UNIVERSIDAD LAICA ELOY ALFARO DE MANABÍ

Facultad de Ingeniería, Industria y Arquitectura

PROYECTO INVESTIGATIVO

"Análisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia mediante simulación sincrofasorial con herramientas computacionales avanzadas"

Autores:

Steven Eulin Alava Alarcón

Gregory Stedy Chesme Moreira

Tutor de Titulación:

Ing. Iván Patricio Pazmiño Ordóñez, MSc, MBA.

Manta - Manabí - Ecuador

2026

CERTIFICACIÓN

En calidad de docente tutor(a) de la Facultad de Ingeniería, Industria y Arquitectura de la Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabí, CERTIFICO:

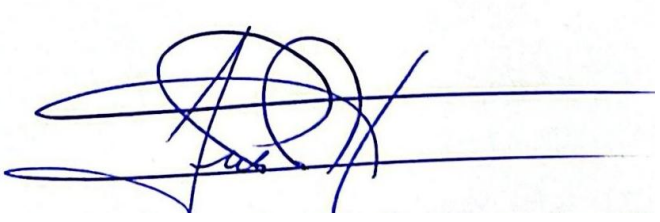
Haber dirigido, revisado y aprobado preliminarmente el Proyecto de Investigación bajo la autoría de los estudiantes Alava Alarcón Steven Eulin y Chesme Moreira Gregory Stedy, legalmente matriculado/a en la carrera de Electricidad, período académico 2026, cumpliendo el total de 384 horas, cuyo tema del proyecto es “Análisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia mediante simulación sincrofasorial con herramientas computacionales avanzadas”.

La presente investigación ha sido desarrollada en apego al cumplimiento de los requisitos académicos exigidos por el Reglamento de Régimen Académico y en concordancia con los lineamientos internos de la opción de titulación en mención, reuniendo y cumpliendo con los méritos académicos, científicos y formales, y la originalidad del mismo, requisitos suficientes para ser sometida a la evaluación del tribunal de titulación que designe la autoridad competente.

Particular que certifico para los fines consiguientes, salvo disposición de Ley en contrario.

Manta, 24 de julio de 2026.

Lo certifico,



Ing. Iván Patricio Pazmiño Ordóñez, MSc, MBA.
Docente Tutor(a)

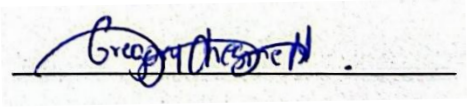
Área: Ingeniería, Industria y Arquitectura

Autoría del Proyecto Técnico

Quienes suscriben Alava Alarcón Steven Eulin con cédula de identidad N° 1351243652 y Chesme Moreira Gregory Stedy con cédula de identidad N° 1351131642, egresados de la facultad de Ingeniería, Industria y Arquitectura en la carrera de Electricidad. Declaramos que nuestro proyecto de titulación "Análisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia mediante simulación sincrofasorial con herramientas computacionales avanzadas" la autoría del contenido, los hallazgos y las conclusiones alcanzadas son responsabilidad exclusiva de los autores. Se han utilizado las referencias bibliográficas imprescindibles para llevar a cabo el proyecto, garantizando el respecto por los derechos de autor de cada uno de los autores mencionados en la presente investigación. El patrimonio intelectual de este proyecto de titulación corresponderá a la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.

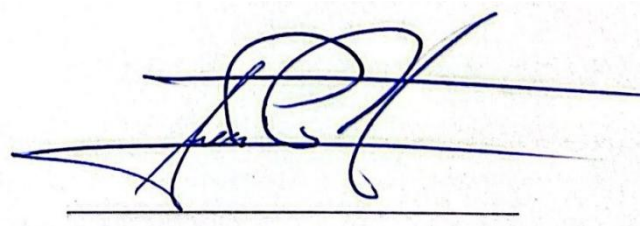
Alava Alarcón Steven Eulin

Autor



Chesme Moreira Gregory Stedy

Autor



Ing. Iván Patricio Pazmiño Ordóñez, MSc, MBA.

Asesor Académico

Dedicatoria

Esta dedicatoria va dirigida a:

A Dios, por haberme brindado fortaleza, sabiduría y perseverancia para afrontar cada reto presentado a lo largo de mi formación académica, permitiéndome culminar con éxito esta importante etapa de mi vida.

A mi familia, especialmente a mis padres Lorena Alarcón Bravo y Leodan Alava Casquete, a mi hermana María Lorena Alava Alarcón, por su amor incondicional, su esfuerzo y los sacrificios realizados para brindarme las oportunidades necesarias para alcanzar este logro.

Gracias por su apoyo económico, emocional y moral en los momentos más difíciles, por creer siempre en mí y motivarme a seguir adelante cuando las circunstancias parecían adversas. Este logro también les pertenece, porque sin ustedes no habría sido posible llegar hasta aquí.

Finalmente, dedico este trabajo a todas las personas que, de una u otra forma, formaron parte de este camino. Cada consejo, palabra de ánimo y muestra de apoyo contribuyó a que hoy este sueño se convierta en una realidad. Después de años de esfuerzo, dedicación y sacrificio, puedo decir con gratitud que esta meta ha sido alcanzada.

Alava Alarcón Steven Eulin

Dedicatoria

El desarrollo y culminación de esta etapa no son solo el resultado de mi esfuerzo académico, sino el reflejo del amor y sacrificio de quienes me han rodeado. Por ello, quiero dedicar estas páginas a las personas que hicieron posible que yo llegara hasta aquí.

A mi papá, Gregorio Chesme Leones, por ser mi mayor respaldo. Gracias por tu esfuerzo incansable para apoyarme económicamente, asegurando que nunca me faltara nada para mis gastos diarios, mis pasajes y gastos académicos. Y, muy especialmente, gracias por esperarme y recogerme aquellas noches en las que las jornadas se extendían hasta tarde.

A mi mamá, Laurida Moreira Burgos, por su inmenso amor y cuidado protector. Gracias por tu preocupación constante, por asegurarte siempre de que haya comida sobre la mesa y por velar por cada una de mis necesidades. Tu capacidad para escucharme y darme soluciones fue el refugio que necesité en los momentos de mayor estrés.

A mis abuelos, Alda Rosa Burgos y Navarino Moreira, por su inagotable cariño y por haberme brindado su apoyo incondicional en todo lo que llegué a necesitar. Gracias por ser un pilar de amor en mi vida.

A mi hermana, Rosa Yaily Chesme Moreira, por tu disposición absoluta. Gracias por estar siempre dispuesta a ayudarme en lo que fuera, tendiéndome la mano de forma incondicional para hacer este camino más ligero.

Finalmente, a mis amigos, tienen un valor incalculable para mí. Gracias por el inmenso cariño que nos tenemos, por demostrar siempre una enorme calidad humana y por haber estado a mi lado, de forma incondicional, demostrándome la gran clase de personas que son. Este logro también lleva un poco de ustedes.

Chesme Moreira Gregory Stedy

Agradecimiento

En primer lugar, expresamos nuestro más profundo agradecimiento a Dios, por concedernos la vida, la salud, la fortaleza y la sabiduría necesarias para culminar con éxito este trabajo de investigación. Su guía y bendición fueron fundamentales para superar cada desafío presentado durante nuestra formación académica.

Agradecemos sinceramente al Ing. Iván Patricio Pazmiño Ordoñez, MSc, MBA, por su valiosa orientación, dedicación y compromiso como tutor de este proyecto. Sus conocimientos, experiencia y constante apoyo fueron esenciales para el desarrollo y la culminación de esta investigación.

A nuestras familias, les expresamos un profundo agradecimiento por su amor, confianza y apoyo incondicional. Gracias por motivarnos a seguir adelante, comprender nuestros sacrificios y acompañarnos en cada etapa de este camino. Este logro también les pertenece, pues su respaldo hizo posible alcanzar esta meta.

Finalmente, agradecemos a todas las personas que, de una u otra forma, contribuyeron al cumplimiento de este objetivo y dejaron una huella significativa en nuestra formación profesional.

Alava Alarcón Steven Eulin y Chesme Moreira Gregory Stedy

Índice

1. Introducción 14
   1.1. Planteamiento del problema 17
   1.2. Formulación del problema 19
   1.3. Delimitación del problema 19
2. Objetivos 20
   2.1. Objetivo general 20
   2.2. Objetivo específico 20
3. Marco Teórico 21
   3.1. Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia 21
      3.1.1. Estabilidad de Ángulo 21
      3.1.2. Estabilidad de Frecuencia 22
      3.1.3. Estabilidad de Tensión 22
   3.2. Estabilidad Transitoria 23
      3.2.1. Dinámica del Generador Sincrónico 24
      3.2.2. Curva Potencia–Ángulo del Generador 24
      3.2.3. Ecuación de Oscilación del Generador Síncrono (Swing Equation) 26
      3.2.4. Comportamiento Ante una Perturbación 27
      3.2.5. Criterio de Conservación del Sincronismo 27
      3.2.6. Método de Igual Área 28
      3.2.7. Centro de Inercia (COI) como marco de referencia dinámico 30
      3.2.8. Tiempo Crítico de Despeje (Critical Clearing Time - CCT) 31
   3.3. Teoría de Grafos Aplicada a Sistemas Eléctricos de Potencia 32
      3.3.1. Representación de redes eléctricas mediante grafos no dirigidos 33
      3.3.2. Matriz de adyacencia y matriz de conectividad 33
      3.3.3. Grado nodal y centralidad de un nodo 34
   3.4. Observabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia 35
      3.4.1. Concepto de observabilidad topológica 35
      3.4.2. Observabilidad directa e indirecta 36
      3.4.3. Barras de Inyección Nula (ZIB) y su fundamento en las leyes de Kirchhoff 37

3.4.4. Índices de observabilidad: BOI (Bus Observability Index) y SORI (System Observability Redundancy Index) 38
3.5. Ubicación Óptima de Unidades de Medición Fasorial (Optimal PMU Placement, OPP) 39
3.5.1. Definición del problema de ubicación óptima de PMU 39
3.5.2. Enfoques de solución reportados en la literatura 40
3.5.3. Criterio de contingencia N-1 y redundancia en la medición 41
3.6. Programación Lineal Entera y Optimización Combinatoria 42
3.6.1. Programación lineal entera binaria (ILP) 42
3.6.2. Función objetivo y restricciones lineales 42
3.6.3. Algoritmo Branch and Bound 43
3.6.4. Solvers de optimización (PuLP / CBC) 45
3.7. Monitoreo y Supervisión de Sistemas Eléctricos de Potencia 46
3.7.1. Importancia del monitoreo en sistemas eléctricos de potencia 46
3.7.2. Limitaciones de los sistemas de medición tradicionales (SCADA) 48
3.8. Análisis Sincrofasorial en Sistemas Eléctricos de Potencia 50
3.8.1. Evolución del análisis de sistemas eléctricos de potencia 50
3.8.2. Origen y desarrollo del concepto de sincrofasores 51
3.9. Sincrofasores 52
3.9.1. Definición de sincrofasor 52
3.9.2. Representación fasorial sincronizada 53
3.9.3. Importancia del sincrofasor en estudios dinámicos 55
3.10. Unidades de Medición Sincrofasorial (PMU – Phasor Measurement Unit) 56
3.10.1. Definición y concepto de PMU 56
3.10.2. Principio de funcionamiento de una PMU 57
3.10.3. Variables medidas por una PMU 58
3.10.4. Tipos de PMU 59
3.10.5. Sincronización temporal en sistemas sincrofasoriales 60
3.11. Sistemas de Medición de Área Amplia (WAMS) 61
3.11.1. Definición de WAMS 61
3.11.2. Componentes de un sistema WAMS 62

3.11.3. Aplicaciones de los sistemas WAMS 64
3.11.4. Co-simulación como técnica de validación de sistemas WAMS 66
3.12. Comunicación de Datos en Sistemas Sincrofasoriales 68
3.12.1. Transmisión de datos sincrofasoriales 68
3.12.2. Integración con sistemas SCADA y EMS 69
3.13. Estándares para Sistemas de Medición Sincrofasorial 70
3.13.1. Norma IEEE C37.118 para Mediciones Sincrofasoriales 70
3.13.2. Norma IEC 61850 en Sistemas Eléctricos de Potencia 72
3.14. Herramientas Computacionales para el Análisis de Sistemas de Potencia 74
3.14.1. Software de simulación de sistemas eléctricos 74
3.14.2. DIgSILENT PowerFactory para análisis de sistemas eléctricos 74
3.14.3. Python para el procesamiento y análisis de datos sincrofasoriales 76
3.15. Simulación Computacional de Datos Sincrofasoriales 78
3.15.1. Generación de datos sincrofasoriales virtuales 78
3.15.2. Procesamiento en herramientas computacionales 79
3.15.3. Estimación de frecuencia, ROCOF y Centro de Inercia (COI) a partir de mediciones sincrofasoriales 80
3.16. Criterios de Evaluación de Estabilidad Transitoria a partir de Mediciones Sincrofasoriales 82
3.16.1. Análisis angular: separación y comportamiento oscilatorio 82
3.16.2. Análisis de frecuencia y ROCOF como indicadores de pérdida de sincronismo . 83
3.16.3. Análisis de perfiles de tensión durante y después de la perturbación 85
3.17. Sistemas de Prueba para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia 86
3.17.1. Sistemas de prueba estandarizados en sistemas de potencia 86
3.17.2. Sistema de prueba IEEE de 39 barras 86
3.17.3. Aplicación del sistema IEEE 39 barras en estudios de estabilidad y sincrofasores 89
4. Metodología 90
4.1. Enfoque y tipo de investigación 91
4.2. Validación del modelo 92
4.3. Arquitectura general propuesta 94

4.4. Módulo I: Planificación Y Optimización De Infraestructura De PMU 96
4.4.1. Fundamentación Matemática de la Observabilidad del Sistema 98
4.4.2. Representación topológica del sistema eléctrico 98
4.4.3. Identificación de barras de inyección nula (ZIB) 99
4.4.4. Cálculo del grado nodal y centralidad 100
4.4.5. Formulación del problema de optimización 102
4.4.5.1. Variable de decisión 103
4.4.5.2. Función objetivo 103
4.4.6. Restricciones del modelo 105
4.4.6.1. Restricción de observabilidad sin contingencia 105
4.4.6.2. Restricción de observabilidad con contingencia N-1 106
4.4.6.3. Restricciones asociadas a barras ZIB 107
4.4.7. Naturaleza de las variables 108
4.4.8. Modelo programación lineal entera completo 108
4.4.9. Resolución mediante programación lineal entera en Python 112
4.5. Módulo II: Co-Simulación RMS 118
4.5.1. Desarrollo de la infraestructura de monitoreo sincrofasorial virtual (WAMS) .. 120
4.5.2. Arquitectura distribuida cliente-servidor mediante TCP/IP 120
4.5.3. Extracción fasorial y cumplimiento del estándar IEEE C37.118 121
4.5.4. Lógica de Sincronización (Handshake y Streaming) 122
4.5.5. Inicialización y configuración del motor de simulación RMS 125
3.5.6. Determinación automática del tiempo crítico de despeje (CCT) 126
4.6. Módulo III: Emulación PMU Virtual 128
4.6.1. Especificación de la Trama de Datos Fasoriales (Stream de Datos) 131
4.6.2. Cálculo Computacional de la Frecuencia y la Tasa de Cambio de Frecuencia (ROCOF) 132
4.6.3. Algoritmo de Corrección Continua de Fase (Phase Unwrapping) 133
4.7. Módulo IV: Concentración de Datos Fasoriales (PDC) y Evaluación De Estabilidad 134
4.7.1. Recepción y almacenamiento de datos PMU 136
4.7.2. Concentración y sincronización de datos mediante el PDC 137
4.7.3. Construcción y consolidación de registros sincronizados 137

