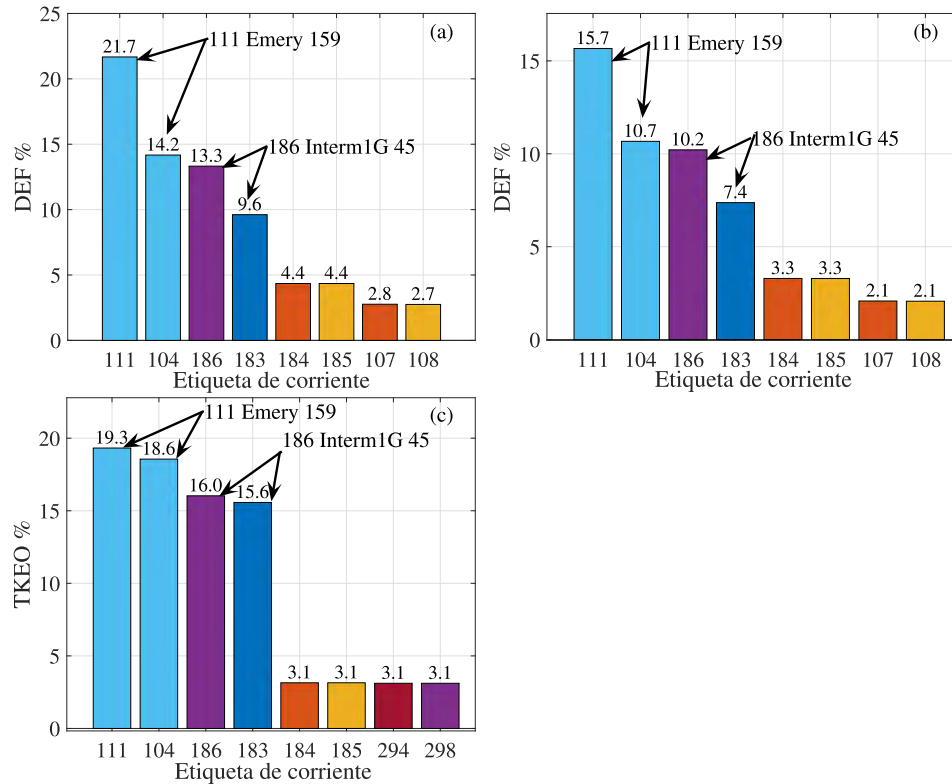


Figura 5.19: Contribución porcentual de energía para el caso ND7 mediante los métodos: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO.

los primeros instantes el flujo de energía es consistente y dirigido desde el elemento excitado hacia el resto del sistema, lo que permite que los métodos de identificación localicen directamente la fuente.

5.4. Sistema ISO-NE con mediciones reales

El sistema ISO New England (ISO-NE) es el operador independiente del sistema (por sus siglas en inglés, Independent system operator – New England), responsable del monitoreo y la gestión operativa del sistema eléctrico en los seis estados que conforman Nueva Inglaterra, Estados Unidos, y opera una infraestructura de monitoreo fasorial de

área amplia que garantiza alta observabilidad en su red. Esta red en el 2013 ya disponía de 92 PMUs instalados en 48 subestaciones [35], mismos que se han incrementado conforme al crecimiento del sistema y las necesidades de monitoreo, los datos de los casos empleados en esta tesis reportan la adquisición de mediciones de frecuencia y voltaje en 125 ubicaciones y mediciones de corrientes en 224 líneas de la red de 345 kV [6]. Operativamente, el área ISO-NE se organiza en 14 zonas [19], lo que facilita el análisis regional de eventos y la coordinación de acciones de mitigación ante oscilaciones.

5.4.1. Caso real: Oscilación forzada a 1 Hz, datos reales

El evento de oscilación forzada a 1 Hz corresponde a un caso real que se originó en un generador del sistema de New England (NE). Se clasifica como forzada porque la excitación proviene de una perturbación externa periódica y sostenida, distinta de los modos naturales del sistema. Para lograr su mitigación, se requiere identificar la fuente y eliminar la causa de la excitación. En la línea donde se localiza el origen, se tiene una modulación de potencia activa cercana a 9 MW pico a pico, lo que evidencia un intercambio de energía significativo en la vecindad de la fuente. En este caso real, la presencia de la FO comienza a ser visible, aproximadamente a los $t = 0.933$ s de los datos analizados. Como se observa más adelante, el análisis de energía muestra un flujo consistente de energía oscilatoria desde el punto de origen hacia el resto de la red, donde la energía fue disipada por las cargas y equipos conectados.

Para su evaluación, las señales se procesan con un filtrado centrado en 1 Hz y se aplican los tres métodos de localización a una ventana de muestreo de 29 segundos. Esto permite identificar la línea 151 conectada al nodo llamado Singer, al cual se encuentra conectado el generador de la fuente de oscilación, lo que coincide con el análisis del caso. El caso de 1 Hz muestra un patrón característico de FO, dirección de flujo bien definida desde la fuente y propagación hacia niveles de tensión inferiores.

Adquisición de datos

La Figura 5.20 muestra las señales medidas en el caso real, (a) magnitud de voltaje, (b) frecuencia medida en los nodos, (c) potencias activa y (d) reactiva en las líneas. En el panel de voltaje se observan oscilaciones periódicas con amplitudes diferenciadas entre ubicaciones, reflejando la propagación espacial del fenómeno. La traza de frecuencia evidencia desviaciones alrededor del valor nominal y coherencias temporales entre subconjuntos de nodos. Las curvas de potencia activa exhiben la modulación del intercambio de energía asociada a la perturbación, mientras que las de potencia reactiva complementan la lectura del acoplamiento tensión-corriente y del soporte de potencia en la red. En conjunto, estas señales constituyen la línea base para el preprocesamiento (centrado y obtención de deltas), el filtrado y el cálculo de energía para la localización de la fuente.

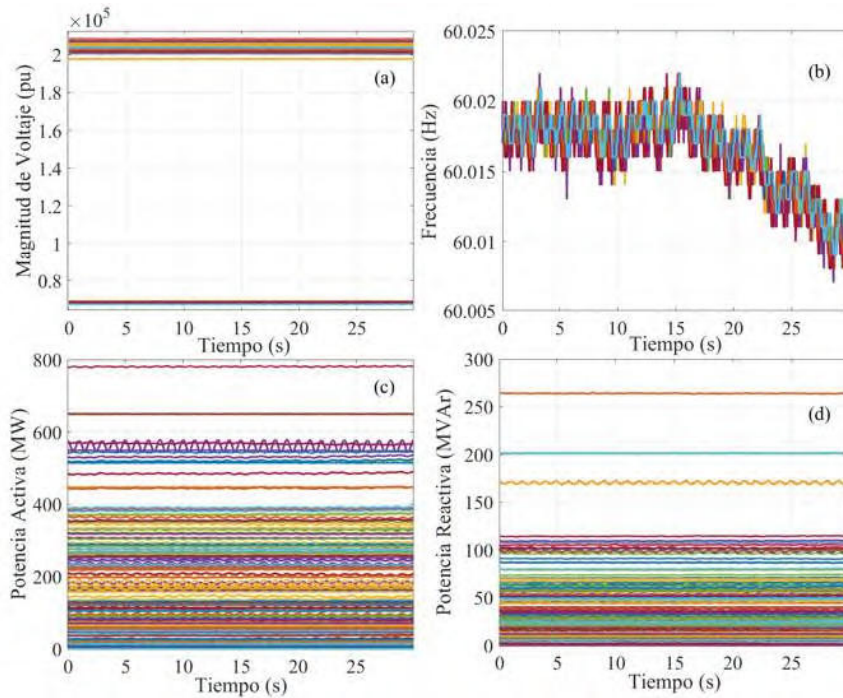


Figura 5.20: Señales del sistema ISO-NE, caso real: (a) magnitudes de voltaje, (b) frecuencias, (c) potencias activas y (d) potencias reactivas.

Filtrado de señales mediante Butterworth y O-splines

Las Figuras 5.21 y 5.22 muestran las señales resultantes tras el procesamiento con los dos enfoques de filtrado para el caso real de 1 Hz. En ambos casos se presentan las (a) deltas de magnitud de voltaje por nodo, (b) la frecuencia del voltaje por nodo, y las (c) deltas de potencias activa y (d) reactiva en las líneas, respectivamente. Con Butterworth, la Figura 5.21 muestra una atenuación efectiva fuera de banda, aunque persisten ondulaciones residuales. Con O-splines, la Figura 5.22 muestra los trazos más suaves y estables en el tiempo, con menor ondulación y bordes temporales mejor preservados, lo que facilita distinguir la componente dominante de 1 Hz.

Esta mejora en la calidad de las señales filtradas se refleja en los resultados de identificación y cuantificación de la energía; el procesado con O-splines favorece una se-

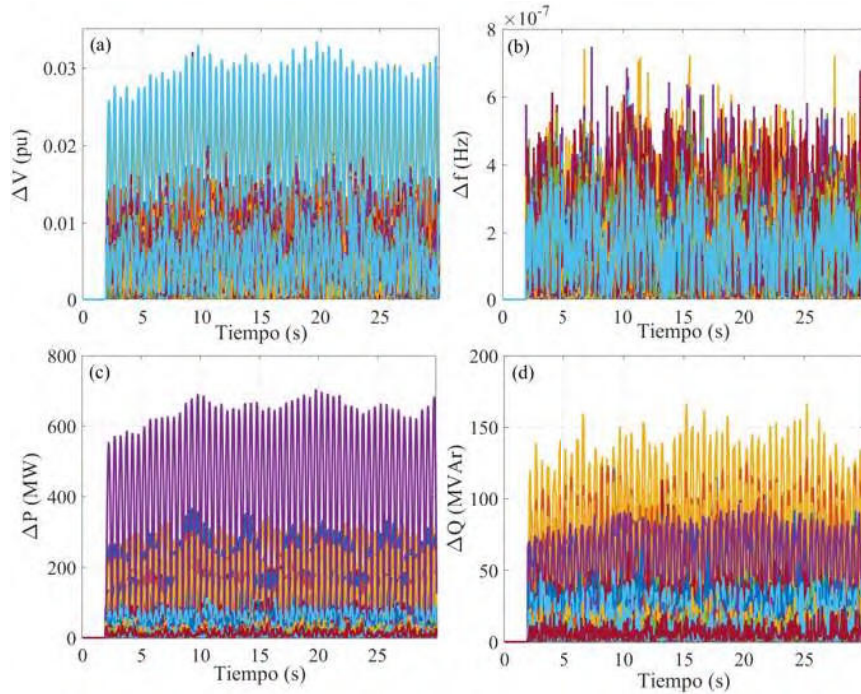


Figura 5.21: Señales filtradas mediante Butterworth del sistema ISO-NE, caso real: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ .

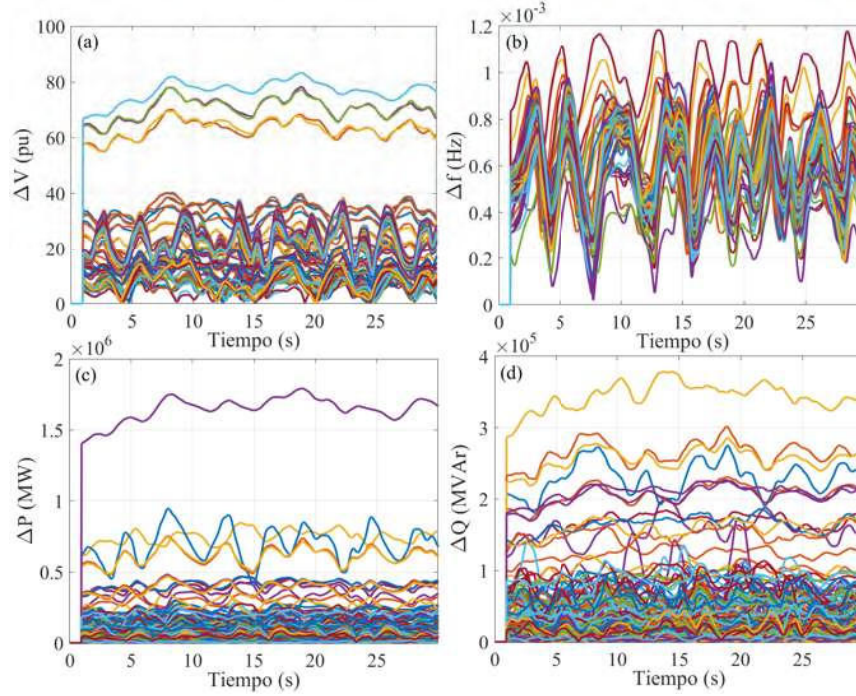


Figura 5.22: Señales filtradas mediante O-splines del sistema ISO-NE, caso real: (a) ΔV , (b) Δf , (c) ΔP y (d) ΔQ .

paración más temprana y consistente de las curvas de energía. En conjunto, Butterworth ofrece un aislamiento de frecuencia adecuado y O-splines aporta además una representación temporal más limpia que robustece la etapa de localización y la confirmación porcentual posterior.

Localización de la fuente de oscilación

La Figura 5.23 muestra los resultados de identificación para el caso real a 1 Hz mediante los tres métodos: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO. Las curvas representan la energía (o energía disipada acumulada) por elemento y exhiben una separación progresiva entre trayectorias; el criterio de localización se basa en la trayectoria con mayor pendiente y magnitud. Se observa que el método con O-splines reduce ondulaciones residuales frente a Butterworth, favoreciendo una identificación mas

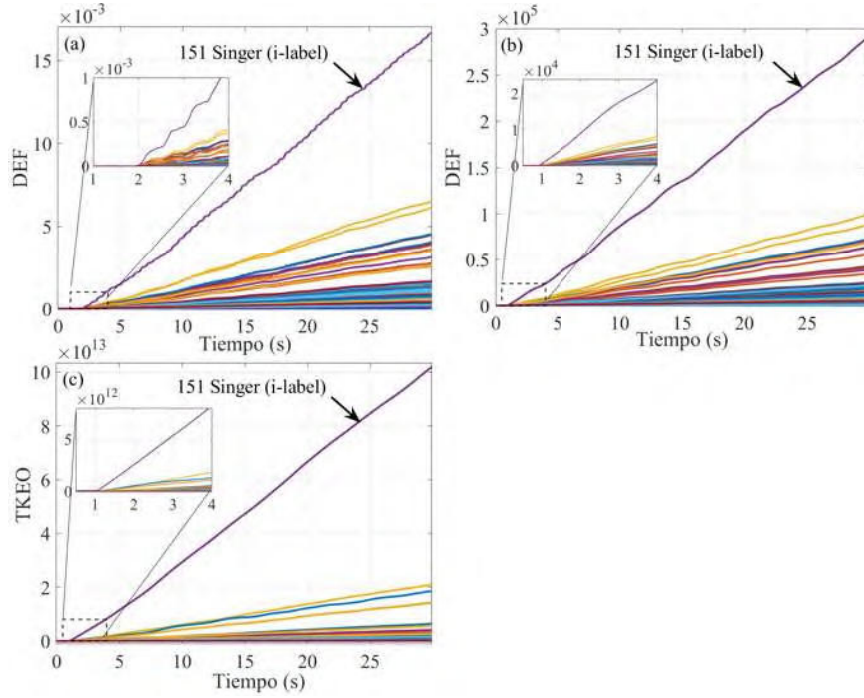


Figura 5.23: Identificación de la fuente de oscilación del sistema ISO-NE, caso real mediante los métodos: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO.

nítida y estable de la fuente. Además, TKEO realza la energía instantánea y acentúa la diferencia entre la fuente y el resto del sistema sin contradecir el diagnóstico obtenido mediante DEF.

La Figura 5.24 complementa el análisis mediante gráficas de barras con el porcentaje de energía asignado por etiqueta de corriente en las tres configuraciones. En los tres casos, la etiqueta asociada a “151 Singer (i-label)” concentra la mayor contribución, con valores aproximados de 9.8 % para Butterworth + DEF, 11.4 % para O-splines + DEF y 35.6 % para O-splines + TKEO. Esta consistencia confirma la misma localización que sugieren las curvas y al mismo tiempo, evidencia que O-splines mejora la legibilidad de las señales, mientras que TKEO incrementa la sensibilidad para destacar la fuente frente a elementos de disipación.

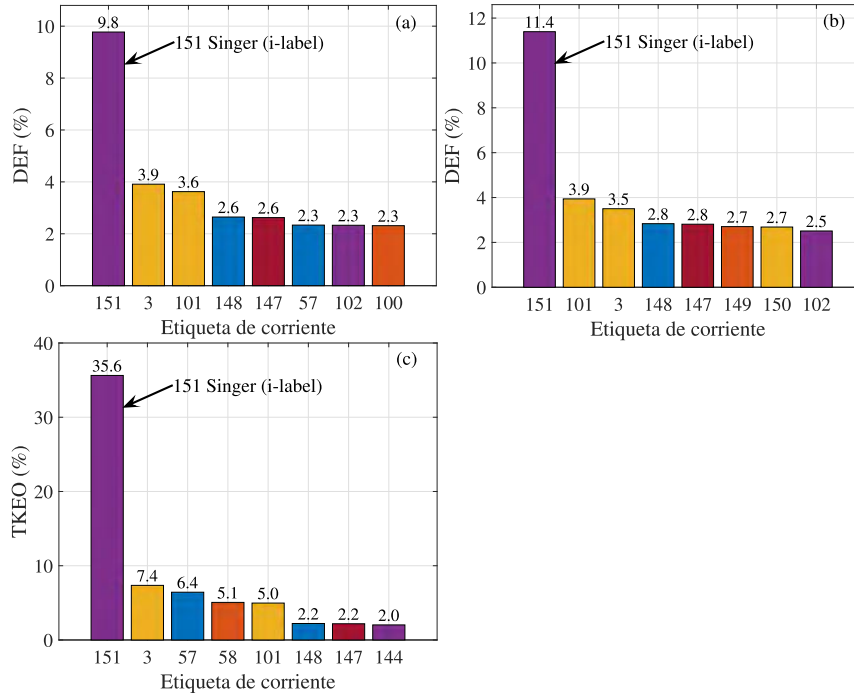


Figura 5.24: Contribución porcentual de energía del sistema ISO-NE, caso real mediante los métodos: (a) Butterworth + DEF, (b) O-splines + DEF y (c) O-splines + TKEO.

El análisis del evento real a 1 Hz en ISO-NE confirma la viabilidad operativa de la metodología propuesta. Los tres enfoques (Butterworth + DEF, O-splines + DEF y O-splines + TKEO) convergieron en la misma localización, lo que favorece su aplicación en tiempo real. El proceso con O-splines mejora la legibilidad de las señales, reduce las ondulaciones residuales y permite una discriminación más temprana de la fuente, mientras que TKEO añade sensibilidad a la energía instantánea sin contradecir el diagnóstico de DEF. El patrón de flujo de energía estimado muestra una propagación desde la fuente hacia el nivel de 115 kV, coherente con la disipación en cargas y equipos, cerrando el caso con una validación mediante los tres métodos y con un soporte físico claro de la dirección del flujo oscilatorio.

En el caso real de 1 Hz del sistema ISO-NE, una ventaja relevante del método

basado en TKEO radica en la reducción del número de señales necesarias para el análisis. Mientras que el método DEF requiere el procesamiento conjunto de las deltas de potencia activa, potencia reactiva, frecuencia y magnitud de voltaje, el enfoque O-splines + TKEO opera únicamente sobre las deltas de potencia activa. Esto disminuye la carga computacional, reduce la complejidad del procesamiento, lo que es particularmente importante en aplicaciones en línea. A pesar de utilizar un conjunto más reducido de variables, el TKEO mantuvo una capacidad de discriminación comparable e incluso más sensible en la etapa inicial de detección, evidenciando una relación favorable entre eficiencia computacional y desempeño en la localización de la fuente.

5.5. Discusión de resultados

Los resultados comparativos sintetizados en las Tablas 5.5, 5.6 y 5.7 confirman que las metodologías propuestas igualan e incluso superan al enfoque convencional, especialmente ante oscilaciones forzadas. En escenarios de oscilaciones naturales, ver Tabla 5.5, los tres métodos Butterworth + DEF (B+DEF), O-splines + DEF (O+DEF) y O-splines + TKEO (O+TKEO) muestran un desempeño entre el 50 % al 77 % de aciertos, sin embargo, al analizar perturbaciones forzadas, la ventaja del filtrado de señales con O-splines es evidente. Para oscilaciones aplicadas en el sistema de excitación, ver Tabla 5.6, el método O+TKEO alcanza un 86 % de efectividad, mientras que el método O+DEF alcanza un 79 % de aciertos, frente a un 43 % del método base B+DEF. Esta tendencia se altera en oscilaciones originadas en el regulador de velocidad, ver Tabla 5.7, donde el método O+TKEO logra un 80 % de aciertos, mientras que el método base y O+DEF registran un 60 % y 40 %, respectivamente. Los porcentajes reportados en las Tablas 5.5, 5.6 y 5.7 corresponden a la tasa de aciertos de cada metodología, calculada como la relación entre el número de casos en los que la fuente de oscilación fue identificada correctamente y el número total de escenarios evaluados. De esta forma, un mayor porcentaje indica una mayor capacidad del método para localizar correctamente la fuente de la oscilación dentro del

conjunto de pruebas.

Los casos donde no se logró identificar correctamente la fuente pueden estar relacionados con la presencia simultánea de múltiples modos oscilatorios, efectos de resonancia o contribuciones de energía compartidas entre varios elementos del sistema. En algunos escenarios, la mayor magnitud oscilatoria no coincide con la ubicación real de la fuente, mientras que en oscilaciones naturales los transitorios asociados a la falla inicial pueden dominar temporalmente la respuesta de energía, dificultando la detección del elemento responsable. En conjunto, la integración del TKEO con O-splines ofrece mayor sensibilidad y precisión global, fortaleciendo la localización de fuentes oscilatorias bajo condiciones complejas.

El buen desempeño de O-splines + TKEO no implica una superioridad del TKEO para analizar oscilaciones naturales. En esta tesis, el operador se aplica sobre la componente dinámica ΔP , previamente extraída mediante O-splines en la frecuencia de interés. Este filtrado atenúa la componente media y los modos fuera de banda, permitiendo que el TKEO opere sobre una señal cercana a una oscilación monocomponente. Bajo estas condiciones, el operador actúa como un indicador sensible de la energía oscilatoria, lo que explica su desempeño competitivo en los casos evaluados.

Por último, los valores de la Tabla 5.8 corresponden a una comparación preliminar bajo las mismas condiciones de simulación [67]. Por lo tanto, los resultados sugieren una ventaja computacional de los O-splines frente al filtro Butterworth bajo las condiciones evaluadas.