4.7.4. Formulación Matemática del Monitoreo en Tiempo Real 138
4.7.5. Determinación Dinámica del Centro de Inercia (COI) 139
4.7.6. Comportamiento electromecánico y ecuación de oscilación 140
4.7.7. Integración de métricas de optimización 141
4.7.8. Construcción de la hoja de optimización 141
4.7.9. Exportación automática de resultados 142
5. Resultados y Discusión 143
5.1. Ubicación óptima de las unidades de medición fasorial 143
5.2. Validación del modelo de optimización 144
5.2.1. Comparación de los cuatro escenarios de observabilidad 145
5.2.2. Análisis de las diferencias respecto a la referencia 148
5.3. Determinación del tiempo crítico de despeje 149
5.4. Evaluación de la estabilidad transitoria 152
5.4.1. Escenario de falla y configuración de la simulación 152
5.4.2. Trayectorias angulares y criterio de sincronismo 152
5.4.3. Frecuencia, ROCOF y perfil de tensión 155
5.4.4. Síntesis de indicadores de estabilidad 156
5.5. Discusión integral 157
6. Conclusiones 158
6.1. Conclusiones generales 158
6.2. Conclusiones específicas por módulo 160
6.3. Recomendaciones para trabajo futuro 162
Bibliografía 163

Índice de Figuras

Figura 1: Clasificación de la Estabilidad. Nota: elaboración propia. 23
Figura 2. Diagrama de bloques del principio de funcionamiento de una PMU. Nota: elaboración propia 58
Figura 3. Arquitectura centralizada de las WAMS. Nota: elaboración propia 64

Figura 4. Sistema de prueba IEEE New England de 39 barras de 10 generadores, 39 barras y 46 ramas. 88

Figura 5: Arquitectura general de Co-simulación, emulación PMU y evaluación de estabilidad transitoria. Nota: Elaboración propia 95

Figura 6: Módulo I: Planificación Y Optimización De Infraestructura De PMU. Nota: Elaboración propia 97

Figura 7: Matriz de conectividad del sistema IEEE de 39 barras 113

Figura 8: Módulo II: Co-Simulación RMS. Nota: Elaboración propia 119

Figura 9: Diagrama de flujo del proceso de extracción y transmisión de datos en PowerFactory. Nota: Elaboración propia 125

Figura 10: Módulo III: Emulación PMU Virtual. Nota: Elaboración propia 130

Figura 11: Módulo IV: Concentración de Datos Fasoriales (PDC) y Evaluación De Estabilidad. Nota: Elaboración propia 136

Figura 12. Número de PMU e índice de redundancia (SORI) para los cuatro escenarios de observabilidad. Nota: Elaboración propia. 147

Figura 13. Índice de observabilidad por barra (BOI) para el Caso IV (N-1 con ZIB); la línea discontinua indica la exigencia de redundancia BOI ≥ 2. Nota: Elaboración propia. 148

Figura 14. Convergencia de la búsqueda automática del tiempo crítico de despeje (acotamiento exponencial y bisección); los marcadores distinguen las corridas estables e inestables. Nota: Elaboración propia. 151

Figura 15. Ángulos de rotor de los generadores síncronos para los escenarios estable (80 ms) e inestable (114 ms). Nota: Elaboración propia. 153

Figura 16. Ángulos de rotor referidos al centro de inercia ($\delta_i - \delta_COI$) para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia. 154

Figura 17. Aplicación del criterio de sincronismo $|\delta_i - \delta_COI| > 180°$; la línea discontinua marca el umbral de inestabilidad. Nota: Elaboración propia. 154

Figura 18. Frecuencia estimada en las barras instrumentadas para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia. 156

Figura 19. Tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) en las barras instrumentadas para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia. 156

Figura 20. Magnitud de tensión en las barras instrumentadas durante y después de la falla para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia. 156

Índice de Tablas

Tabla 1. Comparación entre el sistema SCADA y la Unidad de Medición Fasorial (PMU)..... 49

Tabla 2. Las ubicaciones óptimas de PMU para los cuatro casos del OPP en el sistema IEEE de 39 barras..... 88

Tabla 3. Comparación de resultados del sistema IEEE de 39 barras bajo contingencia N-1 (Caso II)..... 93

Tabla 4. Clasificación de barras del sistema IEEE 39. 100

Tabla 5. Grado nodal y centralidad de las barras del sistema IEEE 39 101

Tabla 6. Variables de decisión del modelo IL 103

Tabla 7. Pesos de las barras basados en la centralidad normalizada..... 104

Tabla 8. Barras ZIB..... 108

Tabla 9. Cuadro comparativo entre restricciones de observabilidad sin contingencia (N-0) y con contingencia (N-1). 110

Tabla 10. Clasificación de barras según tipo: carga, generación y ZIB..... 114

Tabla 11. Parámetros del modelo de optimización implementado en Python 115

Tabla 12. Valores de BOI por barra. 115

Tabla 13. Definición de la Carga Útil de la Trama de Datos (JSON Structure). 131

Tabla 14. Validación del modelo de optimización mediante comparación con la referencia para el sistema IEEE de 39 barras en Casos I y II. 144

Tabla 15. Comparación de la ubicación óptima de PMU en el sistema IEEE de 39 barras para los cuatro escenarios de observabilidad..... 146

Tabla 16. Resultado de la determinación automática del tiempo crítico de despeje y parámetros del procedimiento..... 150

Tabla 17. Indicadores de estabilidad transitoria para los escenarios estable (80 ms) e inestable (114 ms). 157

1. Introducción

Una marca de tiempo de alta precisión con la que ya se había registrado tanto la magnitud como el ángulo de tensiones y corrientes no se comprende sin la tecnología de medición sincrofasorial que ha surgido para abordar las limitaciones de la supervisión tradicional, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha supervisión basada en SCADA ya no es suficiente para observar el comportamiento del sistema de manera rápida y precisa, insuficiencia que proviene de mediciones que se toman cada varios segundos, de una carencia de sincronización precisa entre subestaciones distantes y de la imposibilidad de medir directamente el ángulo de fase de las tensiones, carencias que resultan críticas durante eventos transitorios donde el estado del sistema puede cambiar en cuestión de segundos, de modo que la observación rápida y precisa se había tornado en crucial cuando las redes operan cada vez más cerca de sus límites técnicos, proximidad que incrementa el riesgo de que pequeñas perturbaciones locales desencadenen eventos de gran magnitud como los apagones en cascada que hemos visto en varios países, eventos que la inclusión de fuentes de energía renovable intermitentes por naturaleza, la interconexión de redes a niveles cada vez más amplios y el crecimiento constante de la demanda han propiciado en las últimas décadas, transformación significativa que los sistemas eléctricos de potencia, una de las infraestructuras más vastas y complejas que sustentan nuestra vida moderna, han atravesado. El intercambio de esta información se rige por el estándar IEEE C37.118 (IEEE SA - 2024) y el conjunto de PMUs, junto con sus concentradores de datos fasoriales (PDC) y la infraestructura de comunicación, forman un sistema de monitoreo de área extendida o WAMS, que es fundamental en la transición hacia redes eléctricas inteligentes (Parede et al., 2023).

Las barras más conectadas a las que ya se había dado prioridad mediante los indicadores de centralidad no se comprenden sin reconocer que dichos indicadores operan junto con el efecto

de las barras de inyección nula (ZIB), que permiten deducir el estado de ciertos nodos usando la ley de corrientes de Kirchhoff sin necesidad de más instrumentación, y con la contingencia N-1, que requiere que cada barra sea monitoreada por al menos dos unidades, criterios que reflejan condiciones operativas reales y que complementan la programación lineal entera binaria mediante la cual este desafío se aborda a menudo, y esto agravó la complejidad de una búsqueda que no se limita a minimizar el número de dispositivos sino que debe encontrar los lugares más estratégicos para garantizar que toda la red sea observable, búsqueda que constituye la ubicación óptima de las PMU (Optimal PMU Placement, OPP) como uno de los temas más investigados, tema que surge porque una PMU puede monitorear las barras adyacentes a través de las líneas que las conectan, posibilidad que hace que instalar una PMU en cada barra resulte no solo económicamente inviable sino también innecesario, aunque dicha instalación aseguraría una observabilidad completa, condición clave en la que se basa la efectividad de un WAMS y que significa que necesitamos poder determinar el fasor de tensión en todas las barras utilizando las mediciones que tenemos (Ahmed et al., 2024d; Arias Atiaja et al., 2025) (Ahmed et al., 2022a).

Una planificación óptima de las PMU y una evaluación del comportamiento dinámico del sistema que ya debían integrarse en un mismo flujo de trabajo no se alcanzan sin reconocer que dicha oportunidad queda abierta por una separación que la abundante literatura no ha logrado cerrar, y esto agravó la necesidad de precisar que los estudios de estabilidad asumen que la instrumentación ya está definida sin cuestionar si su ubicación es la más adecuada, mientras que los estudios de ubicación rara vez verifican el desempeño dinámico de la infraestructura que proponen, separación que suelen mantener la ubicación óptima de las PMU y la estabilidad transitoria como temas disyuntos, aunque la observabilidad es solo una parte del panorama ya que se trata de una propiedad estática. El umbral de inestabilidad que se encuentra probando diferentes

tiempos de despeje hasta que el momento máximo en el que se puede eliminar la falla sin poner en riesgo la estabilidad queda determinado no se alcanza sin un proceso laborioso y dependiente del criterio del analista, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho proceso manual constituye la determinación del tiempo crítico de despeje (CCT, Critical Clearing Time), tiempo que en este contexto se relaciona con el centro de inercia del sistema ponderado por la inercia de las máquinas, relación mediante la cual la clasificación de cada escenario como estable o inestable generalmente se establece, clasificación que se describe mediante la ecuación de oscilación que rige las oscilaciones en los ángulos de los rotores provocadas por el rompimiento del equilibrio entre la potencia mecánica y la eléctrica cuando ocurre un cortocircuito, evento que pone en juego la estabilidad transitoria, la cual se refiere a la capacidad de los generadores síncronos para mantener el sincronismo después de una falla significativa, sincronismo que un sistema completamente observable puede perder ante perturbaciones severas como cortocircuitos o pérdidas repentinas de generación (Draz & Albayrak, 2026; Echeverria Jurado et al., 2022) (Celeita et al., 2022).

Un concentrador de datos que ya debía actuar como tal no se comprende sin un procesamiento fasorial virtual que Python emula, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha emulación se suma a la optimización de la ubicación de los PMUs que el mismo cliente ejecuta, mientras que PowerFactory actúa como el servidor encargado del modelado eléctrico y las simulaciones dinámicas RMS, rol que se inscribe en una arquitectura cliente-servidor que utiliza sockets TCP/IP y tramas JSON en tiempo real, arquitectura a través de la cual Python y DIgSILENT PowerFactory se conectan en la plataforma de co-simulación que la presente investigación presenta.

La estabilidad y la concentración de datos que ya debía evaluar el Módulo IV no se comprenden sin la emulación de la PMU virtual (frecuencia, ROCOF y fase) que el Módulo III ejecuta, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho Módulo III se articula con el Módulo II que lleva a cabo la co-simulación y el cálculo del CCT, co-simulación que a su vez se vincula con el Módulo I centrado en la planificación y optimización, de modo que los cuatro módulos interconectados en los que el trabajo se organiza no operan de forma aislada. El Tiempo Crítico de Despeje (CCT) que la metodología también determina automáticamente no se alcanza sin una evaluación del desempeño ante contingencias que ya debía realizarse, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha determinación automática se valida mediante el modelo IEEE New England de 39 barras, modelo que se utiliza para comparar los hallazgos con la literatura existente (Ahmed et al., 2024b).

1.1.Planteamiento del problema

Una operación segura y confiable que ya debía garantizarse mediante el monitoreo del comportamiento del sistema no se alcanza sin reconocer que dicha necesidad se había tornado crucial, y esto agravó la comprensión de que los apagones en cascada que hemos visto en varios países no se desencadenan sin una extensión que antes solo generaba problemas locales pero que ahora puede propagarse, propagación que en este escenario se produce cuando las redes operan cada vez más cerca de sus límites de estabilidad, proximidad que proviene de la demanda en constante aumento, la expansión de las interconexiones y la integración masiva de energía renovable intermitente, elementos que los sistemas eléctricos de potencia enfrentan hoy en día como desafíos más complejos que nunca.

La observabilidad completa del sistema que ya debía alcanzarse no se logra sin una tarea que determina cuántas unidades son necesarias y dónde ubicarlas, y esto agravó la necesidad de

reconocer que dicha determinación proviene de una condición que hace que instalar una PMU en cada barra resulte no solo económicamente inviable sino también innecesario, condición que sin embargo no desaparece cuando la tecnología sincrofasorial entra en juego con la unidad de medición fasorial (PMU) como su componente clave, componente que supera las limitaciones de los sistemas tradicionales basados en SCADA al registrar de manera sincronizada tanto la magnitud como el ángulo de las señales eléctricas, superación que se hace necesaria porque dichos sistemas ya no son suficientes para satisfacer esta necesidad, insuficiencia que proviene de mediciones obtenidas cada varios segundos, de la carencia de sincronización precisa entre subestaciones distantes y de la imposibilidad de medir directamente el ángulo de fase de las tensiones.

El sistema IEEE New England de 39 barras al cual ya se aplicaba una plataforma de co-simulación entre Python y DIgSILENT PowerFactory no se comprende sin reconocer que esta investigación se enfoca precisamente en ese vacío, y esto agravó la necesidad de precisar que dicho vacío proviene de la ausencia de una metodología integrada que pueda identificar la ubicación óptima de las PMU, simular su funcionamiento y evaluar automáticamente la estabilidad transitoria, ausencia que se genera porque el tiempo crítico de despeje (CCT) a menudo se determina de forma manual, lo que resulta en un proceso tedioso y poco reproducible, tedio que se suma a una planificación de la medición y una evaluación de la estabilidad transitoria que se manejan de manera separada, separación que proviene de que la observabilidad, a pesar de que se ha hecho un gran esfuerzo en investigar la ubicación ideal, es estática, condición que nos permite conocer el estado del sistema pero no nos dice cómo reaccionará ante una falla grave, de modo que todavía hay un obstáculo que esta investigación busca superar.

1.2.Formulación del problema

Con base en lo anterior, la investigación se enfoca en responder a la siguiente pregunta general: ¿Cómo podemos identificar la ubicación más adecuada para las unidades de medición fasorial y, al mismo tiempo, evaluar la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia, todo dentro de un entorno de co-simulación integrado que refleje las condiciones de operación de un sistema de monitoreo sincrofasorial?

1.3.Delimitación del problema

La representación virtual siguiendo los principios del estándar IEEE C37.118 en la que ya se habían abordado exclusivamente aspectos como la comunicación física, la ciberseguridad o el hardware real de las PMU no abarca otros tipos de estabilidad, como la de tensión o la de frecuencia a largo plazo, y esto agravó la necesidad de reconocer que dichos aspectos se tratan solo en su dimensión virtual mientras que la estabilidad transitoria de tipo angular sí se evalúa, evaluación que se suma a la búsqueda de la mejor ubicación para las unidades de medición fasorial utilizando programación lineal entera binaria, búsqueda que en el primer plano el estudio se enfoca en encontrar, de modo que tres áreas complementarias en las que la investigación se centra quedan delimitadas desde esta primera instancia.