Si bien las metodologías propuestas mostraron mejoras significativas respecto al método base en la mayoría de los escenarios evaluados, especialmente en oscilaciones asociadas al sistema de excitación, los resultados evidencian que dicho beneficio no es uniforme para todos los tipos de perturbación. En particular, los casos asociados al regulador de velocidad presentaron un comportamiento más heterogéneo, donde únicamente la combinación O-splines + TKEO mantuvo un desempeño consistentemente superior. Esto sugiere que la efectividad de cada metodología depende de la dinámica de la fuente oscilatoria y del

Tabla 5.5: Casos de oscilaciones naturales (ND = Amortiguamiento negativo)

Caso	Hz	Fuente	Falla	Modo	B+DEF	O+DEF	O+TKEO
ND1	1.41	45	159	Local	✓	✓	✓
ND2	0.37	65	79	Inte-área	✗	✓	✗
ND3	0.46	11	30	Inter-área	✗	✗	✓
	0.70			Inter-área	✗	✗	✓
	1.63			Local	✗	✗	✓
ND4	0.46	11	6	Inter-área	✓	✓	✓
	0.70			Inter-área	✓	✓	✓
	1.63			Local	✓	✓	✓
ND5	0.46	11	30	Inter-área	✗	✓	✗
	0.70			Inter-área	✓	✓	✗
	1.63			Local	✗	✓	✗
ND6	1.41	45, 159	159	Local	✓	✓	✓
ND7	1.41	45, 159	159	Local	✓	✓	✓
ND8	1.27	45, 36	159	Local	✓	✗	✓
	1.41			Local	✓	✗	✓
ND9	0.46	11	79	Inter-área	✗	✓	✓
	0.69			Inter-área	✗	✓	✓
	1.63			Local	✗	✓	✓
Aciertos					50 %	61 %	77 %

mecanismo mediante el cual la perturbación es introducida al sistema.

5.6. Resumen de capítulo

Este Capítulo se centra en la aplicación y validación de las metodologías propuestas para la localización de fuentes de oscilaciones forzadas y naturales en sistemas eléctricos de potencia. Para garantizar una evaluación robusta, se utilizan tres sistemas de prueba con distintos niveles de complejidad, aplicados al sistema Kundur de dos áreas, al modelo reducido del sistema WECC de 179 nodos y a un caso real basado en datos reales

Tabla 5.6: Casos de oscilación forzada (inyectado en sistema de excitación). * Casos que presentan resonancia

Caso	Hz	Fuente	Modo	B+DEF	O+DEF	O+TKEO
F1*	0.86	4	Local	✓	✓	✗
F2*	0.86	79	Local	✓	✓	✓
F3*	0.37	77	Inter-área	✗	✗	✗
F4.1	0.81	79	Local	✓	✓	✓
F4.2	0.85	79	Local	✓	✓	✓
F4.3	0.89	79	Local	✓	✓	✓
F5.1	0.42	79	Inter-área	✗	✓	✓
F5.2	0.46	79	Inter-área	✗	✓	✓
F5.3	0.5	79	Inter-área	✗	✗	✓
F6.1	0.1	79	Armónicos	✗	✓	✓
F6.2*	0.2	79	Armónicos	✗	✓	✓
F6.3	0.4	79	Armónicos	✗	✓	✓
F7.1*	0.65	79, 118	Inter-área	✓	✓	✓
F7.2*	0.43	70, 118	Inter-área	✗	✗	✓
Aciertos				43 %	79 %	86 %

Tabla 5.7: Casos de oscilación forzada (Inyectado en regulador). * Casos que presentan resonancia.

Caso	Hz	Fuente	Modo	B+DEF	O+DEF	O+TKEO
FM1*	0.86	4	Local	✗	✗	✓
FM3*	0.37	77	Inter-área	✗	✗	✓
FM6.2	0.2	79	Armónicos	✓	✗	✗
FM7.1*	0.65	79	Inter-área	✓	✓	✓
	0.43	118	Inter-área	✓	✓	✓
Aciertos				60 %	40 %	80 %

de unidades de medición fasorial del sistema ISO New England.

La validación compara el desempeño de tres métodos:

Tabla 5.8: Comparación del tiempo de ejecución entre Butterworth y O-splines

Método	Tiempo promedio [s]	No. ejecuciones	Ventana	Sistema
B + DEF	0.3280	20	8 s	Kundur G4
O + DEF	0.0407	20	8 s	Kundur G4

- i) Método base: filtro Butterworth combinado con DEF.
- ii) Primer método propuesto: filtrado basado en O-splines combinado con DEF.
- iii) Segundo método propuesto: filtrado basado en O-splines combinado con el TKEO.

En el sistema Kundur, se desarrollan casos específicos induciendo oscilaciones en los 4 generadores. El proceso abarca desde la adquisición y etiquetado de las señales hasta el cálculo de variables dinámicas (P , Q , f) y su filtrado. Los resultados mostraron que el filtrado con O-splines genera señales más suaves y con menos ondulaciones residuales en comparación con el filtro Butterworth, lo que permite una identificación más clara y estable de la fuente de oscilación mediante los métodos DEF y TKEO.

Para el sistema WECC, se evalúan 27 escenarios que incluyen oscilaciones naturales y forzadas (tanto en sistemas de excitación como en reguladores de velocidad). Se destaca el análisis del caso ND7 (oscilación natural inestable), donde los métodos propuestos logran localizar correctamente las fuentes dominantes.

Finalmente, se analiza un caso real del sistema ISO-NE correspondiente a una oscilación forzada de 1 Hz. Los tres métodos convergen en la localización correcta de la fuente en la línea 151 (nodo Singer), donde se observa que el uso de O-splines mejora la legibilidad de las señales y la detección temprana, mientras que el TKEO resalta la energía instantánea con mayor sensibilidad.

La discusión de resultados concluye que los métodos propuestos superan al enfoque tradicional. Específicamente, en casos de oscilaciones forzadas inyectadas en el sistema de excitación, donde la combinación O-splines + TKEO alcanza un 86 % de aciertos y O-splines + DEF un 79 %, frente a solo un 43 % del método Butterworth + DEF. Esto

valida la efectividad del filtrado O-splines para mejorar la selectividad y la robustez en la localización de fuentes oscilatorias.

Capítulo 6

Conclusiones generales y trabajos futuros

6.1. Conclusiones Generales

Este trabajo aborda la localización de oscilaciones sostenidas, tanto forzadas como naturales, en sistemas eléctricos de potencia a partir de mediciones sincronizadas (PMU), donde se proponen dos variantes originales de la cadena de procesamiento y se comparan con una línea base ampliamente aceptada en la literatura y en la práctica. En conjunto, los resultados obtenidos permiten sintetizar las siguientes conclusiones:

1. **El flujo de energía disipada** sigue siendo un criterio robusto de localización cuando se utilizan señales filtradas correctamente procesadas. En los dos esquemas evaluados *Butterworth + DEF* y *O-splines + DEF* la correcta identificación del componente a la frecuencia de interés y su posterior filtrado es la condición que más influye en la confiabilidad del análisis de la energía disipada. Esto confirma que la etapa de filtrado es muy importante así como el propio calculo de energía.
2. **Los filtros desarrollados con O-splines** mejoran la selectividad y la estabilidad de

filtrado de señales de PMU. En comparación con el pasabanda Butterworth (orden 4-6, banda $f_0(1 \pm \varepsilon)$, $\varepsilon \approx 0.05$), lo que reduce el paso de frecuencias indeseadas y distorsión de fase en los límites de la frecuencia de interés. Esto se traduce en pendientes más limpias y estables entre ventanas de análisis.

3. **La propuesta O-splines + TKEO** aporta una detección rápida y una mayor inmunidad al ruido. El uso del operador de energía de Teager-Kaiser (TKEO) sobre la salida filtrada de potencia activa en contraste con la mayor cantidad de variables necesarias en el método DEF facilita la velocidad de procesamiento del cálculo y localización de oscilaciones sostenidas.
4. **Ganancia computacional clara a favor de O-splines.** Durante las pruebas (en el sistema Kundur de dos áreas, 4 generadores), las mediciones de tiempo muestran que el uso de O-splines reduce de forma sustantiva el costo de cómputo frente a Butterworth para una misma ventana y tasa de muestreo. Esta diferencia es consistente con la menor complejidad aritmética, y es especialmente relevante para operación en línea y análisis multicanal.
5. **Consistencia con casos de estudio de referencia y señales reales.** En todos los escenarios inducidos (incluyendo el caso real de 1 Hz) y bajo diversas condiciones operativas, O-splines + DEF y O-splines + TKEO coincidieron o superaron la línea base Butterworth + DEF en: (i) claridad del criterio (pendiente / magnitud), (ii) estabilidad frente a frecuencias cercanas al modo de interés, y (iii) reproducibilidad entre ejecuciones. La mejora es más notoria cuando el modo de interés se encuentra cercano a otros contenidos de frecuencia cercanos al modo de interés.
6. **Limitaciones observadas y alcances.** Aun con mejores filtros, la localización puede degradarse si la frecuencia de la oscilación sostenida deriva notablemente en el tiempo o si la observabilidad PMU es insuficiente en los límites eléctricos de la fuente, y la precisión de localización puede disminuir, ya que esto reduce la capacidad de

observar correctamente la propagación de la energía oscilatoria.

En suma, las dos variantes propuestas **O-splines + DEF** y **O-splines + TKEO** ofrecen un salto cualitativo respecto de la línea base, ya que extraen con mayor pureza el modo de interés, aceleran el procesamiento y mejoran la robustez de la decisión de fuente, manteniendo la interpretación física del criterio del análisis de energía. Estas propiedades las hacen especialmente atractivas para su uso operativo en tiempo real, así como para su extensión a redes de mayor escala con datos PMU reales.

Contribución principal. La principal aportación de este trabajo es demostrar, con evidencia cuantitativa y casos comparables, que mejorar la etapa de filtrado de señales mediante O-splines y reforzar la detección con TKEO eleva de manera directa la fiabilidad del método de análisis de energía para la localización de oscilaciones sostenidas, sin sacrificar la eficacia y con ventajas computacionales claras para operación en línea.

6.2. Trabajos Futuros

De forma general y con un enfoque práctico, se proponen líneas de trabajo futuro que consolidan lo aprendido y abren espacio a mejoras en la localización de fuentes de oscilación sostenida en sistemas eléctricos de potencia:

- **Combinar DEF y TKEO** con otras técnicas para robustecer las evidencias antes de decidir cual es el nodo conectado a la fuente.
- **Integrar O-splines** con métodos complementarios para investigar si esto permite aislar con mayor pureza el componente de interés.
- **Añadir procesos** que ayuden a definir empates o casos en los que los resultados muestran varias mediciones muy cercanas.
- **Implementar la identificación del tipo de oscilación** natural o forzada como un paso explícito del método, para mejorar las acciones de respuesta.

- **Explorar variantes del método de energía** que simplifiquen y aceleren la detección sin perder la eficacia en los resultados.
- **Analizar el impacto de condiciones reales de adquisición de datos**, tales como errores de medición, pérdida parcial de datos, limitaciones en el número y ubicación de PMUs, así como la posible integración con estimadores de estado.
- **Analizar otras técnicas basadas en la energía**, tales como la estadística de orden superior.

Estas líneas son complementarias, al fusionar evidencias, mejorar el proceso de filtrado, discriminar el tipo de oscilación y simplificar el cálculo de energía, se espera mejorar la tasa de aciertos y la velocidad de respuesta en escenarios reales con datos PMU masivos y condiciones cambiantes, en sintonía con la necesidad operativa de diagnóstico oportuno [37].