Las combinaciones que ya se habían considerado junto con el efecto de barras de inyección nula, la contingencia N-1 y los casos base no se comprenden sin los escenarios de observabilidad que se analizan, y esto agravó la necesidad de reconocer que dichos escenarios se inscriben en un modelo específico de diez generadores síncronos y una frecuencia nominal de 60 Hz, modelo al cual el análisis y las conclusiones se limitan aunque la plataforma que se ha desarrollado puede extenderse a otros sistemas, limitación que permite comparar los resultados con referencias ya existentes en la literatura sobre la ubicación de PMU y la estabilidad transitoria, literatura en la

que el sistema de prueba IEEE New England de 39 barras es bien conocido, de modo que en el segundo plano la metodología se aplica y valida.

Una investigación cuantitativa, experimental y aplicada que ya se había desarrollado completamente en un entorno simulado sin validación en instalaciones físicas reales no se comprende sin reconocer que en resumen se trata precisamente de ese tipo de estudio, y esto agravó la necesidad de precisar que los valores establecidos en la metodología a los cuales se ajustan la ventana de observación de los transitorios y los parámetros para la búsqueda automática del tiempo crítico de despeje operan en un entorno local, entorno que funciona mediante una arquitectura cliente-servidor basada en sockets TCP/IP a través de la cual todo se integra, integración que se lleva a cabo utilizando el lenguaje Python con la librería PuLP y el solver CBC para la optimización, además del software DIgSILENT PowerFactory para la simulación dinámica RMS, de modo que en el tercer plano la implementación se concreta.

2. Objetivos

2.1.Objetivo general

Analizar la estabilidad transitoria en un SEP estándar IEEE mediante simulación sincrofasorial, con el fin de proponer estrategias que mejoren la respuesta dinámica del sistema ante perturbaciones.

2.2.Objetivo específico

- Modelar y simular la estabilidad transitoria del sistema utilizando mediciones sincrofasoriales por medio de DigSILENT PowerFactory y Python.
- Implementar un sistema estándar de IEE de 14 barras y analizar su respuesta ante fallas transitorias.

- Procesar datos fasoriales adquiridos por PMU y establecer medidas de control.

3. Marco Teórico

3.1. Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia

Una falla parcial o totalmente que el sistema puede sufrir no se comprende sin reconocer que estos inconvenientes provienen de una vulnerabilidad a dificultades de inestabilidad, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha vulnerabilidad se manifiesta cuando el sistema energético funciona cerca de sus límites físicos, proximidad que si no se gestiona puede causar que el sistema falle parcial o totalmente (Villacrés et al., 2025), de modo que la habilidad de conservar un estado estable de operación bajo condiciones normales y ajustarse a un estado uniforme aceptable tras alteraciones es la que la estabilidad de un sistema eléctrico se refiere.

Una estabilidad de voltaje, una estabilidad angular y una estabilidad de frecuencia en las que convencionalmente se categoriza no se comprenden sin reconocer que dicha categorización proviene de diversos enfoques desde los cuales la estabilidad de un sistema de potencia se puede examinar, y esto agravó la necesidad de precisar que dichos enfoques dependen de la variable la cual una perturbación afecta, dependencia que explica por esta causa la clasificación tripartita que se adopta como marco analítico.

3.1.1. Estabilidad de Ángulo

El sincronismo entre ellas después de una perturbación que ya debían conservar las máquinas síncronas de un sistema eléctrico de potencia no se alcanza sin una capacidad que Según (Palacios, 2025) definen a la estabilidad angular, y esto agravó la necesidad de reconocer que esta clase de estabilidad es esencial para mantener la operación segura del sistema, porque si se pierde

puede haber desconexiones de generadores, oscilaciones no amortiguadas y hasta colapsos en situaciones extremas que ponen en riesgo la integridad del sistema eléctrico..

3.1.2. Estabilidad de Frecuencia

De acuerdo con (Villacrés et al., 2025) la estabilidad de la frecuencia está relacionada con el balance entre la producción de energía y la demanda eléctrica. Si se produce un cambio en la generación, esto puede causar una desviación en la frecuencia del sistema, lo que podría resultar en valores fuera de los rangos seguros para operar. Con el objetivo de contrarrestar tales variaciones, se utilizan esquemas de control potencia-frecuencia que ajustan la generación según la demanda, asegurando que la frecuencia siga dentro de los márgenes operativos determinados.

3.1.3. Estabilidad de Tensión

Se entiende por estabilidad de tensión a la capacidad que tiene el sistema eléctrico para sostener, en todas sus barras, niveles de tensión tolerables, incluso cuando se presentan cambios en la carga o condiciones de operación desfavorables. La estabilidad de esta red depende en gran parte de una disponibilidad adecuada de potencia reactiva, puesto que su falta podría causar que el perfil de tensión se degrade, sobre todo en las barras que funcionan cerca de sus límites. Asimismo, el uso de dispositivos FACTS en la red de transmisión también ayuda a optimizar el control de la tensión y del flujo de potencia, lo que mejora la estabilidad del sistema.(Campaña et al., 2023)

Aunque la clasificación general de la estabilidad se detalla en la Figura *1*: Clasificación de la Estabilidad. Nota: elaboración propia., esta investigación delimita su alcance al estudio de la estabilidad transitoria.

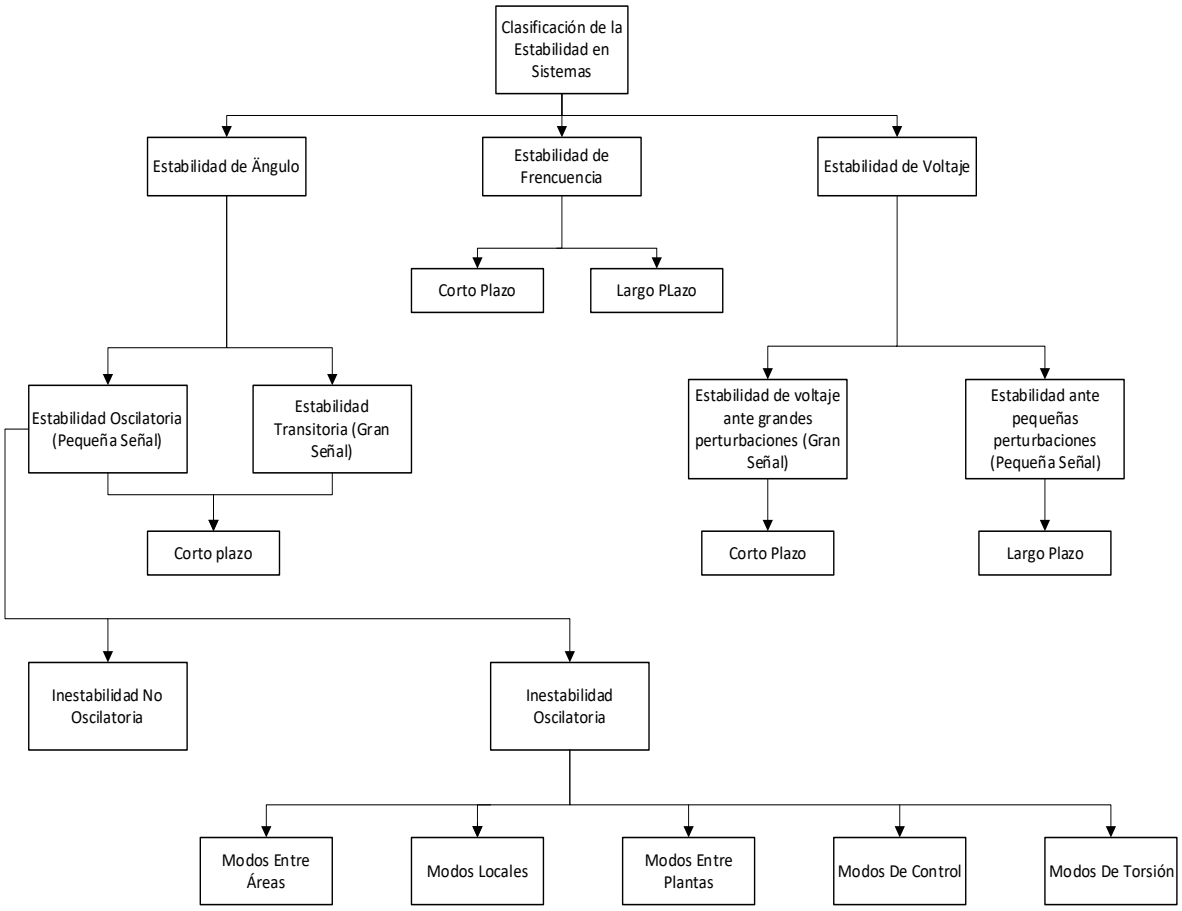


Figura 1: Clasificación de la Estabilidad. Nota: elaboración propia.

3.2.Estabilidad Transitoria

Para (J. F. Quisilema, 2021), la estabilidad transitoria hace referencia a la habilidad que tiene el sistema eléctrico de potencia para mantener los generadores sincronizados frente a interferencias, tales como cortocircuitos, la pérdida de unidades de generación grandes o cambios significativos en la carga. Además, puede definirse como la capacidad del sistema eléctrico de potencia para mantener el sincronismo. La inestabilidad angular aparece cuando el ángulo de los rotores se separa aperiódicamente debido a un par sincronizante que no es suficiente después de una alteración intensa; puede ocurrir en la oscilación inicial y evolucionar como un fenómeno de inestabilidad en los primeros dos o tres segundos ocurrida la falla.

3.2.1. Dinámica del Generador Sincrónico

La conducta del rotor frente a alteraciones en el sistema eléctrico, como averías en la red o cambios repentinos de carga, es lo que se conoce como dinámica del generador sincrónico.

De acuerdo con (Leon et al., 2025), la variable que más adecuadamente ilustra situaciones en las que interviene la estabilidad transitoria es el ángulo de rotor de la máquina. La ecuación muestra los movimientos oscilatorios de este ángulo a lo largo de perturbaciones.

$$\frac{2H}{\omega_0}\frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{P}_m - \bar{P}_e$$

En la que H es la constante de inercia de la máquina, ω_0 es la velocidad angular nominal en rad/s, δ corresponde a la posición angular del rotor en relación a un marco de referencia sincrónico, $\bar{P}_m$ Representa el par mecánico que la fuerza motriz produce en el eje de la máquina; y $\bar{P}_e$ el par electromagnético producido por la reacción de la armadura.

3.2.2. Curva Potencia–Ángulo del Generador

El límite en la transferencia máxima que ya se había configurado como umbral infranqueable no se comprende sin reconocer que si se supera la máquina no podrá mantener un aumento de carga sin perder el sincronismo, y esto agravó la necesidad de precisar que dicho límite proviene de una ley sinusoidal que la potencia eléctrica transferida sigue en función del ángulo de potencia, ley que en el caso de una máquina representada con una fuerza electromotriz interna conectada a un nodo de tensión a través de una reactancia equivalente se manifiesta como relación fundamental, relación que convierte un fenómeno mecánico, el desplazamiento angular de la máquina, en una medida eléctrica que podemos cuantificar, medida que a su vez se expresa mediante la curva potencia angular que es fundamental para casi cualquier análisis de estabilidad

angular, análisis que requiere entender el comportamiento de un generador síncrono conectado a la red a través de la relación entre la potencia activa que produce y el ángulo eléctrico de su rotor (Bahmanyar et al., 2021).

$$Pe = \left(E' \cdot \frac{V}{X} \right) \cdot sen\, \delta$$

La estimación rápida del ángulo crítico de despeje que ya se había logrado sin necesidad de realizar una integración numérica completa del sistema no se comprende sin una interpretación geométrica que facilita dicho cálculo, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha interpretación se fundamenta en el criterio de igualdad de áreas, el cual compara el área de aceleración que la máquina gana durante una falla con el área de desaceleración que tiene disponible una vez que se ha despejado, comparación que permite determinar si la máquina regresa al sincronismo o se aleja de él (Bahmanyar et al., 2021), determinación que a su vez se sustenta en la interpretación gráfica de la curva potencia angular, curva cuya forma sinusoidal explica por qué el sistema tiene dos puntos de equilibrio para la misma potencia mecánica de entrada, uno estable ubicado antes del máximo de la curva y otro inestable situado después de ese máximo, máximo que en esta expresión se vincula con los parámetros E′ que se refiere a la tensión interna de la máquina, V que es la tensión en el nodo de conexión, X que representa la reactancia que los separa y δ que es el ángulo de potencia.

El sincronismo que debe mantenerse mediante acciones correctivas necesarias no se logra sin reconocer que la curva potencia angular no solo refleja un estado de operación sino que también orienta dichas acciones, y esto agravó la necesidad de precisar que dicho margen de estabilidad de la máquina se ha reportado que puede extenderse en alrededor de un 60 % el tiempo crítico para resolver fallas mediante estrategias de control por realimentación, las cuales a su vez mejoran la

estabilidad del sistema (Ojetola et al., 2022), mejora que se alcanza ajustando la potencia activa que se inyecta o se absorbe por los dispositivos de almacenamiento en los momentos críticos tras una perturbación significativa, ajuste que modifica el equilibrio entre las áreas de aceleración y desaceleración y que se inscribe en un marco conceptual clave que la curva potencia angular establece para las estrategias de control que buscan mejorar la estabilidad transitoria.

3.2.3. Ecuación de Oscilación del Generador Síncrono (Swing Equation)

Si la curva potencia–ángulo nos ayuda a entender el equilibrio, la ecuación de oscilación, que en la literatura se conoce como swing equation, se encarga de describir el movimiento. Esta ecuación diferencial es fundamental, ya que regula la dinámica del rotor en una máquina síncrona y establece la conexión entre el desbalance de la potencia mecánica que entra y la potencia eléctrica que sale, todo en relación con la aceleración angular del rotor. Su importancia radica en que, en una sola fórmula, resume cómo la inercia de la máquina actúa como una reserva de energía cinética, capaz de suavizar los desequilibrios momentáneos entre la generación y la demanda(Muftić Dedović et al., 2024).

$$\left(\frac{2H}{\omega s}\right) \cdot \left(\frac{d2\delta}{dt2}\right) = Pm - Pe$$

En esta formulación, H representa la constante de inercia de la máquina, que se expresa como la energía cinética almacenada por cada unidad de potencia aparente. Por otro lado, ωs es la velocidad angular síncrona, δ es el ángulo del rotor, y Pm y Pe son, respectivamente, la potencia mecánica y la potencia eléctrica. Cuando ambas potencias se igualan, la aceleración se vuelve nula y la máquina se mantiene en un estado estable. Sin embargo, si ocurre un desbalance el rotor comenzará a acelerar o desacelerar a una tasa que es inversamente proporcional a su inercia. Los métodos de evaluación rápida de la estabilidad transitoria simplifican el sistema multimáquina a

un equivalente de una sola máquina frente a un bus infinito (OMIB) e integran numéricamente esta ecuación para determinar el tiempo crítico de despeje, aprovechando que la dinámica esencial del sistema puede ser capturada con un número limitado de variables (Bahmanyar et al., 2021).

3.2.4. Comportamiento Ante una Perturbación

La rapidez suficiente con la que ya debían actuar los sistemas de control para influir en la respuesta dinámica inicial del generador no se alcanza en algunos mecanismos como los gobernadores de turbina, los cuales tienen dinámicas que se desarrollan con relativa lentitud a cauda de sus contantes de tiempo y bandas muertas, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha lentitud contrasta con el elevado riesgo de pérdida de la estabilidad durante el periodo crucial, riesgo que proviene de los primeros movimientos oscilatorios que ocurren después del disturbio y que son los más críticos para la conservación del sincronismo, conservación que se ve comprometida cuando el ángulo del rotor del generador síncrono presenta oscilaciones temporales tras una perturbación en el sistema eléctrico. (Elliott et al., 2022)

3.2.5. Criterio de Conservación del Sincronismo

La conservación del sincronismo en un sistema eléctrico de potencia depende de la capacidad los generadores para restaurar el balance entre la potencia electromecánica ($\bar{P}_e$) y la potencia mecánica ($\bar{P}_m$) tras una perturbación severa. Según el modelo OMIB (Máquina Única Contra Bus Infinito) y el criterio de igual área, se asegura la estabilidad si después de eliminar la falla, hay una zona de desaceleración adecuada que compense la aceleración inicial del rotor. En caso contrario, el ángulo del rotor se incrementa de manera constante hasta alcanzar el punto de equilibrio inestable (UEP), lo que resulta en una pérdida de sincronismo. (Fashun Shi et al., 2025)

3.2.6. Método de Igual Área

El equilibrio del sistema que ya debía restaurarse mediante el tiempo de ángulo crítico de despeje de falla no se alcanza sin el análisis de zonas de aceleración y desaceleración del rotor, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho análisis proviene de un método que permite establecer dicho tiempo a partir de dichas zonas, método cuyo fundamento matemático parte de la ecuación de oscilación de la máquina síncrona, ecuación con la cual se debe comenzar para desarrollar su formulación, formulación que describe cómo el rotor reacciona a las perturbaciones y establece el fundamento para examinar la estabilidad transitoria, como se muestra en la ecuación correspondiente.

La capacidad del sistema para mantener la sincronización frente a alteraciones severas que ya se evaluaba sin necesidad de usar procedimientos numéricos complejos no se comprende sin dicho fundamento, y esto agravó la comprensión de que el método no es otro que el que ya se ha descrito. (Pazmiño Ordóñez et al., 2021)

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H}(\bar{P}_m - \bar{P}_e)$$

donde H representa la constante de inercia, ω_0 la velocidad síncrona, $\bar{P}_m$ la potencia mecánica de entrada y $\bar{P}_e$ la potencia eléctrica de salida. Al multiplicar ambos lados de la ecuación por $2\frac{d\delta}{dt}$, se obtiene la expresión que se muestra en la ecuación correspondiente.

$$\frac{d}{dt}\left[\frac{d\delta}{dt}\right]^2 = \frac{\omega_0\,(\bar{P}_m - \bar{P}_e)}{2H}\,\frac{d\delta}{dt}$$

Al integrar la ecuación de oscilación entre A y B, se evalúa el intercambio de energía entre ambos estados, lo que permite comparar el área acelerante y el área desacelerante. Se puede reescribir como:

$$\left[\frac{d\delta}{dt}\right]_B^2 - \left[\frac{d\delta}{dt}\right]_A^2 = \int_{\delta o}^{\delta max} \frac{\omega_0 \, (\bar{P}_m - \bar{P}_e)}{2H} \, d\delta$$

Es necesario determinar dos puntos A y B, donde la derivada de la desviación angular δ es nula. Uno de esos puntos es el de operación inicial δo. El segundo punto está asociado con la desviación angular máxima δmax , donde la desviación angular ha alcanzado su valor máximo y comienza a disminuir, en consecuencia, su desviación es cero, y en consecuencia la ecuación se puede reescribir como:

$$0 = \int_{\delta o}^{\delta max} \frac{\omega_0 \, (\bar{P}_m - \bar{P}_e)}{2H} \, d\delta$$

Una vez reorganizada:

$$\int_{\delta o}^{\delta 1} \frac{\omega_0 \, (\bar{P}_m - \bar{P}_e)}{H} \, d\delta = \int_{\delta 1}^{\delta max} \frac{\omega_0 \, (\bar{P}_m - \bar{P}_e)}{2H} \, d\delta$$

Los sección primera y segunda de la ecuación corresponden a las áreas A1 y A2. Esta relación permite determinar la oscilación máxima δmax y ayuda a evaluar la estabilidad del sistema sin recurrir a métodos numéricos de integración. Además, a partir de las expresiones indicadas anteriormente, es posible determinar el tiempo crítico para mantener la estabilidad, como se indica en la ecuación

$$\delta cc = cos^{-1}[(\pi - 2\delta o) sen\delta o - cos\delta o]$$

Es así que con esta ecuación base es posible determinar el tiempo crítico, que se expresaría como se muestra en la ecuación.

$$tc = \sqrt{\frac{4H}{Ps * Wo}(\delta cc - \delta o)}$$

3.2.7. Centro de Inercia (COI) como marco de referencia dinámico

La física del sistema que ya se había reflejado de manera precisa no se comprende sin reconocer que las máquinas más grandes, que almacenan más energía cinética, tienen un mayor peso en la definición del comportamiento global, y esto agravó la necesidad de precisar que dicho peso no se asigna arbitrariamente sino que proviene de una coordenada equivalente única en la que el movimiento colectivo del sistema se resume, resumen que el Centro de Inercia (Center of Inertia, COI) permite al actuar como marco de referencia dinámico, marco que entra en juego precisamente cuando rastrear la trayectoria angular de cada rotor por separado se vuelve poco práctico y, en realidad, no nos da una visión clara del comportamiento del conjunto, situación que se presenta cuando un sistema está formado por muchas máquinas (Muftić Dedović et al., 2024).

$$\delta COI = \left(\frac{1}{MT}\right) \cdot \Sigma\, Mi\, \delta i \;,\; MT = \Sigma\, Mi$$

La inercia efectiva que ya se había reducido y vuelto variable en sistemas con alta penetración de generación conectada a través de convertidores, como en el caso de la energía fotovoltaica, no se comprende sin reconocer que dicha variabilidad complica la estimación de la inercia a partir de las mediciones sincronizadas que brindan las unidades de medición fasorial, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha estimación se fundamenta en el CoI RoCoF como el indicador más importante que se basa en este marco, indicador cuya pendiente inmediatamente después de una gran perturbación es inversamente proporcional a la inercia total del sistema y directamente proporcional al tamaño del desbalance de potencia, proporcionalidad que hace del COI una herramienta fundamental para la observación y cuantificación de la estabilidad de frecuencia del sistema desde una perspectiva integradora que ya ofrecía.

La posible pérdida de sincronismo que las oscilaciones relativas entre las máquinas o grupos de máquinas pueden indicar no se distingue sin reconocer que dichas oscilaciones se diferencian del movimiento general de todo el sistema, que surge de un desbalance global entre la generación y la carga, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha distinción se logra al referir la dinámica de cada máquina al Centro de Operación Inercial (COI), referencia que en esta expresión se articula con Mi que representa la constante de inercia de la máquina i, δi que es su ángulo de rotor y MT que es la inercia total del sistema, marco que se convierte en el ideal para definir indicadores agregados de frecuencia y su derivada cuando un sistema está formado por muchas máquinas y rastrear la trayectoria angular de cada rotor por separado se vuelve poco práctico (Muftić Dedović et al., 2024).

3.2.8. Tiempo Crítico de Despeje (Critical Clearing Time - CCT)

El Tiempo Crítico de Despeje es, sin duda, el indicador de rendimiento y la métrica de seguridad más crucial cuando se trata de analizar la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia (Bahmanyar et al., 2021; Yang et al., 2023). Se define de manera formal como el tiempo máximo que se puede permitir entre el inicio de una falla física, como un cortocircuito trifásico, y la acción efectiva de los sistemas de protección, que implica la apertura de interruptores para aislar el problema. Todo esto debe suceder sin que las máquinas síncronas del sistema pierdan su sincronismo o caigan en una situación de inestabilidad fuera de paso (out-of-step) (Ojetola et al., 2022; Yang et al., 2023). Desde el punto de vista de la operación segura, si el tiempo de despeje real de un relé de protección (tcl) excede el CCT intrínseco de la red en ese momento$(tcl > CCT)$, se rompe el equilibrio energético de manera irreversible, lo que puede llevar a desviaciones angulares críticas y, en última instancia, al colapso de la parte afectada del sistema (Yang et al., 2023).

El CCT, o tiempo de corte crítico, está íntimamente ligado a la cantidad de energía que el rotor ha acumulado durante el cortocircuito. Si nos imaginamos un escenario crítico ideal, donde la potencia eléctrica se reduce a cero durante la falla, podemos utilizar la doble integración de la ecuación de oscilación para calcular el CCT a través de una fórmula matemática directa y muy significativa (Bahmanyar et al., 2021):

$$cct = \sqrt{\frac{4H}{Pm * Wo}(\delta cc - \delta o)}$$

Donde, H, que representa la capacidad del rotor para resistir cambios en su velocidad; el ángulo inicial δo y el ángulo crítico de despeje δcc, que definen la posición inicial y el límite máximo del rotor para conservar la estabilidad; la frecuencia angular base Wo, utilizada como referencia de operación; y la potencia mecánica de la turbina Pm, considerada constante durante la falla.

3.3.Teoría de Grafos Aplicada a Sistemas Eléctricos de Potencia

Un objeto matemático que podemos manejar y analizar de manera sistemática en el que ya se había simplificado la red física no se comprende sin reconocer que dicha simplificación nos permite, y esto agravó la comprensión de que la teoría de grafos ha sido ampliamente reconocida como una herramienta excelente para el análisis topológico de los sistemas de potencia, reconocimiento que se fundamenta en una capacidad de monitorear el estado de la red desde un número limitado de puntos de medición que se ve influida tanto por la propagación de las perturbaciones como por una estructura topológica que define quién se conecta con quién, estructura que un sistema eléctrico de potencia posee y que se centra en cómo se conectan las cosas

en el espacio, mientras que el análisis de estabilidad nos muestra cómo se comporta un sistema a lo largo del tiempo. (Xie et al., 2021).

3.3.1. Representación de redes eléctricas mediante grafos no dirigidos

En el mundo de los grafos, la red eléctrica se representa como un conjunto de vértices y aristas. Los vértices, o nodos, son las barras del sistema, mientras que las aristas son las líneas de transmisión que las conectan. De manera formal, definimos el conjunto de vértices como V = {v1, v2, …, vn} y el conjunto de aristas como E = {e1, e2, …, em}, donde n y m representan, respectivamente, el número de barras y el número de líneas. Cada arista se vincula a un par no ordenado de vértices; por ejemplo, si una línea conecta las barras v1 y v2, esa arista es incidente a ambas y se considera que las barras son adyacentes (Ahmed et al., 2024c). La naturaleza no dirigida del grafo se debe a que, para la observabilidad topológica, lo que realmente importa es la existencia de una conexión física entre dos barras, sin importar la dirección del flujo de potencia, que puede cambiar según las condiciones de operación. Esta forma de ver las cosas transforma problemas eléctricos complejos en cuestiones de conectividad de grafos, que se pueden abordar con herramientas de álgebra matricial.

3.3.2. Matriz de adyacencia y matriz de conectividad

La matriz de adyacencia, que en este caso también se llama matriz de conectividad, es el medio más condensado para captar la estructura de un grafo. Es una matriz cuadrada de dimensión n × n. Los elementos de esta matriz señalan, a través de valores binarios, si dos barras están conectadas o no. En la formulación utilizada para ubicar PMU, el elemento a_ij tiene un valor de 1 si el vértice v_i se encuentra adyacente al vértice v_j o coincide consigo mismo; en caso contrario, toma el valor 0 (Ahmed et al., 2024c).

$$aij = 1 \ si\ vi\ es\ igual\ o\ adyacente\ a\ vj\ ; \quad aij = 0 \ en\ otro\ caso$$

Es importante considerar que cada barra está conectada consigo misma, lo que significa que la inclusión de la diagonal es intencionada: al instalar una PMU en una barra, esta se vuelve directamente observable. De esta manera, la matriz de conectividad actúa como el operador que traduce una configuración de medición en un conjunto de barras observadas, además de describir la topología. La matriz de restricciones de observabilidad en el problema de optimización se basa principalmente en esta matriz, ya que el producto del vector de decisión sobre la colocación de PMU con la matriz de conectividad determina cuántas veces se observa cada barra en la red (Ahmed et al., 2024a).

3.3.3. Grado nodal y centralidad de un nodo

A partir de la matriz de conectividad, podemos entender cuán importante es cada barra dentro de la red. El grado nodal, también conocido como grado de centralidad, mide cuántas conexiones tiene un nodo específico. En el contexto de la matriz de adyacencia, esto se traduce en sumar todos los elementos de la fila correspondiente al nodo, sin contar la conexión que tiene consigo mismo (Ahmed et al., 2024a).

$$Di = \Sigma j = 1..n\ (\ aij - \delta ij\ )$$

Las barras con un nivel de centralidad más elevado tienen un rol importante en la comunicación y conectividad de la red. Son esenciales para detectar fallos, mantener estables los flujos y asegurar la fiabilidad del sistema, por lo que son candidatas ideales para albergar dispositivos de medición (Ahmed et al., 2024c). Para incluir este concepto en un problema de optimización, el grado de centralidad se normaliza generalmente, lo que significa que la suma de

los valores normalizados de todas las barras sea uno y el índice permanezca sólido frente a ampliaciones o reducciones de la red:

$$\zeta i \ = \frac{Di}{\Sigma k} = 1..n\ Dk$$

Además, el concepto de centralidad se puede interpretar de manera directa en términos de vulnerabilidad estructural: los nodos con una alta centralidad son los más susceptibles a ataques específicos o situaciones extremas, ya que su desconexión podría provocar sobrecargas y fallos en cadena que deterioren gravemente la funcionalidad del sistema (Xie et al., 2021). De este modo, la centralidad une dos metas que normalmente se tratan de manera independiente: resguardar los nodos críticos y supervisar la red con el menor costo posible. También posibilita que se dé prioridad a la ubicación de mediciones en las barras que contribuyen más a la resiliencia y observabilidad de la red.

3.4.Observabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia

La observabilidad es esa cualidad que nos permite saber si podemos reconstruir el estado interno completo de un sistema, es decir, las tensiones fasoriales de cada barra, utilizando las mediciones que tenemos a mano. En el ámbito de las unidades de medición fasorial, el objetivo principal del monitoreo es alcanzar una observabilidad total de la red, o al menos, la mayor posible. Esto nos lleva a abordar el problema de la ubicación de los PMU (Ahmed et al., 2022a). Para analizar la observabilidad, hay dos enfoques principales: el topológico y el numérico.