Apéndice A

Apéndice

Parámetros empleados en simulaciones del sistema Kundur

Datos de matrices de nodos

La información correspondiente a los parámetros eléctricos del sistema de potencia, necesarios para la construcción de la matriz de nodos y la reproducción de las simulaciones realizadas en el sistema Kundur. A continuación, se presenta la descripción de cada una de las columnas y sus descripciones:

- 1 Número de bus
- 2 Magnitud de voltaje
- 3 Ángulo de voltaje
- 4 Potencia activa
- 5 Potencia reactiva
- 6 Carga potencia activa
- 7 Carga potencia reactiva
- 8 G shunt

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1.03	18.5	7.00	1.61	0.00	0.0	0.0	0.0	1	5.0	-1.0	22.0	1.1	0.9
2	1.01	8.80	7.00	1.76	0.00	0.0	0.0	0.0	2	5.0	-1.0	22.0	1.1	0.9
3	1.00	-6.1	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	3.0	3	0.0	0.0	230.0	1.5	0.5
4	0.95	-10	0.00	0.00	9.76	1.0	0.0	0.0	3	0.0	0.0	115.0	1.05	0.95
10	1.0103	12.1	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	3	0.0	0.0	230.0	1.5	0.5
11	1.03	-6.8	7.16	1.49	0.00	0.0	0.0	0.0	2	5.0	-1.0	22.0	1.1	0.9
12	1.01	-16.9	7.00	1.39	0.00	0.0	0.0	0.0	2	5.0	-1.0	22.0	1.1	0.9
13	0.9899	-31.8	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	5.0	3	0.0	0.0	230.0	1.5	0.5
14	0.95	-35	0.00	0.00	17.65	1.0	0.0	0.0	3	0.0	0.0	115.0	1.05	0.95
20	0.9876	2.1	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	3	0.0	0.0	230.0	1.5	0.5
101	1.00	-19.3	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	3	2.0	0.0	500.0	1.5	0.5
110	0.0125	-13.4	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	3	0.0	0.0	230.0	1.5	0.5
120	0.9938	-23.6	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	3	0.0	0.0	230.0	1.5	0.5

9 B shunt

10 Tipo de bus (1 Swing, 2 Generador, 3 Carga)

11 Potencia reactiva de generador máxima,

12 Potencia reactiva de generador mínima

13 Voltaje nominal

14 Voltaje máximo

15 Voltaje mínimo.

Datos de matrices de líneas

De igual manera se presentan los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión de cada una de las columnas:

1 Bus de origen

2 Bus de llegada

3 Resistencia

4 Reactancia

5 Carga de la línea

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	10	0.00	0.0167	0.00	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	20	0.00	0.0167	0.00	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	4	0.00	0.005	0.00	1.0	0.0	1.2	0.8	0.02
3	20	0.001	0.0100	0.0175	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	101	0.011	0.110	0.1925	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	101	0.011	0.110	0.1925	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	20	0.0025	0.025	0.0437	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	110	0.00	0.0167	0.00	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	120	0.00	0.0167	0.00	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	14	0.00	0.005	0.00	1.0	0.0	1.2	0.8	0.02
13	101	0.011	0.11	0.1925	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	101	0.011	0.11	0.1925	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	120	0.001	0.01	0.0175	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
110	120	0.0025	0.025	0.0437	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0

6 Relación de toma

7 Fase de toma

8 Toma máxima

9 Toma mínima

10 Tamaño de toma.

Datos para simulación de falla y perturbación.

El archivo mex_sig se debe modificar para ajustar la perturbación, frecuencias de oscilación y tiempos de simulación.

Fila 1 : Col. 1 Tiempo inicial de simulación (s) Col. 7 Paso de tiempo inicial (s)
 Fila 2: Col. 1 Tiempo de aplicación de falla (s), Col. 2 Número de nodo en el que se aplica la falla, Col. 3 Número de nodo destino, Col. 4 Impedancia de secuencia cero (pu) en la base del sistema, Col. 5 Impedancia de secuencia negativa (pu) en la base del sistema, Col. 6 Tipo de falla, 0 Trifásica, 1 Línea a tierra, 2 Línea a línea a tierra, 3 Línea a línea, 4 Pérdida de línea sin falla, 5 Pérdida de carga en el bus, Col. 7 paso de tiempo para el

1	2	3	4	5	6	7
0	0	0	0	0	0	tao;
1	3	101	0	0	0	tao;
$1+3*\text{tao}$	0	0	0	0	0	tao;
$1+4*\text{tao}$	0	0	0	0	0	tao;
10	0	0	0	0	0	0;

periodo de falta (s)

Fila 3: Col. 1 Tiempo de despeje de la falla (s), Col. 7 paso de tiempo para la segunda parte de la falla (s)

Fila 4: Col. 1 Tiempo de despeje de la falla en el extremo lejano (s), Col. 7 Paso de tiempo para simulación de eliminación de falla (s)

Fila 5: Col. 1 Tiempo para cambiar la longitud del paso (s), Col. 7 paso de tiempo (s)

Los valores asignados para la simulación serán 10 segundos, $t_{\text{fin}} = 10$.

La constante de tiempo τ será: $\text{tao} = 1/60$.

Etiquetas sistema WECC

Lista completa de etiquetas de corriente (i-label) del sistema WECC, ordenadas alfabéticamente con respecto al nodo de origen, correspondientes a las 526 líneas medidas.

1| i.adelanto.37.tbd.adelanto37.1345.38.ip.30
2| i.adelanto.37.tbd.adelanto37.1345.56.ip.30
3| i.adelanto.37.tbd.adelanto37.1345.64.ip.30
4| i.adelanto.37.tbd.adelanto37.1345.64.ip.30
5| i.adelanyuno.38.tbd.adelanyuno38.1500.48.ip.30
6| i.adelanyuno.38.tbd.adelanyuno38.1500.37.ip.30
7| i.benlomnd.156.tbd.benlomnd156.1500.85.ip.30
8| i.benlomnd.156.tbd.benlomnd156.1500.155.ip.30
9| i.benlomnd.156.tbd.benlomnd156.1345.157.ip.30
10| i.benlomnd.156.tbd.benlomnd156.1345.167.ip.30
11| i.benlomnddos.157.tbd.benlomnddos157.1345.161.ip.30
12| i.benlomnddos.157.tbd.benlomnddos157.1345.156.ip.30
13| i.bigeddy.67.tbd.bigeddy67.1500.68.ip.30
14| i.bigeddydos.69.tbd.bigeddydos69.1500.68.ip.30
15| i.bigeddydos.69.tbd.bigeddydos69.1500.68.ip.30
16| i.bigeddydos.69.tbd.bigeddydos69.1500.72.ip.30
17| i.bigeddydos.69.tbd.bigeddydos69.1500.72.ip.30
18| i.bigeddydos.69.tbd.bigeddydos69.1500.76.ip.30
19| i.bigeddydos.69.tbd.bigeddydos69.1500.76.ip.30
20| i.bigeddyuno.68.tbd.bigeddyuno68.1500.67.ip.30
21| i.bigeddyuno.68.tbd.bigeddyuno68.1500.70.ip.30
22| i.bigeddyuno.68.tbd.bigeddyuno68.1345.71.ip.30
23| i.bigeddyuno.68.tbd.bigeddyuno68.1345.71.ip.30
24| i.bigeddyuno.68.tbd.bigeddyuno68.1500.69.ip.30
25| i.bigeddyuno.68.tbd.bigeddyuno68.1500.69.ip.30
26| i.bridgerdos.36.tbd.bridgerdos36.1500.85.ip.30
27| i.burns.81.tbd.burns81.1500.99.ip.30
28| i.burns.81.tbd.burns81.1500.180.ip.30
29| i.burnsdos.180.tbd.burnsdos180.1500.86.ip.30
30| i.burnsdos.180.tbd.burnsdos180.1500.81.ip.30
31| i.burnsuno.99.tbd.burnsuno99.1500.84.ip.30
32| i.burnsuno.99.tbd.burnsuno99.1500.81.ip.30
33| i.cadostreinta.34.tbd.cadostreinta34.1500.35.ip.30
34| i.cadostreinta.34.tbd.cadostreinta34.1500.33.ip.30
35| i.cadostreintato.33.tbd.cadostreintato33.1500.34.ip.30
36| i.cadostreintato.33.tbd.cadostreintato33.1230.32.ip.30
37| i.campwill.155.tbd.campwill155.1230.158.ip.30
38| i.campwill.155.tbd.campwill155.1345.158.ip.30
39| i.campwill.155.tbd.campwill155.1500.160.ip.30
40| i.campwill.155.tbd.campwill155.1230.160.ip.30
41| i.campwill.155.tbd.campwill155.1230.165.ip.30
42| i.campwill.155.tbd.campwill155.1230.167.ip.30
43| i.campwill.155.tbd.campwill155.1230.156.ip.30
44| i.canada.31.tbd.canada31.1230.30.ip.30
45| i.canada.31.tbd.canada31.1230.32.ip.30
46| i.canada.31.tbd.canada31.1345.80.ip.30
47| i.canadguno.30.tbd.canadguno30.1230.31.ip.30
48| i.canalb.32.tbd.canalb32.1230.33.ip.30
49| i.canalb.32.tbd.canalb32.1230.31.ip.30
50| i.castaic.39.tbd.castaic39.1500.40.ip.30
51| i.castaic.39.tbd.castaic39.1500.46.ip.30
52| i.castaic.39.tbd.castaic39.1500.48.ip.30
53| i.castaic.39.tbd.castaic39.1230.59.ip.30
54| i.castaic.39.tbd.castaic39.1287.60.ip.30
55| i.castaicuatrog.40.tbd.castaicuatrog40.1230.39.ip.30
56| i.celilo.71.tbd.celilo71.1230.68.ip.30
57| i.celilo.71.tbd.celilo71.1287.68.ip.30
58| i.celilo.71.tbd.celilo71.1230.72.ip.30
59| i.celiloca.72.tbd.celiloca72.1230.71.ip.30
60| i.celiloca.72.tbd.celiloca72.1230.69.ip.30
61| i.celiloca.72.tbd.celiloca72.1500.69.ip.30
62| i.cholla.3.tbd.cholla3.1500.8.ip.30
63| i.cholla.3.tbd.cholla3.1230.2.ip.30
64| i.cmaingm.35.tbd.cmaingm35.1230.34.ip.30
65| i.colstrp.73.tbd.colstrp73.1500.75.ip.30
66| i.coronado.2.tbd.coronado2.1230.3.ip.30
67| i.coronado.2.tbd.coronado2.1230.4.ip.30
68| i.coronados.4.tbd.coronados4.1230.2.ip.30