3.4.1. Concepto de observabilidad topológica

El enfoque numérico se encarga de verificar la observabilidad al examinar el rango de la matriz de ganancia asociada a las mediciones. Aunque es un método bastante riguroso, puede resultar complicado, consumir mucho tiempo y ser propenso a errores, especialmente en redes de

gran escala. En contraste, el enfoque topológico se apoya en la teoría de grafos y utiliza un modelo de medición desacoplado. Este método evalúa la observabilidad al comprobar si el conjunto de mediciones disponible puede formar un árbol generador de rango completo en el grafo de la red. Debido a su rapidez y robustez, es el preferido para sistemas más grandes (Ahmed et al., 2022a). En el modelo desacoplado, cada medición de una PMU se trata de manera independiente, lo que minimiza el acoplamiento entre variables y permite una interpretación más directa de cada medida. Un sistema se considera completamente observable solo si el conjunto de mediciones logra generar ese árbol de rango completo (Ahmed et al., 2024a). Este enfoque es el que se utiliza predominantemente en la formulación del problema de ubicación óptima de PMU.

3.4.2. Observabilidad directa e indirecta

Cuando se utilizan Unidades de Medición Fasorial (PMU) para supervisar una red eléctrica, la observabilidad de los nodos se puede lograr a través de dos mecanismos físicos claramente diferenciados (Ahmed et al., 2024a; Pazderin et al., 2023):

- Observabilidad Directa: Esta se alcanza de manera inmediata en la barra específica donde se ha instalado y conectado un dispositivo PMU. Gracias a los canales de medición directa, el dispositivo puede registrar al instante el fasor de voltaje de esa barra y los fasores de corriente de todas las líneas de transmisión que llegan a ella.
- Observabilidad Indirecta: Esta se da en los nodos que están cerca de una barra que está siendo monitoreada directamente por una PMU. Usando la Ley de Ohm local, si se conoce con exactitud el fasor de voltaje en un extremo de la línea y el fasor de corriente que pasa por ella, se puede calcular analíticamente el fasor de voltaje en el extremo opuesto sin necesidad de tener un dispositivo en esa barra contigua. Asimismo, si se conocen los fasores de voltaje en ambos extremos de una línea de

transmisión, el fasor de corriente que circula por esa rama se puede deducir como una pseudomedición indirecta.

3.4.3. Barras de Inyección Nula (ZIB) y su fundamento en las leyes de Kirchhoff

Un caso particular que resulta de gran utilidad práctica es el de las barras de inyección nula (Zero-Injection Bus, ZIB). Estas barras se caracterizan por no recibir ni entregar potencia activa o reactiva, y suelen ser nodos de interconexión o conmutación que no tienen carga ni generación asociada (Ahmed et al., 2024a). En estas barras, las leyes de Kirchhoff imponen ciertas restricciones adicionales que nos permiten obtener información sin necesidad de instalar más dispositivos de medición. Si conocemos las corrientes fasoriales de todas las ramas conectadas a una ZIB, excepto una, la ley de corrientes de Kirchhoff (LCK) nos ayuda a calcular la corriente que falta en esa rama. De manera similar, si tenemos las tensiones fasoriales de todas las barras incidentes, salvo una, la ley de tensiones de Kirchhoff (LTK) nos permite determinar la tensión de la barra que queda(Ahmed et al., 2024a).

Cuando tenemos un grupo de ZIB que están adyacentes, estas directrices se amplían. Si conocemos las tensiones de las barras cercanas y las corrientes de los ramales que se conectan con el grupo, podemos calcular las tensiones y corrientes internas de todo el sistema. A estas se les llama mediciones extendidas, y se obtienen gracias a estas reglas, lo que reduce aún más la cantidad de PMU necesarios para lograr una observabilidad completa. La formulación de programación lineal entera modela el impacto de las ZIB, permitiendo que algunas barras no sean observadas directamente, siempre y cuando, como máximo, una barra por cada conjunto vinculado a la ZIB no sea observada. Esto garantiza la reconstrucción total del estado (Ahmed et al., 2024a). La base

física de todo este ahorro radica, en última instancia, en la conservación de corriente y tensión, tal como lo expresan las leyes de Kirchhoff.

3.4.4. Índices de observabilidad: BOI (Bus Observability Index) y SORI (System Observability Redundancy Index)

Una vez que hemos establecido una configuración de PMU, es fundamental evaluar su calidad, no solo en términos de si la red es observable, sino también en qué medida esa observación es redundante y robusta. Para esto, se utilizan dos índices que son ampliamente reconocidos. El índice de observabilidad de barra (Bus Observability Index, BOI) se define como la cantidad de PMU que están capturando datos de una barra específica; se calcula sumando los valores binarios de la fila correspondiente a esa barra en la matriz de observación (Ahmed et al., 2024a).

$$BOIi \ = \ \Sigma j = 1..N \ Bij$$

$$BOIi(máx) \ = \ Di \ + \ 1$$

El valor máximo del BOI de una barra se establece en su grado más uno, lo que se logra cuando hay PMU en todas las barras conectadas, además de una en la propia barra. Un BOI alto sugiere que la barra está bien monitoreada y que hay información redundante disponible para asegurar una operación confiable (Ahmed et al., 2024a). A nivel del sistema, el índice de redundancia de observabilidad (System Observability Redundancy Index, SORI), que también se conoce como la suma del índice de redundancia, mide la capacidad de monitoreo total de todas las PMU. Se define como la suma de los BOI de todas las barras de la red.

$$SORI \ = \ \Sigma i = 1..n \ BOIi$$

Un SORI más alto indica que hay un nivel mayor de redundancia en una configuración específica. Por lo tanto, al evaluar diferentes soluciones, la que presenta un SORI más elevado es

la que se prefiere. Sin embargo, hay que tener en cuenta una limitación de estos índices: no garantizan por sí solos una observabilidad completa, ya que solo reflejan la redundancia. Además, el SORI solo se puede comparar entre soluciones que utilizan la misma cantidad de PMU. Por lo tanto, tanto el BOI como el SORI deben considerarse como medidas complementarias para abordar la limitación de la observabilidad, y no como sustitutos entre sí.

3.5. Ubicación Óptima de Unidades de Medición Fasorial (Optimal PMU Placement, OPP)

3.5.1. Definición del problema de ubicación óptima de PMU

El problema de la ubicación óptima de las Unidades de Medición Fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) se centra en encontrar el número mínimo de estas unidades y su ubicación dentro de la red, asegurando así que el sistema sea completamente observable. La razón detrás de esto es principalmente económica: aunque sería ideal instalar una PMU en cada barra para lograr una observabilidad totalmente redundante, el alto costo de los dispositivos, su instalación, el concentrador de datos fasoriales y la infraestructura de comunicación necesaria hace que esta opción no sea viable (Ahmed et al., 2022a). Sin embargo, gracias a la propiedad de observabilidad indirecta que se deriva de la ley de Ohm, una PMU puede también observar las barras adyacentes. Esto permite monitorear la red con menos dispositivos que el número de barras, siempre que se realice una colocación estratégica (Ahmed et al., 2022a).

La importancia de solucionar este problema correctamente va más allá de la economía. La puesta en marcha de PMU permite que se implementen redes inteligentes, se realice monitoreo en tiempo real, control dinámico, estimación del estado mejorada, protección adaptativa, restauración del sistema y análisis posterior a las perturbaciones (Ahmed et al., 2024a). Del mismo modo, las

investigaciones sobre el estado del arte en aplicaciones de sincrofasores subrayan que determinar la ubicación ideal de estos aparatos es uno de los enfoques investigativos con más potencial para supervisar, proteger y gestionar emergencias en los sistemas modernos de potencia, en un entorno donde las fuentes renovables y la electrónica de potencia (Pazderin et al., 2023) están cada vez más presentes.

3.5.2. Enfoques de solución reportados en la literatura

La literatura presenta una amplia gama de técnicas para abordar el OPP, que generalmente se dividen en tres grandes categorías. La primera son los métodos heurísticos, que generan soluciones basadas en reglas derivadas de la experiencia o en criterios de conectividad. Son rápidos y requieren poco poder computacional, pero a menudo solo logran encontrar óptimos locales y, en raras ocasiones, alcanzan el óptimo global (Ahmed et al., 2022a). La segunda categoría incluye los métodos metaheurísticos, como los algoritmos genéticos, la optimización por enjambre de partículas, el recocido simulado, la búsqueda tabú, la colonia de abejas artificiales, la colonia de hormigas y la búsqueda del cuco. Estos métodos exploran el espacio de soluciones de manera estocástica y suelen ofrecer resultados de buena calidad, aunque esto viene con tiempos de cálculo más largos y cierta variabilidad en las soluciones (Ahmed et al., 2022a). Por último, la tercera categoría se refiere a la programación matemática, que plantea el OPP como un problema de optimización con una función objetivo y restricciones claras.

Dentro de la programación matemática, la programación lineal entera se ha consolidado como el enfoque de referencia desde el trabajo seminal que la aplicó al OPP, y numerosos estudios posteriores la han extendido para incorporar mediciones convencionales, pérdida de PMU, limitación de canales, barras de inyección nula y objetivos múltiples.

3.5.3. Criterio de contingencia N-1 y redundancia en la medición

La formulación básica del OPP establece que cada barra debe ser monitoreada por al menos una PMU. Sin embargo, en la práctica, el sistema debe estar preparado para enfrentar situaciones como fallos de dispositivos o la pérdida de una línea, lo que podría hacer que la red se vuelva parcialmente inobservable. Para fortalecer la solución, se incorpora el criterio de contingencia N-1, que ajusta la restricción de observabilidad al requerir que cada barra sea vigilada por al menos dos PMU al mismo tiempo (Ahmed et al., 2024a). En términos generales, para una contingencia N-K, la restricción se formula como el producto de la matriz de conectividad multiplicado por el vector de decisión, que debe ser mayor o igual a K + 1, donde N representa el número total de dispositivos y K es la cantidad de dispositivos que pueden fallar.

$$A \cdot X \geq K + 1 \quad (contingencia\ N-K)$$

La implementación del criterio N-1 fortalece y hace más resiliente al sistema ante fallas de un solo punto, además de mejorar las capacidades de monitoreo en tiempo real. Esto se logra al asegurar que cada barra esté supervisada por al menos dos dispositivos. Sin embargo, este aumento en la confiabilidad conlleva un incremento en la cantidad de PMU necesarios, aunque se puede mitigar en parte aprovechando el efecto de las barras de inyección nula (Ahmed et al., 2024a). La redundancia que aporta la contingencia N-1 complementa los índices de redundancia como el SORI, y ambos conceptos tienen un objetivo común: asegurar que la observabilidad de la red no dependa de la integridad de un solo elemento.

3.6.Programación Lineal Entera y Optimización Combinatoria

3.6.1. Programación lineal entera binaria (ILP)

La programación lineal entera (Integer Linear Programming, ILP) como herramienta de optimización matemática que ya se utiliza para abordar problemas donde las variables de decisión deben ser números enteros no se comprende sin reconocer que dicha utilidad se manifiesta en el contexto del OPP (Ahmed et al., 2022a, 2024c), y esto agravó la simplificación de una restricción que se convierte en binaria, binariedad que significa que cada variable puede ser 1 si se decide instalar una PMU en la barra correspondiente o 0 si no se instala, transformación que mediante la forma binaria ya había configurado al OPP como un problema de optimización combinatoria donde el objetivo es encontrar, entre un conjunto finito pero exponencialmente grande de posibles combinaciones de ubicación, la que cumple con las restricciones de observabilidad al menor costo posible, búsqueda que se hace necesario realizar mediante algoritmos especializados que exploren este espacio de manera eficiente dada la naturaleza combinatoria y el hecho de que el problema es NP-completo.

3.6.2. Función objetivo y restricciones lineales

La formulación clásica del OPP a través de ILP tiene como objetivo reducir al mínimo el número o el costo de las PMU instaladas, asegurando al mismo tiempo que toda la red sea observable. Si además se quiere dar prioridad a los nodos críticos de la red, se puede enriquecer la función objetivo al incluir el grado de centralidad normalizado. Esto permite que el algoritmo favorezca la colocación de las PMU en las barras más relevantes. En esta formulación, cada término de la función objetivo ajusta la variable de decisión de la barra utilizando el factor $(1 - \zeta i)$, donde ζi representa la centralidad normalizada de la barra (Ahmed et al., 2024a):

$$min\ \Sigma i = 1..n\ C\ \cdot\ (\ 1\ -\ \zeta i\ )\ \cdot\ Xi$$

En esta expresión, la variable binaria de decisión es Xi y el costo de la PMU, que se considera constante, está representado por C. Para las barras de menor centralidad, aquellas con menos capacidad para albergar una PMU, el factor (1 − ζi) se aproxima a 1; en cambio, para las de mayor centralidad, se aproxima a 0. Por lo tanto, el algoritmo se inclina por las barras cruciales. La restricción de la observabilidad completa se expresa linealmente como el resultado del producto entre el vector de decisión X y la matriz de conectividad A, siendo mayor o igual a un vector de unos. Esto asegura que al menos una PMU esté observando cada barra y protege la red contra puntos ciegos:

$$sujeto\ a\colon\ \ A\ \cdot\ X\ \geq\ Y\quad\ (con\ Y\ =\ vector\ de\ unos)$$

Cada fila de esta desigualdad matricial representa una restricción lineal que incluye la barra y las barras vecinas; el conjunto de restricciones, que se amplía, dependiendo del caso, con las condiciones de contingencia N-1 y con las reglas de las barras de inyección nula, determina por completo el problema de optimización (Ahmed et al., 2024a). Lo que hace del OPP un problema tratable con las herramientas de la programación lineal entera es exactamente esta combinación de una función objetivo lineal con restricciones lineales sobre variables binarias.

3.6.3. Algoritmo Branch and Bound

El árbol de soluciones posibles que ya debía explorarse de manera sistemática no se recorre sin descartar aquellas ramas que no pueden llevar a una solución óptima, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho descarte constituye el núcleo del algoritmo de ramificación y acotamiento (Branch and Bound), método que es el más común para abordar problemas de programación lineal entera (Ahmed et al., 2024a). La relajación del problema de programación lineal entera binaria que

considera todas las posibles colocaciones de PMU no se resuelve sin generar previamente dicha formulación, y esto agravó la comprensión de que el proceso comienza precisamente con esa generación y su posterior resolución, resolución que si arroja una solución entera actualiza la mejor solución conocida, mientras que, si no se procede a ramificar, bifurcación que se activa cuando la integralidad de la respuesta falla.

La relajación lineal mediante la cual cada subproblema ya debía resolverse no se ejecuta sin repetir un proceso que para cada subproblema se aplica, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho proceso implica elegir una variable de decisión que no tenga un valor entero y crear dos instancias a partir de ella, una donde la variable es 0 y otra donde es 1, creación que constituye la ramificación que se despliega como mecanismo de división. La mejor solución entera que ya se tenía no se supera sin una comparación que determina si la solución de un subproblema es peor, y esto agravó la necesidad de precisar que si es peor esa rama se poda es decir se descarta, mientras que de lo contrario se mantiene porque podría ser mejor, mantenimiento que no se otorga arbitrariamente, sino que depende de la evaluación relativa de cada rama frente al umbral actual.

El número exponencial de combinaciones que caracteriza a un problema combinatorio como el OPP ya debía evitarse mediante una evaluación exhaustiva, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha evitación no se produce sin la poda de ramas, la cual es fundamental para la eficiencia del método (Ahmed et al., 2024a). La observabilidad completa del sistema que ya se asegura mediante la ubicación óptima de PMU no se alcanza sin la mejor solución entera encontrada al final del recorrido, y esto agravó la comprensión de que dicho recorrido solo concluye cuando se han resuelto todos los subproblemas o se alcanza un criterio de parada, como un número máximo de iteraciones, detención que el proceso sigue actualizando a medida que se

encuentran opciones superiores, actualización que no cesa hasta que la totalidad de las ramas viables haya sido examinada.

3.6.4. Solvers de optimización (PuLP / CBC)

En general, no se lleva a cabo la resolución manual del modelo de programación lineal entera, sino que se encarga a los solvers de optimización, también conocidos como bibliotecas de software especializadas. Estas reciben la función objetivo y las restricciones, y devuelven la solución óptima. La biblioteca PuLP, que está escrita en Python, y el solver CBC (Coin-or Branch and Cut) son una combinación común en el ecosistema de código abierto. PuLP funciona como una capa de modelado que posibilita la representación comprensible de las variables binarias, la función objetivo de reducción y las limitaciones lineales en cuanto a observabilidad, contingencia y barras con inyección nula. Por su parte, CBC lleva a cabo el algoritmo de ramificación y acotamiento, también conocido como Branch and Bound, para determinar la mejor configuración posible de PMU.

La accesibilidad y la capacidad de reproducirla hacen que esta combinación sea interesante: como son instrumentos libres y muy bien documentados, posibilitan la conversión directa de la formulación matemática del OPP (vector de decisión binario, matriz de conectividad, función objetivo ponderada por centralidad y restricciones de observabilidad) a un modelo informático ejecutable, sin tener que recurrir a plataformas comerciales(Ahmed et al., 2024a).

3.7. Monitoreo y Supervisión de Sistemas Eléctricos de Potencia

3.7.1. Importancia del monitoreo en sistemas eléctricos de potencia

Los estudios fuera de línea para los cuales ya se debían monitorear las condiciones en tiempo real no se sustentan sin un comportamiento dinámico de la red eléctrica que también deba observarse, y esto agravó la comprensión de que dicha observación se suma a la supervisión de estabilidad en redes de transmisión, a la vigilancia de grandes áreas geográficas y al seguimiento de todos los nodos del SEP, funciones que un sistema integrado de medición sincrofasorial tiene por objetivo cumplir, cumplimiento que no se alcanza sin reconocer que el monitoreo de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) constituye una actividad fundamental para garantizar su operación segura, confiable y eficiente (Parede et al., 2023).

Un requisito indispensable para la operación moderna que ya se había configurado como ineludible no se alcanza sin una plataforma de medición que opere con alta tasa de muestreo y sincronización temporal precisa, y esto agravó la necesidad de reconocer que disponer de dicha plataforma se convierte en imperativo cuando el sistema de monitoreo es incapaz de reflejar su estado dinámico en tiempo real, incapacidad que pone en riesgo la seguridad del SEP ante perturbaciones no anticipadas como variaciones de carga, indisponibilidades de suministro y contingencias, riesgo que ha incrementado de forma notable porque la creciente complejidad de los sistemas de potencia modernos, impulsada por la masiva interconexión de redes, la elevada penetración de energías renovables y la liberalización de los mercados eléctricos, ya había configurado un escenario de vulnerabilidad (Ma et al., 2024a) ((Joshi & Verma, 2021).

Un componente estructural de la operación de los SEP modernos que ya se había erigido como tal no se comprende sin reconocer que la medición sincrofasorial ha dejado de ser una

tecnología experimental, y esto agravó la evidencia de que estas cifras lo demuestran, demostración que proviene de una cobertura sincrofasorial en Europa continental que abarca prácticamente todo el territorio de los países miembros permitiendo el intercambio de datos entre operadores de sistemas de transmisión para gestionar el sistema de forma segura y eficiente, cobertura que se suma a las más de 2 400 PMU con las que China dispone para cubrir todas las subestaciones de 500 kV del país y diversas centrales de generación de 220 kV, disponibilidad que a su vez se asemeja a la red continental de los Estados Unidos con más de 2 000 unidades de medición fasorial (PMU) que contribuyen a mejorar la confiabilidad de la red eléctrica norteamericana, cifras todas ellas que evidencian que la implementación de sistemas de medición sincrofasorial ha experimentado un crecimiento sostenido a escala global (Parede et al., 2023).

La previsión de inestabilidades para la cual ya se habían desarrollado sistemas de supervisión y control automáticos más rápidos y eficaces no se alcanza sin una capacidad de respuesta de los operadores que también debe mejorarse, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha mejora proviene de una visión sobre la evolución dinámica de las variables del sistema que el conocimiento en tiempo real del comportamiento dinámico a través de los fasores brinda, visión que se sustenta en una tasa de actualización del orden de 60 muestras por segundo que dichos fasores presentan, velocidad que permite acceder en determinados nodos geográficos de la red a información total o parcial de las mediciones sincrofasoriales, acceso que la tendencia creciente en la implementación de sistemas de medición sincrofasorial que utilizan Unidades de Medición Fasorial (PMU) e integran el Sistema de Medición de Área Extendida (WAMS) posibilita, según (Echeverria Jurado et al., 2022).

3.7.2. Limitaciones de los sistemas de medición tradicionales (SCADA)

La tecnología convencional para el monitoreo del estado del sistema es el sistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés). Sin embargo, su principal limitación radica en las mediciones estáticas y de baja resolución temporal, lo que le impide observar la dinámica en tiempo real del sistema eléctrico. Ante mediciones incompletas, el SEP puede quedar expuesto a contingencias que lo llevan hacia un estado de menor seguridad (Joshi & Verma, 2021). Como alternativa superadora, la PMU ofrece mediciones de los fasores de tensión y corriente en tiempo real, junto con el monitoreo de frecuencia y de la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF), lo cual permite operar el sistema de forma segura.

Las diferencias fundamentales entre el SCADA y la PMU han sido sistematizadas en la literatura. El SCADA solo puede observar mediciones en estado estacionario, mientras que la PMU captura mediciones dinámicas y transitorias; el SCADA monitorea magnitudes de forma analógica, en tanto que la PMU lo hace en formato digital; el SCADA únicamente provee información de la magnitud del fasor sin incluir su ángulo de fase, mientras que la PMU mide tanto la magnitud como el ángulo de fase; el SCADA no involucra sincronización temporal y provee monitoreo de área local, en cambio la PMU se sincroniza mediante GPS y provee monitoreo de área amplia; finalmente, el SCADA adquiere datos cada 2 a 4 segundos, mientras que la PMU es capaz de obtener entre 30 y 120 muestras por segundo, lo que representa una ventaja significativa para la detección rápida de fallas y el análisis detallado de eventos como apagones (Joshi & Verma, 2021).

Tabla 1.

Comparación entre el sistema SCADA y la Unidad de Medición Fasorial (PMU)

Característica	SCADA	PMU - Unidad de Medición Fasorial
Tipo de medición	Estacionaria - estado permanente	Dinámica y transitoria
Dominio de medición	Analógico	Digital
Información fasorial	Solo magnitud del fasor	Magnitud y ángulo de fase
Sincronización temporal	Sin sincronización GPS	GPS - UTC (precisión ±1 μs)
Tasa de muestreo	1 muestra cada 2 a 4 segundos	30 a 120 muestras por segundo
Estimación de frecuencia	No disponible	Frecuencia y ROCOF en tiempo real
Cobertura geográfica	Área local	Área amplia
Detección de eventos dinámicos	Limitada ante transitorios rápidos	Captura transitorios electromecánicos
Aplicaciones principales	Control supervisorio y adquisición de datos	WAMS, DSA, TSA, protección adaptativa

Nota. Elaboración propia

Investigadores de todo el mundo han comenzado a explorar sistemas de monitoreo superiores para superar las limitaciones del SCADA, y la introducción del concepto de monitoreo fasorial por el profesor Phadke de Virginia Tech en 1980, junto con el inicio de la producción comercial de la PMU en 1991 por Macrodyne y Virginia Tech, marcaron el comienzo de una nueva era en la supervisión de los SEP (Ahmed et al., 2024) La incapacidad del SCADA para satisfacer los requisitos de los sistemas eléctricos modernos impulsó el desarrollo e implementación de la tecnología PMU, cuya precisión y alta velocidad de muestreo permiten detectar perturbaciones dinámicas que el SCADA simplemente no puede capturar (Ahmed et al., 2024).

3.8. Análisis Sincrofasorial en Sistemas Eléctricos de Potencia

3.8.1. Evolución del análisis de sistemas eléctricos de potencia

La integración de múltiples plataformas computacionales para evaluar el desempeño de los controladores en sistemas de mayor escala ya se había erigido como necesidad ineludible, y esto agravó la comprensión de que las herramientas de simulación tradicionales resultan insuficientes ante la mayor complejidad de las redes modernas, insuficiencia que proviene de su operación aislada y de su concentración en aspectos específicos como la optimización del flujo de potencia, la estabilidad de la red o el diseño de controladores, condición que no se comprende sin reconocer que la creciente complejidad operacional derivada del incremento en las interconexiones y la penetración de fuentes de energía renovable con comportamiento estocástico ha generado desafíos sin precedentes en la estabilidad y el control de los SEP (Pant et al., 2025), desafíos que la transición del sistema de potencia convencional hacia la red inteligente (smart grid) que se está llevando a cabo a través de los sistemas de medición de área amplia (WAMS) busca enfrentar, transición cuya capacidad de monitoreo, protección y control en tiempo real resulta esencial para la operación moderna (Joshi & Verma, 2021) (Pant et al., 2025).

La previsión de tendencias, la gestión de indicadores, la planificación del SEP y el análisis posoperativo que ya debían apoyarse mediante registros históricos de anomalías no se alcanzan sin sistemas sofisticados de adquisición, procesamiento y análisis, y esto agravó la necesidad de reconocer que dichos sistemas se imponen por la mayor cantidad de datos generados por las PMU, cantidad que hace que el concepto de analítica de datos se torne fundamental para extraer información útil, fundamentalidad que no se comprende sin reconocer que la evolución desde el SCADA hacia los sistemas sincrofasoriales basados en PMU fue impulsada por organizaciones

internacionales que desarrollaron estándares y tecnologías para observar la dinámica del sistema en tiempo real, impulso que surgió ante la necesidad de realizar un análisis dinámico y en tiempo real del estado del sistema de potencia, análisis que los grandes apagones eléctricos que han causado pérdidas económicas millonarias en diversas partes del mundo propiciaron (Arias Atiaja et al., 2025) (Parede et al., 2023).

3.8.2. Origen y desarrollo del concepto de sincrofasores

El concepto de monitoreo fasorial fue introducido por el profesor Arun G. Phadke de Virginia Tech en el año 1980. Posteriormente, en 1991, Macrodyne y Virginia Tech iniciaron la producción comercial de la primera unidad de medición fasorial (PMU) basada en dicho concepto (Ahmed et al., 2024) Esta tecnología representó un avance revolucionario en la supervisión de los SEP, ya que permitió, por primera vez, obtener mediciones fasoriales sincronizadas en puntos geográficamente distantes de la red con una referencia temporal común proporcionada por el Sistema de Posicionamiento Global (GPS).

El desarrollo normativo para estandarizar la tecnología de medición sincrofasorial comenzó con la norma IEEE 1344-1995, que introdujo los conceptos básicos para la medición sincronizada (Arias Atiaja et al., 2025). Esta norma fue posteriormente reemplazada por la IEEE C37.118-2005, la cual define la medición de fasores sincronizados utilizados en aplicaciones de sistemas de potencia y además establece un protocolo de comunicación de datos (Arias Atiaja et al., 2025; Celeita et al., 2022). Más adelante, la norma fue revisada y se publicó la IEEE C37.118.1-2011, de carácter informativo, que establece la medición de sincrofasores para sistemas de potencia y define la medición de frecuencia, sincrofasorial y ROCOF; en forma complementaria, la C37.118.2-2011 establece la norma de transferencia de datos de sincrofasores

(Arias Atiaja et al., 2025; Celeita et al., 2022). Posteriormente, la enmienda IEEE C37.118.1a-2014 modificó algunos requisitos de rendimiento y actualizaciones para corregir incoherencias introducidas por la versión anterior, y la norma IEC/IEEE 60255-118-1:2018 describe los requisitos de marca de tiempo y sincronización para mediciones, estableciendo métodos para evaluar las mediciones de sincrofasores para sistemas de potencia en condición estática y dinámica.

La instalación masiva de PMU en el sistema de transmisión introdujo un potencial de mejoras significativo: la mejora de la observabilidad en el estimador de estado (SE) y las aplicaciones que permiten la Evaluación de Seguridad Dinámica (DSA), aportando información precisa para la toma de decisiones (Arias Atiaja et al., 2025). A partir de ello, se instalaron PMU en líneas de transmisión de redes eléctricas en todo el mundo, volviendo su implementación una acción imperativa para avanzar hacia una red más inteligente. Los recientes avances en algoritmos de inteligencia artificial y aprendizaje automático han abierto nuevas líneas de investigación para desarrollar soluciones más sofisticadas a problemas complejos como la predicción temprana de inestabilidades inminentes en un SEP, haciendo uso de las mediciones sincrofasoriales proporcionadas por los WAMS (Echeverria Jurado et al., 2022).

3.9. Sincrofasores

3.9.1. Definición de sincrofasor

Un sincrofasor es un fasor calculado mediante una señal muestreada que utiliza una señal de tiempo estándar como referencia, donde las medidas tienen una relación de fase definida(Arias Atiaja et al., 2025). Matemáticamente, una señal senoidal en el dominio del tiempo puede representarse como:

$$x(t) = X_m \cdot cos(\omega t + \varphi)$$

Donde X_m es la amplitud de la señal, ω es la frecuencia angular y φ es el ángulo de fase inicial respecto a una referencia de tiempo sincronizada con el tiempo universal coordinado (UTC) (Arias Atiaja et al., 2025; Celeita et al., 2022). La representación como fasor complejo de dicha señal, en el marco de referencia común, se expresa como:

$$X = (X_m / \sqrt{2}) \cdot e\hat{}j\varphi$$

Donde X_m/√2 corresponde al valor cuadrático medio (RMS) de la señal y φ es el ángulo de fase (Arias Atiaja et al., 2025). Cuando la frecuencia de la señal difiere de la frecuencia nominal del sistema (f_0), el fasor resultante presenta una frecuencia diferencial $\Delta f = f - f_0$, y la representación fasorial adopta la forma:

$$X(t) = (X_m / \sqrt{2}) \cdot e\hat{}j(2\pi\Delta f \cdot t + \varphi)$$

Esta expresión describe el comportamiento del fasor cuando la frecuencia de la señal medida no es exactamente la frecuencia nominal del sistema (Celeita et al., 2022). La norma IEEE C37.118.1-2011 define formalmente la PMU como un dispositivo que produce estimaciones de fasor sincronizado, frecuencia y tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) a partir de señales de tensión y/o corriente y una señal de sincronización temporal (Celeita et al., 2022; Joshi & Verma, 2021). El dispositivo también puede actuar como registrador de faltas digitales (DFR) mediante el registro de las formas de onda del sistema de potencia.

3.9.2. Representación fasorial sincronizada

Los concentradores de datos fasoriales (PDC) que ya integraban y sincronizaban las mediciones provenientes de múltiples PMU no se comprenden sin reconocer que dichos

dispositivos PMU generan datos fasoriales a alta frecuencia de muestreo, y esto agravó la necesidad de precisar que dichos datos se transmiten mediante protocolos de comunicación normalizados hacia dichos PDC, transmisión que no garantiza por sí sola que los fasores medidos en subestaciones separadas por miles de kilómetros sean comparables entre sí, comparabilidad que la precisión de sincronización temporal alcanzada mediante GPS del orden del microsegundo (1 μs) sí garantiza (Arias Atiaja et al., 2025), garantía que no se alcanza sin el Sistema de Posicionamiento Global (GPS) cuyas señales disciplinan los relojes de las PMU con respecto al UTC (Celeita et al., 2022), disciplina que constituye el mecanismo mediante el cual la sincronización se logra, sincronización que a su vez implica que todos los fasores medidos en distintos puntos geográficos de la red comparten un marco de referencia temporal común, marco que la representación fasorial sincronizada ya había erigido como condición indispensable.