69	i.cortina.100.tbd.cortina100.1230.117.ip.30	103	i.eldorados.139.tbd.eldorados139.1230.27.ip.30
70	i.cortina.100.tbd.cortina100.1230.101.ip.30	104	i.emery.158.tbd.emery158.1500.159.ip.30
71	i.cotwdpge.101.tbd.cotwdpge101.1230.100.ip.30	105	i.emery.158.tbd.emery158.1500.164.ip.30
72	i.cotwdpge.101.tbd.cotwdpge101.1230.105.ip.30	106	i.emery.158.tbd.emery158.1500.165.ip.30
73	i.cotwdpge.101.tbd.cotwdpge101.1230.106.ip.30	107	i.emery.158.tbd.emery158.1500.166.ip.30
74	i.cotwdpge.101.tbd.cotwdpge101.1230.113.ip.30	108	i.emery.158.tbd.emery158.1500.166.ip.30
75	i.cotwdpge.101.tbd.cotwdpge101.1230.113.ip.30	109	i.emery.158.tbd.emery158.1500.155.ip.30
76	i.cotwdpge.101.tbd.cotwdpge101.1230.113.ip.30	110	i.emery.158.tbd.emery158.1500.155.ip.30
77	i.cotwdpge.101.tbd.cotwdpge101.1230.117.ip.30	111	i.emerydos.159.tbd.emerydos159.1500.158.ip.30
78	i.coulee.74.tbd.coulee74.1230.78.ip.30	112	i.fcngncuatro.9.tbd.fcngncuatro9.1500.8.ip.30
79	i.craig.5.tbd.craig5.1230.6.ip.30	113	i.fourcordos.29.tbd.fourcordos29.1500.14.ip.30
80	i.craig.5.tbd.craig5.1230.11.ip.30	114	i.fourcordos.29.tbd.fourcordos29.1500.28.ip.30
81	i.craig.5.tbd.craig5.1230.160.ip.30	115	i.fourcorn.7.tbd.fourcorn7.1500.8.ip.30
82	i.craig.5.tbd.craig5.1230.17.ip.30	116	i.fourcorn.7.tbd.fourcorn7.1500.8.ip.30
83	i.craigdos.6.tbd.craigdos6.1230.5.ip.30	117	i.fourcorn.7.tbd.fourcorn7.1500.28.ip.30
84	i.dallesdosuno.70.tbd.dallesdosuno70.1230.68.ip.30	118	i.fourcornos.8.tbd.fourcornos8.1500.9.ip.30
85	i.devers.136.tbd.devers136.1230.152.ip.30	119	i.fourcornos.8.tbd.fourcornos8.1500.10.ip.30
86	i.devers.136.tbd.devers136.1230.16.ip.30	120	i.fourcornos.8.tbd.fourcornos8.1500.10.ip.30
87	i.devers.136.tbd.devers136.1230.16.ip.30	121	i.fourcornos.8.tbd.fourcornos8.1500.17.ip.30
88	i.diablo.102.tbd.diablo102.1287.103.ip.30	122	i.fourcornos.8.tbd.fourcornos8.1500.163.ip.30
89	i.diablo.102.tbd.diablo102.1500.108.ip.30	123	i.fourcornos.8.tbd.fourcornos8.1500.3.ip.30
90	i.diablo.102.tbd.diablo102.1287.108.ip.30	124	i.fourcornos.8.tbd.fourcornos8.1345.7.ip.30
91	i.diablo.102.tbd.diablo102.1500.104.ip.30	125	i.fourcornos.8.tbd.fourcornos8.1500.7.ip.30
92	i.diablouno.103.tbd.diablouno103.1500.102.ip.30	126	i.fourcornos.10.tbd.fourcornos10.1500.8.ip.30
93	i.eaglock.137.tbd.eaglock137.1500.61.ip.30	127	i.fourcornos.10.tbd.fourcornos10.1500.8.ip.30
94	i.eaglock.137.tbd.eaglock137.1500.143.ip.30	128	i.fourcornos.28.tbd.fourcornos28.1500.29.ip.30
95	i.eaglock.137.tbd.eaglock137.1500.150.ip.30	129	i.fourcornos.28.tbd.fourcornos28.1500.7.ip.30
96	i.eldorado.138.tbd.eldorado138.1230.139.ip.30	130	i.garrison.75.tbd.garrison75.1500.73.ip.30
97	i.eldorados.139.tbd.eldorados139.1500.64.ip.30	131	i.garrison.75.tbd.garrison75.1500.76.ip.30
98	i.eldorados.139.tbd.eldorados139.1500.64.ip.30	132	i.garrison.75.tbd.garrison75.1500.78.ip.30
99	i.eldorados.139.tbd.eldorados139.1500.142.ip.30	133	i.gates.104.tbd.gates104.1500.102.ip.30
100	i.eldorados.139.tbd.eldorados139.1500.147.ip.30	134	i.gates.104.tbd.gates104.1500.135.ip.30
101	i.eldorados.139.tbd.eldorados139.1230.138.ip.30	135	i.gates.104.tbd.gates104.1500.107.ip.30
102	i.eldorados.139.tbd.eldorados139.1230.12.ip.30	136	i.gates.104.tbd.gates104.1500.134.ip.30

137| i.gatesuno.135.tbd.gatesuno135.1500.108.ip.30
138| i.gatesuno.135.tbd.gatesuno135.1500.104.ip.30
139| i.glendal.41.tbd.glendal41.1500.58.ip.30
140| i.glendal.41.tbd.glendal41.1500.55.ip.30
141| i.glenn.105.tbd.glenn105.1500.117.ip.30
142| i.glenn.105.tbd.glenn105.1500.101.ip.30
143| i.grizzly.82.tbd.grizzly82.1500.76.ip.30
144| i.grizzly.82.tbd.grizzly82.1200.76.ip.30
145| i.grizzly.82.tbd.grizzly82.1500.76.ip.30
146| i.grizzly.82.tbd.grizzly82.1500.87.ip.30
147| i.grizzly.82.tbd.grizzly82.1500.91.ip.30
148| i.grizzly.82.tbd.grizzly82.1500.95.ip.30
149| i.grizzlya.98.tbd.grizzlya98.1500.83.ip.30
150| i.grizzlya.98.tbd.grizzlya98.1500.97.ip.30
151| i.grizzlycinco.93.tbd.grizzlycinco93.1500.94.ip.30
152| i.grizzlycinco.93.tbd.grizzlycinco93.1500.92.ip.30
153| i.grizzlycuatro.92.tbd.grizzlycuatro92.1200.93.ip.30
154| i.grizzlycuatro.92.tbd.grizzlycuatro92.1500.91.ip.30
155| i.grizzlydos.88.tbd.grizzlydos88.1500.86.ip.30
156| i.grizzlydos.88.tbd.grizzlydos88.1200.87.ip.30
157| i.grizzlynueve.97.tbd.grizzlynueve97.1500.98.ip.30
158| i.grizzlynueve.97.tbd.grizzlynueve97.1200.96.ip.30
159| i.grizzlyocho.96.tbd.grizzlyocho96.1200.97.ip.30
160| i.grizzlyocho.96.tbd.grizzlyocho96.1500.95.ip.30
161| i.grizzlyseis.94.tbd.grizzlyseis94.1500.83.ip.30
162| i.grizzlyseis.94.tbd.grizzlyseis94.120.93.ip.30
163| i.grizzlysiete.95.tbd.grizzlysiete95.1200.96.ip.30
164| i.grizzlysiete.95.tbd.grizzlysiete95.1200.82.ip.30
165| i.grizzlytres.91.tbd.grizzlytres91.1500.92.ip.30
166| i.grizzlytres.91.tbd.grizzlytres91.1500.82.ip.30
167| i.grizzlyuno.87.tbd.grizzlyuno87.1200.88.ip.30
168| i.grizzlyuno.87.tbd.grizzlyuno87.1200.82.ip.30
169| i.hanford.78.tbd.hanford78.120.66.ip.30
170| i.hanford.78.tbd.hanford78.1200.74.ip.30
171| i.hanford.78.tbd.hanford78.1200.76.ip.30
172| i.hanford.78.tbd.hanford78.1200.76.ip.30
173| i.hanford.78.tbd.hanford78.1200.75.ip.30
174| i.hanford.78.tbd.hanford78.1500.80.ip.30
175| i.hanford.78.tbd.hanford78.1500.80.ip.30
176| i.hayden.11.tbd.hayden11.1500.5.ip.30
177| i.haynes.42.tbd.haynes42.120.43.ip.30
178| i.haynes.42.tbd.haynes42.1200.58.ip.30
179| i.haynes.42.tbd.haynes42.1500.50.ip.30
180| i.haynes.42.tbd.haynes42.1500.57.ip.30
181| i.haynes.42.tbd.haynes42.1500.50.ip.30
182| i.haynestresg.43.tbd.haynestresg43.1500.42.ip.30
183| i.intermt.44.tbd.intermt44.1500.45.ip.30
184| i.intermt.44.tbd.intermt44.1500.160.ip.30
185| i.intermt.44.tbd.intermt44.1500.160.ip.30
186| i.intermunog.45.tbd.intermunog45.1500.44.ip.30
187| i.johnday.76.tbd.johnday76.1500.77.ip.30
188| i.johnday.76.tbd.johnday76.1500.82.ip.30
189| i.johnday.76.tbd.johnday76.1500.78.ip.30
190| i.johnday.76.tbd.johnday76.1500.78.ip.30
191| i.johnday.76.tbd.johnday76.1500.69.ip.30
192| i.johnday.76.tbd.johnday76.1500.69.ip.30
193| i.johnday.76.tbd.johnday76.1500.75.ip.30
194| i.johnday.76.tbd.johnday76.1500.82.ip.30
195| i.johnday.76.tbd.johnday76.1500.82.ip.30
196| i.johndaydos.77.tbd.johndaydos77.1500.76.ip.30
197| i.litehipe.140.tbd.litehipe140.1500.141.ip.30
198| i.litehipedos.141.tbd.litehipedos141.120.143.ip.30
199| i.litehipedos.141.tbd.litehipedos141.1500.140.ip.30
200| i.logancr.106.tbd.logancr106.1500.117.ip.30
201| i.logancr.106.tbd.logancr106.120.101.ip.30
202| i.losbanos.107.tbd.losbanos107.1500.104.ip.30
203| i.losbanos.107.tbd.losbanos107.1230.108.ip.30
204| i.losbanos.107.tbd.losbanos107.1230.110.ip.30

205	i_lugo.142.tbd_lugo142.1230.64.ip.30	239	i_midpoint.84.tbd_midpoint84.1230.85.ip.30
206	i_lugo.142.tbd_lugo142.1230.145.ip.30	240	i_midpoint.84.tbd_midpoint84.1345.99.ip.30
207	i_lugo.142.tbd_lugo142.120.145.ip.30	241	i_midpointdos.85.tbd_midpointdos85.1230.36.ip.30
208	i_lugo.142.tbd_lugo142.1500.147.ip.30	242	i_midpointdos.85.tbd_midpointdos85.1345.156.ip.30
209	i_lugo.142.tbd_lugo142.1500.151.ip.30	243	i_midpointdos.85.tbd_midpointdos85.1345.84.ip.30
210	i_lugo.142.tbd_lugo142.1500.153.ip.30	244	i_midway.108.tbd_midway108.1345.174.ip.30
211	i_lugo.142.tbd_lugo142.1500.153.ip.30	245	i_midway.108.tbd_midway108.1345.176.ip.30
212	i_lugo.142.tbd_lugo142.1500.139.ip.30	246	i_midway.108.tbd_midway108.1345.178.ip.30
213	i_malin.83.tbd_malin83.120.89.ip.30	247	i_midway.108.tbd_midway108.1345.109.ip.30
214	i_malin.83.tbd_malin83.1230.168.ip.30	248	i_midway.108.tbd_midway108.1345.135.ip.30
215	i_malin.83.tbd_malin83.1500.170.ip.30	249	i_midway.108.tbd_midway108.1500.133.ip.30
216	i_malin.83.tbd_malin83.1500.172.ip.30	250	i_midway.108.tbd_midway108.1500.109.ip.30
217	i_malin.83.tbd_malin83.1500.98.ip.30	251	i_midway.108.tbd_midway108.1500.107.ip.30
218	i_malin.83.tbd_malin83.1500.94.ip.30	252	i_midway.108.tbd_midway108.1500.102.ip.30
219	i_malincinco.170.tbd_malincinco170.1230.171.ip.30	253	i_midway.108.tbd_midway108.1500.102.ip.30
220	i_malincinco.170.tbd_malincinco170.1230.83.ip.30	254	i_midwaycero.109.tbd_midwaycero109.1345.108.ip.30
221	i_malincuatro.169.tbd_malincuatro169.1500.114.ip.30	255	i_midwaycero.109.tbd_midwaycero109.1345.108.ip.30
222	i_malincuatro.169.tbd_malincuatro169.1500.168.ip.30	256	i_midwaycinco.178.tbd_midwaycinco178.1345.179.ip.30
223	i_malindos.90.tbd_malindos90.1500.86.ip.30	257	i_midwaycinco.178.tbd_midwaycinco178.120.108.ip.30
224	i_malindos.90.tbd_malindos90.1500.89.ip.30	258	i_midwaycuatro.177.tbd_midwaycuatro177.1500.153.ip.30
225	i_malinocho.173.tbd_malinocho173.1345.111.ip.30	259	i_midwaycuatro.177.tbd_midwaycuatro177.1500.176.ip.30
226	i_malinocho.173.tbd_malinocho173.1345.172.ip.30	260	i_midwaydos.175.tbd_midwaydos175.1500.153.ip.30
227	i_malinseis.171.tbd_malinseis171.1345.114.ip.30	261	i_midwaydos.175.tbd_midwaydos175.1500.174.ip.30
228	i_malinseis.171.tbd_malinseis171.1345.170.ip.30	262	i_midwayseis.179.tbd_midwayseis179.1345.153.ip.30
229	i_malinsiete.172.tbd_malinsiete172.1345.173.ip.30	263	i_midwayseis.179.tbd_midwayseis179.122.178.ip.30
230	i_malinsiete.172.tbd_malinsiete172.1345.83.ip.30	264	i_midwaytres.176.tbd_midwaytres176.1500.177.ip.30
231	i_malintres.168.tbd_malintres168.1500.169.ip.30	265	i_midwaytres.176.tbd_midwaytres176.1500.108.ip.30
232	i_malintres.168.tbd_malintres168.1500.83.ip.30	266	i_midwayuno.174.tbd_midwayuno174.1500.175.ip.30
233	i_malinuno.89.tbd_malinuno89.1500.90.ip.30	267	i_midwayuno.174.tbd_midwayuno174.1500.108.ip.30
234	i_malinuno.89.tbd_malinuno89.1500.83.ip.30	268	i_miraloma.144.tbd_miraloma144.1345.145.ip.30
235	i_mesacal.143.tbd_mesacal143.1345.146.ip.30	269	i_miralomados.145.tbd_miralomados145.1345.146.ip.30
236	i_mesacal.143.tbd_mesacal143.1345.154.ip.30	270	i_miralomados.145.tbd_miralomados145.1345.151.ip.30
237	i_mesacal.143.tbd_mesacal143.1345.141.ip.30	271	i_miralomados.145.tbd_miralomados145.122.144.ip.30
238	i_mesacal.143.tbd_mesacal143.1345.137.ip.30	272	i_miralomados.145.tbd_miralomados145.1230.142.ip.30

273| i.miralomados.145.tbd.miralomados145.1230.142.ip.30
 274| i.miralomatres.146.tbd.miralomatres146.1345.143.ip.30
 275| i.miralomatres.146.tbd.miralomatres146.120.145.ip.30
 276| i.moenkopcuatro.27.tbd.moenkopcuatro27.1500.139.ip.30
 277| i.moenkopcuatro.27.tbd.moenkopcuatro27.1500.26.ip.30
 278| i.moenkopdos.25.tbd.moenkopdos25.1500.19.ip.30
 279| i.moenkopdos.25.tbd.moenkopdos25.124.24.ip.30
 280| i.moenkopi.14.tbd.moenkopi14.1500.24.ip.30
 281| i.moenkopi.14.tbd.moenkopi14.1500.26.ip.30
 282| i.moenkopi.14.tbd.moenkopi14.1500.21.ip.30
 283| i.moenkopi.14.tbd.moenkopi14.1500.29.ip.30
 284| i.moenkoptres.26.tbd.moenkoptres26.1345.27.ip.30
 285| i.moenkoptres.26.tbd.moenkoptres26.122.14.ip.30
 286| i.moenkopuno.24.tbd.moenkopuno24.126.25.ip.30
 287| i.moenkopuno.24.tbd.moenkopuno24.1500.14.ip.30
 288| i.mohave.147.tbd.mohave147.1500.139.ip.30
 289| i.mohave.147.tbd.mohave147.1500.148.ip.30
 290| i.mohave.147.tbd.mohave147.1500.142.ip.30
 291| i.mohavunocc.148.tbd.mohavunocc148.1500.147.ip.30
 292| i.mona.160.tbd.mona160.1500.166.ip.30
 293| i.mona.160.tbd.mona160.1500.166.ip.30
 294| i.mona.160.tbd.mona160.1500.44.ip.30
 295| i.mona.160.tbd.mona160.1500.5.ip.30
 296| i.mona.160.tbd.mona160.120.155.ip.30
 297| i.mona.160.tbd.mona160.1500.155.ip.30
 298| i.mona.160.tbd.mona160.1230.44.ip.30
 299| i.montaguno.65.tbd.montaguno65.1230.66.ip.30
 300| i.montana.66.tbd.montana66.120.65.ip.30
 301| i.montana.66.tbd.montana66.122.78.ip.30
 302| i.mossland.110.tbd.mossland110.1500.107.ip.30
 303| i.naught.162.tbd.naught162.118.161.ip.30
 304| i.naughton.161.tbd.naughton161.1230.162.ip.30
 305| i.naughton.161.tbd.naughton161.1230.157.ip.30
 306| i.navajo.12.tbd.navajo12.1230.13.ip.30
 307| i.navajo.12.tbd.navajo12.1230.20.ip.30
 308| i.navajo.12.tbd.navajo12.118.22.ip.30
 309| i.navajo.12.tbd.navajo12.126.139.ip.30
 310| i.navajocero.13.tbd.navajocero13.1230.12.ip.30
 311| i.navajocuatro.23.tbd.navajocuatro23.1138.19.ip.30
 312| i.navajocuatro.23.tbd.navajocuatro23.1138.22.ip.30
 313| i.navajodos.21.tbd.navajodos21.111.5.14.ip.30
 314| i.navajodos.21.tbd.navajodos21.1230.20.ip.30
 315| i.navajotres.22.tbd.navajotres22.1230.23.ip.30
 316| i.navajotres.22.tbd.navajotres22.1500.12.ip.30
 317| i.navajouno.20.tbd.navajouno20.1230.21.ip.30
 318| i.navajouno.20.tbd.navajouno20.1230.12.ip.30
 319| i.north.80.tbd.north80.1138.78.ip.30
 320| i.north.80.tbd.north80.1138.78.ip.30
 321| i.north.80.tbd.north80.1230.79.ip.30
 322| i.north.80.tbd.north80.1230.31.ip.30
 323| i.northgtres.79.tbd.northgtres79.1230.80.ip.30
 324| i.olinda.111.tbd.olinda111.1230.120.ip.30
 325| i.olinda.111.tbd.olinda111.1230.173.ip.30
 326| i.olindacuatro.123.tbd.olindacuatro123.1230.119.ip.30
 327| i.olindacuatro.123.tbd.olindacuatro123.1230.122.ip.30
 328| i.olindados.121.tbd.olindados121.1500.122.ip.30
 329| i.olindados.121.tbd.olindados121.1230.120.ip.30
 330| i.olindatres.122.tbd.olindatres122.1230.123.ip.30
 331| i.olindatres.122.tbd.olindatres122.1230.121.ip.30
 332| i.olindauno.120.tbd.olindauno120.1230.121.ip.30
 333| i.olindauno.120.tbd.olindauno120.1230.111.ip.30
 334| i.olive.46.tbd.olive46.1230.39.ip.30
 335| i.olive.46.tbd.olive46.1230.48.ip.30
 336| i.owensg.47.tbd.owensg47.1230.48.ip.30
 337| i.palovrddos.15.tbd.palovrddos15.1230.16.ip.30
 338| i.palovrde.16.tbd.palovrde16.1230.15.ip.30
 339| i.palovrde.16.tbd.palovrde16.1230.19.ip.30
 340| i.palovrde.16.tbd.palovrde16.1230.19.ip.30

341| i.palovrde.16.tbd.palovrde16.l230.136.ip.30
 342| i.palovrde.16.tbd.palovrde16.l230.136.ip.30
 343| i.pardee.149.tbd.pardee149.l230.150.ip.30
 344| i.pardeedos.150.tbd.pardeedos150.l230.61.ip.30
 345| i.pardeedos.150.tbd.pardeedos150.l230.61.ip.30
 346| i.pardeedos.150.tbd.pardeedos150.l230.154.ip.30
 347| i.pardeedos.150.tbd.pardeedos150.l230.154.ip.30
 348| i.pardeedos.150.tbd.pardeedos150.l230.149.ip.30
 349| i.pardeedos.150.tbd.pardeedos150.l230.137.ip.30
 350| i.pinto.164.tbd.pinto164.l230.163.ip.30
 351| i.pinto.164.tbd.pinto164.l287.158.ip.30
 352| i.pintops.163.tbd.pintops163.l287.8.ip.30
 353| i.pintops.163.tbd.pintops163.l287.164.ip.30
 354| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l500.46.ip.30
 355| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l500.47.ip.30
 356| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l500.55.ip.30
 357| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l500.55.ip.30
 358| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l20.59.ip.30
 359| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l500.59.ip.30
 360| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l115.59.ip.30
 361| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l230.59.ip.30
 362| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l230.60.ip.30
 363| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l13.8.60.ip.30
 364| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l230.60.ip.30
 365| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l230.62.ip.30
 366| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l230.62.ip.30
 367| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l500.39.ip.30
 368| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l500.38.ip.30
 369| i.rinaldi.48.tbd.rinaldi48.l500.49.ip.30
 370| i.rinaldidos.49.tbd.rinaldidos49.l500.48.ip.30
 371| i.rinaldidos.49.tbd.rinaldidos49.l500.64.ip.30
 372| i.river.50.tbd.river50.l500.42.ip.30
 373| i.river.50.tbd.river50.l500.42.ip.30
 374| i.river.50.tbd.river50.l500.57.ip.30
 375| i.river.50.tbd.river50.l500.58.ip.30
 376| i.roundcuatro.127.tbd.roundcuatro127.l500.115.ip.30
 377| i.roundcuatro.127.tbd.roundcuatro127.l500.126.ip.30
 378| i.rounddos.125.tbd.rounddos125.l500.115.ip.30
 379| i.rounddos.125.tbd.rounddos125.l500.124.ip.30
 380| i.roundmt.112.tbd.roundmt112.l20.113.ip.30
 381| i.roundmtdos.113.tbd.roundmtdos113.l500.114.ip.30
 382| i.roundmtdos.113.tbd.roundmtdos113.l500.112.ip.30
 383| i.roundmtdos.113.tbd.roundmtdos113.l345.101.ip.30
 384| i.roundmtdos.113.tbd.roundmtdos113.l345.101.ip.30
 385| i.roundmtdos.113.tbd.roundmtdos113.l500.101.ip.30
 386| i.roundmttres.114.tbd.roundmttres114.l500.124.ip.30
 387| i.roundmttres.114.tbd.roundmttres114.l500.126.ip.30
 388| i.roundmttres.114.tbd.roundmttres114.l500.171.ip.30
 389| i.roundmttres.114.tbd.roundmttres114.l500.169.ip.30
 390| i.roundmttres.114.tbd.roundmttres114.l500.113.ip.30
 391| i.roundtres.126.tbd.roundtres126.l13.8.127.ip.30
 392| i.roundtres.126.tbd.roundtres126.l500.114.ip.30
 393| i.rounduno.124.tbd.rounduno124.l500.125.ip.30
 394| i.rounduno.124.tbd.rounduno124.l500.114.ip.30
 395| i.sanjuan.17.tbd.sanjuan17.l500.5.ip.30
 396| i.sanjuan.17.tbd.sanjuan17.l500.18.ip.30
 397| i.sanjuan.17.tbd.sanjuan17.l500.8.ip.30
 398| i.serrano.151.tbd.serrano151.l500.152.ip.30
 399| i.serrano.151.tbd.serrano151.l500.145.ip.30
 400| i.serrano.151.tbd.serrano151.l500.142.ip.30
 401| i.sigurd.166.tbd.sigurd166.l500.160.ip.30
 402| i.sigurd.166.tbd.sigurd166.l500.160.ip.30
 403| i.sigurd.166.tbd.sigurd166.l500.158.ip.30
 404| i.sigurd.166.tbd.sigurd166.l500.158.ip.30
 405| i.sjuangcuatro.18.tbd.sjuangcuatro18.l500.17.ip.30
 406| i.spanfrk.165.tbd.spanfrki65.l500.158.ip.30
 407| i.spanfrk.165.tbd.spanfrki65.l200.155.ip.30
 408| i.stab.51.tbd.stab51.l500.54.ip.30