La evaluación de estabilidad en tiempo real y las aplicaciones de estimación de estado dinámica en las que ya se había erigido una condición indispensable no se sustentan sin reconocer que dicha condición proviene de una precisión temporal fundamental, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha precisión garantiza que la diferencia de ángulos calculada entre fasores de distintas ubicaciones refleje fielmente el estado dinámico real del sistema eléctrico, fidelidad que no se alcanza sin una trazabilidad de 1 μs durante 100 años que la marca de tiempo entregada debe mantener, trazabilidad que se expresa en segundos transcurridos desde la medianoche (00:00:00) del UTC del 1 de enero de 1970 hasta el instante en que se guarda la medición, expresión que no se realiza sin un módulo GPS sincronizado con el UTC mediante el cual la sincronización temporal de las marcas de tiempo con los dispositivos PMU se lleva a cabo, sincronización que según la norma IEEE C37.118.1-2011 ya había quedado establecida como protocolo normativo (Celeita et al., 2022).

3.9.3. Importancia del sincrofasor en estudios dinámicos

El conocimiento en tiempo real del comportamiento dinámico del SEP a través de los sincrofasores permite a los operadores tener una visión sobre la evolución dinámica de las variables del sistema y, por lo tanto, mejora la capacidad de respuesta ante eventos perturbadores (Echeverria Jurado et al., 2022). La tasa de actualización de 60 muestras por segundo (una muestra cada 16,67 ms para sistemas de 60 Hz) permite observar transitorios electromecánicos que ocurren en el orden de los cientos de milisegundos y que resultan invisibles para el SCADA (Echeverria Jurado et al., 2022; Parede et al., 2023). Esta capacidad es particularmente crítica en la evaluación de la estabilidad transitoria, donde la pérdida de sincronismo entre generadores puede ocurrir en menos de un segundo tras la ocurrencia de una falla severa.

Los sincrofasores proveen la base de datos necesaria para los métodos de evaluación de estabilidad transitoria basados en datos (data-driven TSA), los cuales han evolucionado desde técnicas de aprendizaje superficial como árboles de decisión y máquinas de soporte vectorial hasta métodos de aprendizaje profundo (Ma et al., 2024). En estudios de evaluación dinámica de seguridad (DSA), la disponibilidad de mediciones sincrofasoriales de alta velocidad constituye una ventaja fundamental: los operadores de la red pueden detectar con antelación suficiente las condiciones de bajo margen de estabilidad y ejecutar acciones de control de emergencia dentro de los pocos cientos de milisegundos disponibles desde que ocurre la perturbación hasta que se produce la inestabilidad transitoria (Echeverria Jurado et al., 2022).

Desde una perspectiva de detección de eventos, los sincrofasores permiten identificar perturbaciones en el sistema que incluyen variaciones de frecuencia, desviaciones del perfil de tensión, cambios de carga y fallas en líneas de transmisión (Parede et al., 2023).La alta correlación

temporal entre mediciones de PMU ubicadas en subestaciones geográficamente distantes facilita la identificación de la naturaleza y el origen de los eventos mediante técnicas de análisis de componentes principales (PCA) y correlación de Pearson, lo que permite detectar y almacenar en forma automática los eventos eléctricos que ocurren durante la operación del sistema interconectado (Parede et al., 2023).

3.10. Unidades de Medición Sincrofasorial (PMU – Phasor Measurement Unit)

3.10.1. Definición y concepto de PMU

Una Unidad de Medición Fasorial (PMU, del inglés Phasor Measurement Unit) es un equipo de medición de fasores de tensión y corriente de la red eléctrica, con periodos en el orden de los microsegundos, que produce estaciones de fasores sincronizados de frecuencia y de variación de frecuencia (ROCOF) a partir de señales de voltaje y corriente a través del sincronismo temporal (Arias Atiaja et al., 2025). La instalación de PMU en el sistema de potencia ha habilitado la implementación de la red inteligente (smart grid), el monitoreo en tiempo real, el control dinámico, la estimación de estado mejorada, la protección adaptativa, la restauración del sistema, el análisis postperturbación y la estimación de estado (Ahmed et al., 2024).

La importancia de un sistema PMU integrado radica en que permite observar el comportamiento de todo el SEP, monitorear grandes áreas geográficas, apoyar la supervisión de la estabilidad del sistema de transmisión, observar el comportamiento dinámico de la red eléctrica, monitorear las condiciones en tiempo real y realizar estudios fuera de línea (Parede et al., 2023). La instalación de PMU en cada barra del sistema para lograr la observabilidad completa de la red incurriría en costos sustanciales; por ello, la Ley de Ohm juega un papel crítico en la colocación

estratégica de PMU, ya que mediante su ubicación óptima es posible lograr la observabilidad numérica y topológica de la red entera con un número reducido de dispositivos (Ahmed et al., 2024d).

3.10.2. Principio de funcionamiento de una PMU

El funcionamiento de una PMU se basa en tres componentes esenciales: la adquisición de señal, la estimación fasorial y la sincronización temporal. En la etapa de adquisición, los convertidores analógico-digitales (ADC) muestrean las señales de tensión y corriente provenientes de los transformadores de instrumento de la subestación a una frecuencia de muestreo que puede ser de hasta 256 muestras por ciclo (Celeita et al., 2022). Estas muestras digitales son procesadas mediante algoritmos de estimación fasorial —siendo el más extendido la transformada de Fourier discreta (DFT)— para obtener la magnitud y el ángulo de fase del fasor de la señal medida (Celeita et al., 2022; Joshi & Verma, 2021). El estimador DFT aplicado sobre N muestras adquiridas a una tasa $f_s = N \cdot f_0$ produce el fasor de la componente fundamental conforme a:

$$X = (\sqrt{2} / N) \cdot \Sigma[k = 0 \rightarrow N - 1]\, x(kTs) \cdot e\text{^}(-j2\pi k/N)$$

Donde x(kTs) es la k-ésima muestra de la señal, Ts = 1/fs es el período de muestreo, N es el número de muestras por ciclo fundamental y el factor √2 convierte el resultado al valor eficaz (RMS). La resolución de la estimación está condicionada por el tamaño de la ventana de datos: ventanas de un ciclo ofrecen mayor velocidad de respuesta a expensas de mayor sensibilidad al ruido, mientras que ventanas multicíclicas reducen el ruido a costa de mayor latencia (Joshi & Verma, 2021).

La sincronización temporal es la característica que distingue a la PMU de otros instrumentos de medición: el módulo GPS receptor de la PMU genera una señal de pulso por segundo (1 PPS) derivada de la señal de tiempo GPS/UTC, la cual sincroniza el instante de muestreo de todos los ADC y estampa temporalmente cada muestra con su correspondiente marca de tiempo UTC (Celeita et al., 2022). Esto garantiza que las muestras adquiridas en PMU ubicadas en distintas subestaciones sean genuinamente contemporáneas, condición necesaria para la comparación válida de fasores entre puntos distantes de la red. La frecuencia nominal de la PMU se ajusta a la frecuencia nominal del sistema (50 o 60 Hz según el país), y la tasa de reporte de fasores (reporting rate) puede configurarse entre 10 y 120 cuadros por segundo dependiendo de la aplicación (Joshi & Verma, 2021).

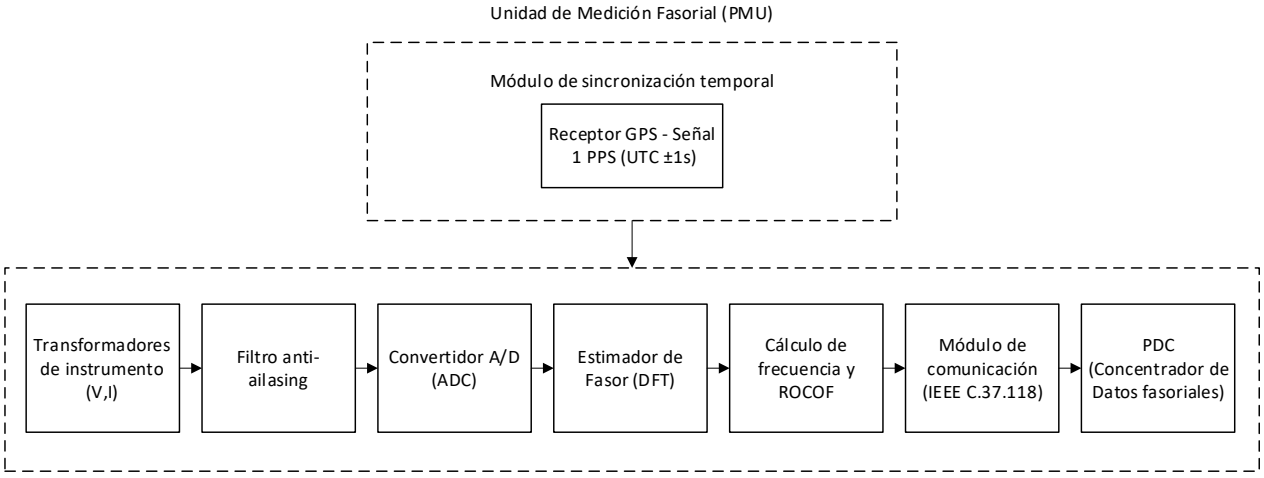


Figura 2. Diagrama de bloques del principio de funcionamiento de una PMU. Nota: elaboración propia basada en Celeita et al. (2022) y Joshi & Verma (2021).

3.10.3. Variables medidas por una PMU

De acuerdo con la norma IEEE C37.118.2-2011, los datos transmitidos por las PMU contienen información sobre: la marca de tiempo, el estado del medidor, y los datos del sistema eléctrico, que comprenden la frecuencia, la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF), los fasores de

tensión (magnitud y ángulo), los fasores de corriente (magnitud y ángulo), y los canales analógicos y digitales configurables (Parede et al., 2023). Esta información se encuentra presente en todas las PMU y se transmite a través de tramas (frames) que siguen el protocolo IEEE C37.118, que son vectores que transportan información sobre la comunicación y los datos de medición. Las PMU envían hasta 60 tramas por segundo de forma continua, lo que se traduce en un flujo de datos actualizado una vez cada 16,6 ms (Parede et al., 2023b).

Las variables fundamentales medidas por una PMU y que resultan relevantes para los estudios de estabilidad transitoria son los fasores de tensión (magnitud en p.u. y ángulo en grados o radianes), los fasores de corriente (magnitud y ángulo) en las ramas adyacentes a la barra monitorizada, la frecuencia instantánea en Hz, y el ROCOF en Hz/s (Arias Atiaja et al., 2025b; Joshi & Verma, 2021). En el contexto de la evaluación de estabilidad transitoria, los ángulos de rotor de los generadores sincrónicos —que se relacionan directamente con los ángulos de tensión medidos por las PMU instaladas en los bornes de generación— constituyen los indicadores primarios del comportamiento electromecánico del sistema (Echeverria Jurado et al., 2022).

3.10.4. Tipos de PMU

La norma IEEE C37.118.1-2011 define dos tipos de desempeño para las PMU: el Tipo P (de Protección) y el Tipo M (de Medición). La selección entre ambos tipos corresponde a los usuarios, en función de los requisitos de las aplicaciones particulares (Celeita et al., 2022). El Tipo P está orientado a soluciones de protección que requieren una respuesta rápida en la medición de datos y no necesitan filtrado de señal; este tipo prioriza la velocidad de respuesta sobre la exactitud, siendo adecuado para aplicaciones de protección adaptativa y detección de islamiento (Celeita et al., 2022). El Tipo M, en cambio, está destinado a aplicaciones de medición o a aplicaciones que

se ven afectadas por el traslape (aliasing) de señales, las cuales necesitan gran precisión pero no requieren alta velocidad de respuesta; este tipo es más apropiado para la estimación de estado, el monitoreo de oscilaciones y los estudios de estabilidad en tiempo real.

Desde una perspectiva de desempeño cuantitativo, el error vectorial total (TVE, del inglés Total Vector Error) constituye la métrica principal para evaluar la exactitud de las mediciones fasoriales de una PMU. Según la norma IEEE C37.118, para PMU conformes con dicho estándar el TVE debe ser inferior al 1%, lo que implica que el error entre el fasor de la medición real obtenida y el fasor verdadero sin errores de medición debe mantenerse por debajo de dicho umbral (Ma et al., 2024). Esta restricción de exactitud garantiza que las mediciones sincrofasoriales empleadas en aplicaciones críticas —como la evaluación de estabilidad transitoria y la estimación de estado— sean suficientemente precisas para extraer conclusiones válidas sobre el comportamiento dinámico del sistema.

3.10.5. Sincronización temporal en sistemas sincrofasoriales

La sincronización temporal es el elemento que convierte a una unidad de medición fasorial ordinaria en un sincrofasor: sin ella, los fasores medidos en distintos puntos de la red no serían comparables entre sí, pues estarían referenciados a marcos de tiempo locales independientes. El sistema GPS proporciona una referencia temporal universal con una precisión del orden del microsegundo, disciplinando los relojes de cada PMU con respecto al UTC (Celeita et al., 2022b; Joshi & Verma, 2021). Esta precisión garantiza que la diferencia de ángulos calculada entre fasores de distintas ubicaciones refleje fielmente el estado dinámico real del sistema, sin errores atribuibles a desajustes temporales entre dispositivos.

La norma IEEE C37.118.2-2011 establece las tasas de reporte de datos que debe proporcionar la PMU de acuerdo con la frecuencia del sistema: para sistemas de 60 Hz los valores permitidos son 10, 12, 15, 20, 30 o 60 cuadros por ciclo; para sistemas de 50 Hz los valores son 10, 25 o 50 cuadros por ciclo (Celeita et al., 2022). Los datos transferidos contienen información sobre las mediciones fasoriales, la marca de tiempo y la calidad de la señal de sincronización recibida. Para aplicaciones de simulación sincrofasorial virtual —como las empleadas en este trabajo— se utilizan tasas de reporte de 60 cuadros por segundo, equivalentes a un paso temporal de 16,67 ms, lo que reproduce el comportamiento del hardware PMU conforme a la norma IEEE C37.118 (Arias Atiaja et al., 2025; Echeverria Jurado et al., 2022).

Para los sistemas que no disponen de señal GPS —como pueden ser entornos de laboratorio o simulaciones— se han propuesto alternativas de sincronización basadas en protocolos de tiempo de red (NTP/PTP) o en hardware dedicado como el IRIG-B (Inter-Range Instrumentation Group time code format B). En el contexto de co-simulación con herramientas computacionales como DIgSILENT PowerFactory y Python, la sincronización se logra mediante un protocolo de comunicación de red (TCP/IP) que garantiza la correspondencia entre el tiempo de simulación del motor RMS y las marcas de tiempo de los datos sincrofasoriales generados virtualmente (Arias Atiaja et al., 2025).