409| i.stab.51.tbd.stab51.l25.52.ip.30
410| i.stab.51.tbd.stab51.l500.54.ip.30
411| i.stab.51.tbd.stab51.l500.53.ip.30
412| i.stabdos.53.tbd.stabdos53.l500.51.ip.30
413| i.stabdos.53.tbd.stabdos53.l500.63.ip.30
414| i.stabld.54.tbd.stabld54.l500.51.ip.30
415| i.stabld.54.tbd.stabld54.l500.51.ip.30
416| i.stabld.54.tbd.stabld54.l500.57.ip.30
417| i.stabld.54.tbd.stabld54.l500.57.ip.30
418| i.stabuno.52.tbd.stabuno52.l200.51.ip.30
419| i.stabuno.52.tbd.stabuno52.l200.63.ip.30
420| i.stae.55.tbd.stae55.l500.41.ip.30
421| i.stae.55.tbd.stae55.l200.58.ip.30
422| i.stae.55.tbd.stae55.l200.58.ip.30
423| i.stae.55.tbd.stae55.l200.62.ip.30
424| i.stae.55.tbd.stae55.l200.56.ip.30
425| i.stae.55.tbd.stae55.l500.56.ip.30
426| i.stae.55.tbd.stae55.l500.48.ip.30
427| i.stae.55.tbd.stae55.l500.48.ip.30
428| i.staedos.56.tbd.staedos56.l500.55.ip.30
429| i.staedos.56.tbd.staedos56.l500.55.ip.30
430| i.staedos.56.tbd.staedos56.l500.37.ip.30
431| i.staf.57.tbd.staf57.l500.42.ip.30
432| i.staf.57.tbd.staf57.l200.54.ip.30
433| i.staf.57.tbd.staf57.l200.54.ip.30
434| i.staf.57.tbd.staf57.l200.58.ip.30
435| i.staf.57.tbd.staf57.l200.50.ip.30
436| i.stag.58.tbd.stag58.l200.55.ip.30
437| i.stag.58.tbd.stag58.l500.41.ip.30
438| i.stag.58.tbd.stag58.l500.57.ip.30
439| i.stag.58.tbd.stag58.l500.55.ip.30
440| i.stag.58.tbd.stag58.l500.50.ip.30
441| i.stag.58.tbd.stag58.l500.42.ip.30
442| i.staj.59.tbd.staj59.l500.39.ip.30
443| i.staj.59.tbd.staj59.l500.48.ip.30
444| i.staj.59.tbd.staj59.l500.48.ip.30
445| i.staj.59.tbd.staj59.l500.48.ip.30
446| i.staj.59.tbd.staj59.l500.48.ip.30
447| i.summerl.86.tbd.summerl86.l500.90.ip.30
448| i.summerl.86.tbd.summerl86.l500.180.ip.30
449| i.summerl.86.tbd.summerl86.l500.88.ip.30
450| i.sylmarla.60.tbd.sylmarla60.l500.61.ip.30
451| i.sylmarla.60.tbd.sylmarla60.l500.39.ip.30
452| i.sylmarla.60.tbd.sylmarla60.l500.48.ip.30
453| i.sylmarla.60.tbd.sylmarla60.l500.48.ip.30
454| i.sylmarla.60.tbd.sylmarla60.l500.48.ip.30
455| i.sylmars.61.tbd.sylmars61.l500.150.ip.30
456| i.sylmars.61.tbd.sylmars61.l500.60.ip.30
457| i.sylmars.61.tbd.sylmars61.l500.150.ip.30
458| i.sylmars.61.tbd.sylmars61.l500.137.ip.30
459| i.tablecuatro.131.tbd.tablecuatro131.l500.119.ip.30
460| i.tablecuatro.131.tbd.tablecuatro131.l230.130.ip.30
461| i.tabledos.129.tbd.tabledos129.l500.119.ip.30
462| i.tabledos.129.tbd.tabledos129.l500.128.ip.30
463| i.tablemt.115.tbd.tablemt115.l230.128.ip.30
464| i.tablemt.115.tbd.tablemt115.l230.130.ip.30
465| i.tablemt.115.tbd.tablemt115.l230.127.ip.30
466| i.tablemt.115.tbd.tablemt115.l500.125.ip.30
467| i.tabletres.130.tbd.tabletres130.l500.131.ip.30
468| i.tabletres.130.tbd.tabletres130.l230.115.ip.30
469| i.tableuno.128.tbd.tableuno128.l500.129.ip.30
470| i.tableuno.128.tbd.tableuno128.l500.115.ip.30
471| i.terminal.167.tbd.terminal167.l500.156.ip.30
472| i.terminal.167.tbd.terminal167.l500.155.ip.30
473| i.tevatr.116.tbd.tevatr116.l230.117.ip.30
474| i.tevatrcinco.133.tbd.tevatrcinco133.l230.108.ip.30
475| i.tevatrcinco.133.tbd.tevatrcinco133.l230.132.ip.30
476| i.tevatrcuatro.132.tbd.tevatrcuatro132.l230.133.ip.30

477| i.tevatrcuatro.132.tbd.tevatrcuatro132.1230.119.ip.30 502| i.victorvldos.64.tbd.victorvldos64.1345.49.ip.30
 478| i.tevatrdos.118.tbd.tevatrdos118.1230.119.ip.30 503| i.victorvldos.64.tbd.victorvldos64.1345.63.ip.30
 479| i.tevatrrseis.134.tbd.tevatrrseis134.1345.104.ip.30 504| i.victorvldos.64.tbd.victorvldos64.1345.139.ip.30
 480| i.tevatrrseis.134.tbd.tevatrrseis134.1230.119.ip.30 505| i.victorvldos.64.tbd.victorvldos64.1345.139.ip.30
 481| i.tevatrrtres.119.tbd.tevatrrtres119.122.132.ip.30 506| i.victorvldos.64.tbd.victorvldos64.1345.142.ip.30
 482| i.tevatrrtres.119.tbd.tevatrrtres119.1230.134.ip.30 507| i.victorvldos.64.tbd.victorvldos64.1345.37.ip.30
 483| i.tevatrrtres.119.tbd.tevatrrtres119.1500.131.ip.30 508| i.victorvldos.64.tbd.victorvldos64.1345.37.ip.30
 484| i.tevatrrtres.119.tbd.tevatrrtres119.1500.129.ip.30 509| i.vincent.153.tbd.vincent153.1345.154.ip.30
 485| i.tevatrrtres.119.tbd.tevatrrtres119.1500.123.ip.30 510| i.vincent.153.tbd.vincent153.1345.154.ip.30
 486| i.tevatrrtres.119.tbd.tevatrrtres119.1500.118.ip.30 511| i.vincent.153.tbd.vincent153.1345.154.ip.30
 487| i.tevatrrtres.119.tbd.tevatrrtres119.1500.117.ip.30 512| i.vincent.153.tbd.vincent153.1345.179.ip.30
 488| i.tevatruno.117.tbd.tevatruno117.1500.119.ip.30 513| i.vincent.153.tbd.vincent153.1500.177.ip.30
 489| i.tevatruno.117.tbd.tevatruno117.1230.116.ip.30 514| i.vincent.153.tbd.vincent153.1500.175.ip.30
 490| i.tevatruno.117.tbd.tevatruno117.1500.106.ip.30 515| i.vincent.153.tbd.vincent153.1500.142.ip.30
 491| i.tevatruno.117.tbd.tevatruno117.1500.105.ip.30 516| i.vincent.153.tbd.vincent153.1500.142.ip.30
 492| i.tevatruno.117.tbd.tevatruno117.1500.101.ip.30 517| i.vincentdos.154.tbd.vincentdos154.1345.143.ip.30
 493| i.tevatruno.117.tbd.tevatruno117.1500.100.ip.30 518| i.vincentdos.154.tbd.vincentdos154.1500.153.ip.30
 494| i.valley.62.tbd.valley62.1345.55.ip.30 519| i.vincentdos.154.tbd.vincentdos154.1500.153.ip.30
 495| i.valley.62.tbd.valley62.1345.48.ip.30 520| i.vincentdos.154.tbd.vincentdos154.1500.153.ip.30
 496| i.valley.62.tbd.valley62.120.48.ip.30 521| i.vincentdos.154.tbd.vincentdos154.1500.150.ip.30
 497| i.valleydos.152.tbd.valleydos152.1345.151.ip.30 522| i.vincentdos.154.tbd.vincentdos154.1500.150.ip.30
 498| i.valleydos.152.tbd.valleydos152.1345.136.ip.30 523| i.westwing.19.tbd.westwing19.1500.16.ip.30
 499| i.victorvl.63.tbd.victorvl63.1345.52.ip.30 524| i.westwing.19.tbd.westwing19.1500.23.ip.30
 500| i.victorvl.63.tbd.victorvl63.1230.64.ip.30 525| i.westwing.19.tbd.westwing19.1500.16.ip.30
 501| i.victorvl.63.tbd.victorvl63.120.53.ip.30 526| i.westwing.19.tbd.westwing19.1500.25.ip.30

Referencias

- [1] H. Ye, Y. Liu, P. Zhang, and Z. Du, “Analysis and detection of forced oscillation in power system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 2, pp. 1149–1160, 2017.
- [2] B. Wang and K. Sun, “Location methods of oscillation sources in power systems: a survey,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 5, pp. 151–159, 2017.
- [3] J. Follum and J. W. Pierre, “Detection of periodic forced oscillations in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2423–2433, 2016.
- [4] J. A. de la O Serna, “Analyzing power oscillating signals with the o-splines of the discrete taylor–fourier transform,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 7087–7095, 2018.
- [5] J. Kaiser, “On a simple algorithm to calculate the ‘energy’ of a signal,” in *International Conference on Acoustics, Speech, and Signal Processing*, pp. 381–384 vol.1, 1990.
- [6] S. Maslennikov, B. Wang, and E. Litvinov, “Dissipating energy flow method for locating the source of sustained oscillations,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 88, pp. 55–62, 2017.
- [7] K. Kirihaara, J. Yamazaki, P. Chongfuangprinya, S. Konstantinopoulos, C. Lackner, J. H. Chow, S. Maslennikov, and Y. Liu, “Speeding up the dissipating energy flow

- based oscillation source detection,” in *2019 International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics (SGSMA)*, pp. 1–8, 2019.
- [8] Y. Chen, Z. Fan, D. Gregory, X. Zhou, and R. Rabbani, “A survey of oscillation localization techniques in power systems,” *IEEE Access*, vol. 13, pp. 28836–28860, 2025.
- [9] R. Delabays, A. Y. Lokhov, M. Tyloo, and M. Vuffray, “Locating the source of forced oscillations in transmission power grids,” *PRX Energy*, vol. 2, June 2023.
- [10] G. Rogers, R. T. Elliott, D. J. Trudnowski, F. Wilches-Bernal, D. Osipov, and J. H. Chow, *Power System Oscillations: An Introduction To Oscillation Analysis and Control*. Springer Nature, 2025.
- [11] L. Chen, Y. Min, and W. Hu, “An energy-based method for location of power system oscillation source,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 828–836, 2013.
- [12] Y. Gao, D.-c. Liu, G.-b. Huang, and Q.-y. Shi, “Locating method of disturbance source of forced power oscillation based on prony anyasis,” in *2012 China International Conference on Electricity Distribution*, pp. 1–4, 2012.
- [13] X. Xi, C. Xing, S. Li, A. Yaermaimaiti, R. Qin, and P. He, “Identification of the oscillation source in multiple grid-connected converters systems,” in *2021 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, pp. 182–187, 2021.
- [14] Q. Lu, Z. Zheng, Y. Liu, P. Xie, Y. Yang, and Y. Zhu, “Locating sources of subsynchronous oscillations in wind farms based on instantaneous energy supply on port and bicoherence,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 2625, p. 012027, 10 2023.
- [15] Y. Wang, X. Jiang, X. Xie, X. Yang, and X. Xiao, “Identifying sources of subsynchro-

- nous resonance using wide-area phasor measurements,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 5, pp. 3242–3254, 2021.
- [16] F. Chen, B. Gao, B. Xu, Y. Xie, J. Ding, and L. Guo, “Method of locating the disturbance source of forced power oscillation based on equivalent electrical distance,” *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, vol. 392, p. 062093, jul 2018.
- [17] M. A. Aftab, S. S. Hussain, I. Ali, and T. S. Ustun, “Dynamic protection of power systems with high penetration of renewables: A review of the traveling wave based fault location techniques,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 114, p. 105410, 2020.
- [18] L. Dosiek, N. Zhou, J. W. Pierre, Z. Huang, and D. J. Trudnowski, “Mode shape estimation algorithms under ambient conditions: A comparative review,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 779–787, 2013.
- [19] L. Zhu, W. Yu, Z. Jiang, C. Zhang, Y. Zhao, J. Dong, W. Wang, Y. Liu, E. Farantatos, D. Ramasubramanian, A. Arana, and R. Quint, “A comprehensive method to mitigate forced oscillations in large interconnected power grids,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 22503–22515, 2021.
- [20] C. Jing, J. McCalley, and M. Kommareddy, “An energy approach to analysis of interarea oscillations in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 734–740, 1996.
- [21] Y. Zhi and V. Venkatasubramanian, “Analysis of energy flow method for oscillation source location,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 2, pp. 1338–1349, 2021.
- [22] T. Huang, N. M. Freris, P. R. Kumar, and L. Xie, “Localization of forced oscillations

- in the power grid under resonance conditions,” in *2018 52nd Annual Conference on Information Sciences and Systems (CISS)*, pp. 1–5, 2018.
- [23] T. Huang, N. M. Freris, P. R. Kumar, and L. Xie, “A synchrophasor data-driven method for forced oscillation localization under resonance conditions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 5, pp. 3927–3939, 2020.
- [24] K. Abhinav, P. Rai, A. Prakash, and S. Parida, “A data-driven online approach for detection and localization of forced oscillation in wind turbine integrated power system,” *Electric Power Systems Research*, vol. 233, p. 110512, 2024.
- [25] S. H. Jakobsen, X. Bombois, and S. D’Arco, “Data-based model validation for locating the source of forced oscillations due to power plant governors,” in *2022 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, pp. 1–6, 2022.
- [26] S. Chevalier, P. Vorobev, and K. Turitsyn, “A bayesian approach to forced oscillation source location given uncertain generator parameters,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 2, pp. 1641–1649, 2019.
- [27] T. Jiang, B. Liu, G. Liu, B. Wang, X. Li, and J. Zhang, “Forced oscillation source location of bulk power systems using synchrosqueezing wavelet transform,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 5, pp. 6689–6701, 2024.
- [28] R. Satheesh and S. Rajan, “Estimation of mode shape in power systems under ambient conditions using advanced signal processing approach,” *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, vol. 30, p. 1460 – 1474, 03 2022.
- [29] J. Zuo, Y. Shen, D. Chen, H. Guo, Z. Hu, and K. Zhang, “Lowfrequency oscillation mode source identification with wide-area measurement system,” in *2019 IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, pp. 1525–1539, 2019.

-
- [30] K. Mei, S. M. Rovnyak, and C.-M. Ong, "Clustering-based dynamic event location using wide-area phasor measurements," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 673–679, 2008.
- [31] S. Talukder, S. Liu, H. Wang, and G. Zheng, "Low-frequency forced oscillation source location for bulk power systems: A deep learning approach," in *2021 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics (SMC)*, pp. 3499–3504, 2021.
- [32] S. Maslennikov and B. Wang, "Creation of simulated test cases for the oscillation source location contest," in *2022 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–1, 2022.
- [33] G. Zheng, H. Wang, S. Liu, and M. M. Farrokhifard, "2021 ieee-naspi oscillation source location contest: Team woodpecker," in *2022 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2022.
- [34] J. D. Follum, T. Yin, and N. J. Betzsold, "Regional oscillation source localization: Implementation in the esams tool," tech. rep., Pacific Northwest National Lab. (PNNL), Richland, WA (United States), 01 2020.
- [35] S. Maslennikov and E. Litvinov, "Iso new england experience in locating the source of oscillations online," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 1, pp. 495–503, 2021.
- [36] S. Feng, B. Zheng, P. Jiang, and J. Lei, "A two-level forced oscillations source location method based on phasor and energy analysis," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 44318–44327, 2018.
- [37] J. D. Follum, "Statistical evaluation of new estimators used in forced oscillation source localization," Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Richland, WA (United States), 01 2020.

- [38] P. G. Estevez, P. Marchi, C. Galarza, and M. Elizondo, “Complex dissipating energy flow method for forced oscillation source location,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 5, pp. 4141–4144, 2022.
- [39] Y. Ma, Q. Huang, H. B. Gooi, Z. Zhang, X. Yang, and Y. Wang, “Subsynchronous oscillation analysis using multisynchrosqueezing transform and dissipating energy flow method,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 58, no. 3, pp. 3134–3141, 2022.
- [40] J. A. d. l. O. Serna, “Dynamic harmonic analysis with fir filters designed with o-splines,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, vol. 67, no. 12, pp. 5092–5100, 2020.
- [41] D. Rodales, A. Zamora-Mendez, J. A. de la O Serna, J. M. Ramirez, M. R. A. Paterina, L. Lugnani, G. E. Mejia-Ruiz, A. Sanchez-Ocampo, and D. Dotta, “Model-free inertia estimation in bulk power grids through o-splines,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 153, p. 109323, 2023.
- [42] P. Maragos, J. Kaiser, and T. Quatieri, “Energy separation in signal modulations with application to speech analysis,” *IEEE Transactions on Signal Processing*, vol. 41, no. 10, pp. 3024–3051, 1993.
- [43] P. Maragos, A. Potamianos, and B. Santhanam, “Instantaneous energy operators: Applications to speech processing and communications,” 11 1997.
- [44] D. De Vleeschauwer, F. Cheikh, R. Hamila, and M. Gabbouj, “Watershed segmentation of an image enhanced by teager energy driven diffusion,” in *1997 Sixth International Conference on Image Processing and Its Applications*, vol. 1, pp. 254–258 vol.1, 1997.
- [45] I. Kamwa, A. K. Pradhan, and G. Joós, “Robust detection and analysis of power

- system oscillations using the teager-kaiser energy operator,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 323–333, 2011.
- [46] B. Chen, Z. Huang, Z. Du, J. Li, Y. Chen, and H. Zhen, “Forced oscillation location in power systems using improved teager energy operator,” in *2024 6th International Conference on Energy Systems and Electrical Power (ICESEP)*, pp. 521–526, 2024.
- [47] G. Rogers, “Power system oscillations,” 1999.
- [48] F. Salinas, C. Rahmann, and L. Vargas, “Análisis de oscilaciones interárea ante distintas alternativas de interconexión SIC-SING,” *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 24, pp. 366 – 376, 07 2016.
- [49] IEEE Power and Energy Society, “Forced oscillations in power systems (pes-tr110),” tech. rep., 2021.
- [50] Y. Xu, Z. Gu, and K. Sun, “Location and mechanism analysis of oscillation source in power plant,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 97452–97461, 2020.
- [51] D. Trudnowski and J. Pierre, *Signal Processing Methods for Estimating Small-Signal Dynamic Properties from Measured Responses*, pp. 1–36. Boston, MA: Springer US, 2009.
- [52] X. Wang and K. Turitsyn, “Data-driven diagnostics of mechanism and source of sustained oscillations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 4036–4046, 2016.
- [53] Electric Power Research Institute, “Power system dynamics tutorial,” Tech. Rep. 1016042, EPRI, 2009. Available from EPRI, Palo Alto, CA.
- [54] P. Kundur, N. Balu, and M. Lauby, *Power System Stability and Control*. EPRI power system engineering series, McGraw-Hill, 1994.

- [55] M.-S. Ko, W. Shin, K. Sun, and K. Hur, “Locating the source of oscillation with two-tier dynamic mode decomposition integrating early-stage energy,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 4, pp. 5535–5547, 2024.
- [56] P. Marchi, P. Gill Estevez, and C. Galarza, “Dse-assisted def strategy for locating forced oscillations in synchronous generators,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 146, p. 108744, 2023.
- [57] K. Chatterjee, S. Samanta, and N. R. Chaudhuri, “Extending the dissipating energy flow method to flexible ac transmission systems,” 2021.
- [58] Y.-H. Moon, E. H. Lee, and T.-H. Roh, “Development of an energy function reflecting the transfer conductances for direct stability analysis in power systems,” 1997.
- [59] H. Moller, “The dissipating energy flow method for analysing generator contribution to power system damping: Evaluation and interpretation.”
- [60] S. Butterworth, “On the Theory of Filter Amplifiers,” *Experimental Wireless & the Wireless Engineer*, vol. 7, pp. 536–541, Oct. 1930.
- [61] Z. Li, “Chebyshev filter and butterworth filters: Comparison and applications in different cases,” *Applied and Computational Engineering*, vol. 38, pp. 102–111, 02 2024.
- [62] H. Zumbahlen, *Basic Linear Design*. Analog Devices, Incorporated, 2005.
- [63] J. de la O Serna, “Dynamic phasor estimates for power system oscillations and transient detection,” in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 7 pp.–, 2006.
- [64] A. Z. Méndez, *Multi-Dimensional Ringdown Analysis using Novel Digital Filters and Phasor Measurement Unit Data*. PhD thesis, Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del I.P.N., April 2016.

-
- [65] P. G. M. Ángel, *Una extensión a la transformada de Fourier, transformada Taylor-Fourier*. PhD thesis, Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL), Agosto 2011.
- [66] E. Kvedalen, “Signal processing using the teager energy operator and other nonlinear operators.”
- [67] R. Dominguez-Navarrete, A. Zamora, J. Ortiz-Bejar, and M. R. A. Paternina, “Oscillation source location assisted by the o-splines filter,” in *2025 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, (Ixtapa, Mexico), IEEE, 2025.
- [68] J. H. Chow and K. W. Cheung, *Power System Toolbox*. Graham Rogers, RR5 Colborne, Ontario K0K 1S0, Canada.
- [69] ISO New England Inc., *ISO New England Operating Procedure No. 18: Metering and Telemetry Criteria – Appendix A – ISO New England ICCP CNP Telemetered Data Definitions*, Sept. 2008. Revision No. 5. Operating Procedures. Effective Date: September 05, 2008.
- [70] J. Grainger and W. Stevenson, *Power System Analysis*. McGraw-Hill series in electrical and computer engineering: Power and energy, McGraw-Hill, 1994.
- [71] “Ieee standard for synchrophasor measurements for power systems,” *IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1–61, 2011.
- [72] S. Maslennikov, B. Wang, Q. Zhang, a. Ma, a. Luo, a. Sun, and E. Litvinov, “A test cases library for methods locating the sources of sustained oscillations,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2016.

Reporte de similitud



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

- 5%  Fuentes de Internet
- 4%  Publicaciones
- 0%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión



Caracteres reemplazados

69 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.



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

- 5%  Fuentes de Internet
- 4%  Publicaciones
- 0%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión



Caracteres reemplazados

69 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.

Declaración de originalidad

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	Localización de fuentes de oscilaciones sostenidas en sistemas de potencia mediante O-splines y el operador de energía Teager-Kaiser	
	Nombre	Correo electrónico
Autor/es	Reynaldo Dominguez Navarrete	0001579c@umich.mx
Director	Dr. Alejandro Zamora Méndez	alejandro.zamora@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	sí	Recomendaciones de redacción en frases.

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	sí	Traducción de fragmentos de artículos o capítulos de literaturas extranjeros al español.
Traducción a otra lengua	no	
Revisión y corrección de estilo	sí	Revisión ortográfica y recomendaciones de estilo en formato.
Análisis de datos	no	
Búsqueda y organización de información	no	
Formateo de las referencias bibliográficas	no	
Generación de contenido multimedia	no	
Otro	sí	Auxiliar para introducir formulas y simbologías en formato Overleaf.

Datos del solicitante	
Nombre y firma	Reynaldo Dominguez Navarrete
Lugar y fecha	Morelia, Michoacán a 15 de junio del 2026