3.11. Sistemas de Medición de Área Amplia (WAMS)

3.11.1. Definición de WAMS

El Sistema de Medición de Área Amplia (WAMS, del inglés Wide Area Measurement System) es la infraestructura tecnológica que permite la medición, supervisión y control del

sistema eléctrico de potencia en tiempo real mediante la integración de múltiples PMU distribuidas geográficamente (Parede et al., 2023; Salvador et al., 2025) El objetivo de los WAMS es mejorar el control y monitoreo en tiempo real de los SEP, proporcionando datos a través de las PMU que permiten un muestreo sincronizado y una actualización de datos a altas velocidades, mediante la estimación fasorial de la frecuencia, magnitud y ángulo de fase de los componentes de voltaje y corriente (Salvador et al., 2025).

La característica definitoria del WAMS es la sincronización temporal mediante GPS, que garantiza una precisión de 1 ms en los marcos de referencia de tiempo de todos los dispositivos del sistema, independientemente de su ubicación geográfica (Salvador et al., 2025). Esta precisión temporal permite comparar fasores medidos en subestaciones separadas por miles de kilómetros, lo que habilita la evaluación del estado dinámico de toda la red en un único instante de tiempo. La operación de los sistemas WAMS junto con el sistema de posicionamiento global (GPS) facilita la supervisión de los sistemas de energía bajo el mismo marco de referencia de tiempo (Arias Atiaja et al., 2025).

3.11.2. Componentes de un sistema WAMS

Las redes de área amplia, las microondas y la fibra óptica sobre las que ya se había establecido el soporte físico o lógico no se comprenden sin protocolos como TCP/IP que los sistemas de telecomunicaciones emplean para la transferencia de datos fasoriales desde las PMU hasta los PDC, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha transferencia no opera sin una capa de adquisición que las PMU constituyen al medir los fasores de tensión y corriente con sincronización GPS, medición que en las subestaciones y centrales de generación ya se había ubicado como el punto de captura inicial, captura que no puede desvincularse de los sistemas de

registro histórico de información, los servidores de aplicaciones, los sistemas de telecomunicaciones, el Concentrador de Datos Fasoriales (PDC, del inglés Phasor Data Concentrator) y la Unidad de Medición Fasorial (PMU) como los componentes principales de los que un sistema WAMS ya estaba compuesto (Salvador et al., 2025) (Parede et al., 2023).

La información de datos medidos por las PMU que ya debía recibirse y almacenarse no se comprende sin reconocer que el PDC constituye el componente central de la arquitectura WAMS, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha centralidad no se limita a la mera acumulación de datos, sino que se erige como el eje estructural en torno al cual gira la gestión de los flujos fasoriales (Salvador et al., 2025).

Una representación completa del sistema que ya debía construirse no se alcanza sin PDC regionales o centrales que integran los datos de múltiples PDC locales, y esto agravó la necesidad de reconocer que dichos PDC regionales no operan sin PDC locales que concentran datos de grupos de PMU cercanas geográficamente, concentración que en sistemas jerárquicos de WAMS es posible, posibilidad que no se comprende sin una visión sistémica del SEP que el PDC proporciona al integrar mediciones de múltiples ubicaciones, integración que a diferencia de una PMU individual ya se había configurado como el alcance propio del concentrador, alcance que no se sustenta sin una imagen coherente del estado de la red en cada instante que se construye alineando las mediciones en el tiempo, alineación que constituye la concentración y sincronización de los flujos de datos provenientes de múltiples PMU como la función principal del PDC (Parede et al., 2023).

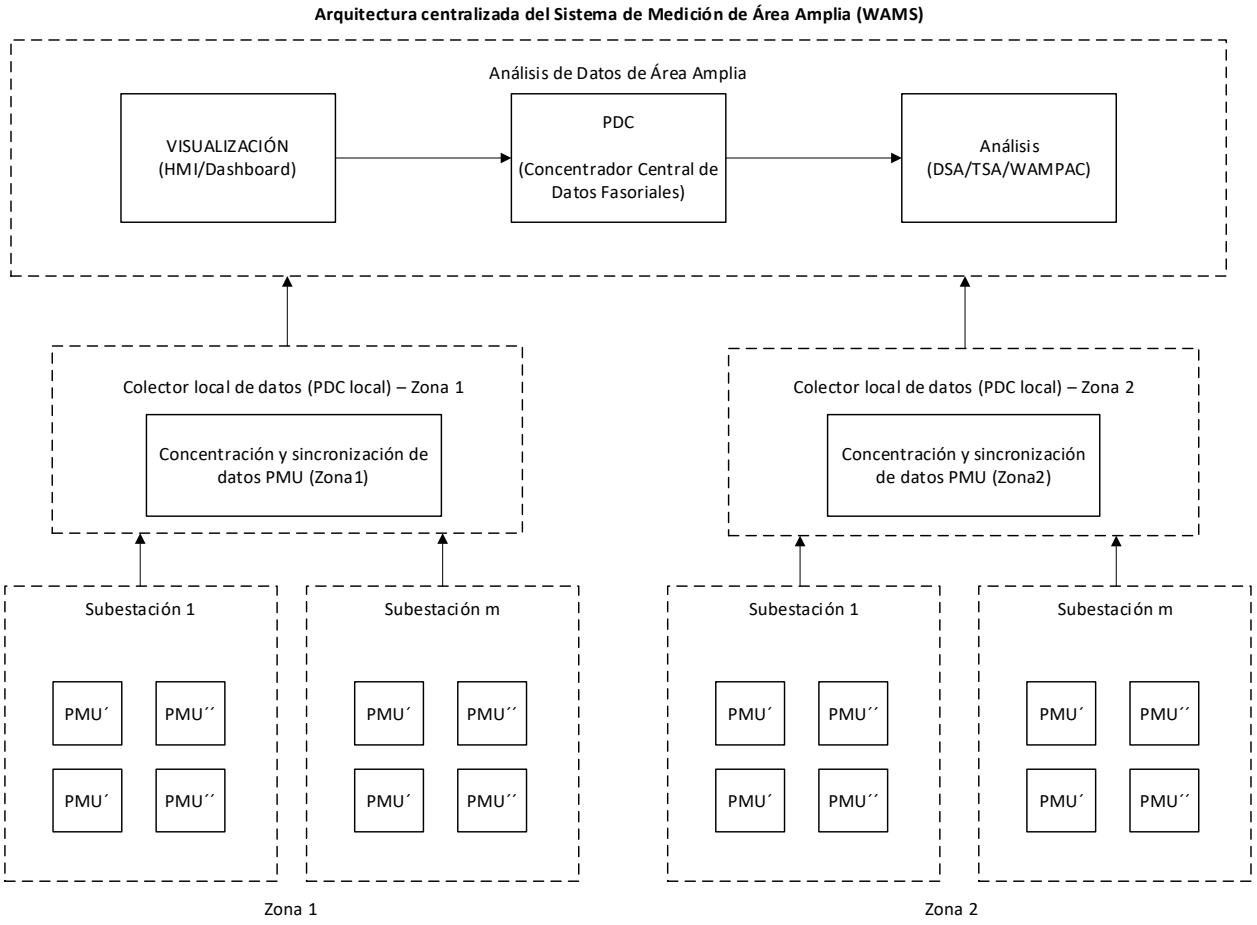


Figura 3. Arquitectura centralizada de las WAMS. Nota: elaboración propia basada en Freire et al. (2025).

3.11.3. Aplicaciones de los sistemas WAMS

Los sistemas WAMS han habilitado un amplio espectro de aplicaciones en la operación y control de los SEP. Entre las principales aplicaciones se encuentran: la detección y almacenamiento de eventos eléctricos, la evaluación de la seguridad dinámica del sistema (DSA), la estimación de estado dinámica, la supervisión de oscilaciones electromecánicas, la protección adaptativa y el control de área amplia (WAMPAC) (Echeverria Jurado et al., 2022; Ma et al., 2024; Parede et al., 2023).

En el ámbito de la detección de eventos, los sistemas WAMS permiten identificar y almacenar automáticamente eventos eléctricos relevantes para la operación del sistema interconectado nacional, mediante técnicas de análisis de datos como el análisis de componentes principales (PCA) y la correlación de Pearson(Parede et al., 2023). Estas técnicas son capaces de detectar perturbaciones de diversa naturaleza: desde desconexiones de grandes unidades de generación hasta fallas en líneas de transmisión de alta tensión, incluyendo eventos que generan variaciones de frecuencia menores a 0.5 Hz, que no habrían sido detectables por sistemas convencionales basados en violación de límites operativos (Parede et al., 2023).

En la evaluación de la estabilidad transitoria, la disponibilidad de mediciones sincrofasoriales a través del WAMS proporciona el vector de datos necesario para los métodos de evaluación basados en datos. Los datos orientados a la TSA incluyen la potencia activa y reactiva de los generadores, la tensión y el ángulo de fase de las barras, y la potencia activa y reactiva de las ramas, todo ello fácilmente obtenible mediante las PMU del sistema (Ma et al., 2024). La disponibilidad de estas mediciones en tiempo real permite ejecutar evaluaciones de estabilidad transitoria con ventanas temporales de pocas decenas de milisegundos después de ocurrida la perturbación, lo que habilita la toma oportuna de decisiones de control de emergencia (Echeverria Jurado et al., 2022)

Una aplicación particularmente relevante de los sistemas WAMS es la evaluación de seguridad dinámica distribuida (D-DSA). (Madurasinghe & Venayagamoorthy, 2024) proponen una arquitectura jerárquica de tres niveles —componente, área y red— que evalúa la seguridad del SEP en cada cuadro PMU, empleando estimación de estado lineal distribuida (D-LSE) y procesamiento de topología de red sincrofasorial (H-TNTP-PMU). En el Nivel 1, los índices de seguridad de subestación (SSI) y de línea de transmisión (TSI) se derivan directamente de las

mediciones PMU; en el Nivel 2, los SSI y TSI de cada área se fusionan mediante un sistema de inferencia difusa Takagi-Sugeno (T-S FIS) para obtener el índice de seguridad de área (ASI); y en el Nivel 3, los ASI de todas las áreas se integran para calcular el índice de seguridad de red (NSI) (Madurasinghe & Venayagamoorthy, 2024). La expresión general de fusión difusa utilizada en cada nivel es:

$$ISF = [\Sigma_{j=1}{}^{Q} W_j \cdot Z_j] / [\Sigma_{j=1}{}^{Q} W_j]$$

Donde ISF es el Índice de Seguridad Fusionado resultante, W_j es el nivel de activación de la j-ésima regla difusa y Z_j es la salida de dicha regla; Q es el número de reglas disparadas por la entrada al sistema FIS Validada sobre el simulador digital en tiempo real (RTDS) con los modelos de prueba de dos áreas y cuatro máquinas (IEEE 68 barras), la arquitectura D-DSA demostró ser entre 6,5 y 10,7 veces más precisa que el enfoque SCADA convencional bajo distintos escenarios de contingencia, con errores cuadráticos medios (RMSE) del NSI inferiores a 0,009 en todos los casos (Madurasinghe & Venayagamoorthy, 2024) Este nivel de precisión, alcanzado operando a la tasa de cuadros PMU, abre la posibilidad de implementar herramientas de evaluación de seguridad en línea de escala real que superan las capacidades de los sistemas convencionales basados en SCADA.

3.11.4. Co-simulación como técnica de validación de sistemas WAMS

La co-simulación es una técnica de análisis computacional que permite integrar múltiples plataformas de simulación, aprovechando las fortalezas de cada herramienta para proporcionar un análisis más completo del sistema en estudio (Pant et al., 2025). En el contexto de los sistemas de potencia, la co-simulación entre un simulador especializado como DIgSILENT PowerFactory (PF) y un entorno de programación de propósito general como Python o MATLAB permite evaluar el

desempeño de controladores y algoritmos de análisis en modelos de sistemas eléctricos de mayor escala, superando las limitaciones que tendría cada plataforma operando de forma aislada (Pant et al., 2025).

Aunque PF proporciona una API de Python para automatizar escenarios de simulación, su limitación principal es que no puede usarse durante simulaciones dinámicas para actualizar valores en tiempo real mientras se ejecuta la simulación (Pant et al., 2025). Una alternativa para el intercambio de datos en tiempo real entre PF y herramientas externas es el uso de protocolos de comunicación de red: la arquitectura cliente-servidor mediante sockets TCP/IP permite que el motor de simulación RMS de PF envíe los datos fasoriales calculados en cada paso de integración directamente a un script de Python que actúa como PDC virtual (Arias Atiaja et al., 2025). Este enfoque permite emular el funcionamiento de un WAMS completo sin necesidad de hardware físico, constituyendo una plataforma de desarrollo y validación de algoritmos de análisis sincrofasorial de bajo costo y alta flexibilidad.

La co-simulación entre PF y Python se ha demostrado en diversas investigaciones como una metodología válida para el estudio de sistemas de potencia. El objetivo de este enfoque es desarrollar una simulación digital en tiempo fuera de línea (modo estudio) mediante la integración de un software de simulación de sistemas eléctricos de potencia que extraiga información fasorial de simulación en el dominio del tiempo, y la envíe mediante un script desarrollado en Python que ejecute las funciones de PMU virtual, cuya información sea recibida por otro módulo que ejecute las funciones de PDC (Arias Atiaja et al., 2025). Esta arquitectura permite desarrollar herramientas de entrenamiento fuera de línea y capacitación para operadores del sistema, así como validar algoritmos de análisis sincrofasorial en un entorno controlado y reproducible.

3.12. Comunicación de Datos en Sistemas Sincrofasoriales

3.12.1. Transmisión de datos sincrofasoriales

Un flujo de datos actualizado una vez cada 16,6 ms que ya representaba el envío de hasta 60 tramas por segundo de forma continua por parte de las PMU no se comprende sin vectores que transportan información sobre la comunicación y los datos fasoriales, y esto agravó la necesidad de reconocer que dichas tramas de datos no operan sin una estructura que la norma IEEE C37.118.2-2011 establece al definir el estándar de transferencia de datos sincrofasoriales para sistemas de potencia, definición que a su vez regula las tasas de reporte admisibles en función de la frecuencia nominal del sistema, los tipos de mensajes (datos, configuración, encabezado y comandos) y la estructura de las tramas de datos, regulación que garantiza la interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes mediante protocolos normalizados por los cuales la transmisión de datos sincrofasoriales entre las PMU y los PDC, y entre los PDC y las aplicaciones de usuario, se rige (Celeita et al., 2022; Parede et al., 2023).

La transmisión ordenada y sin pérdida de los paquetes de datos fasoriales entre el motor de simulación y el módulo de procesamiento que ya se garantizaba en las implementaciones de co-simulación PF-Python no se alcanza sin el protocolo TCP que típicamente se emplea sobre la interfaz de red local (localhost), y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho empleo no se comprende sin una distinción frente al Protocolo de Datagrama de Usuario (UDP), el cual es un protocolo más simple que no permite retransmisión pero que es más rápido y tiene mayor ancho de banda, lo que le permite transportar un mayor volumen de datos por unidad de tiempo (Parede et al., 2023), característica que contrasta con el control sobre los paquetes de datos durante la transmisión que el TCP ofrece mediante retransmisión ante pérdidas o errores, lo que lo hace

adecuado para aplicaciones donde la integridad de los datos es prioritaria, prioridad que no se asume de forma arbitraria sino que se inscribe en la comunicación entre equipos en un sistema WAMS que puede realizarse mediante uno u otro protocolo (Arias Atiaja et al., 2025; Salvador et al., 2025).

3.12.2. Integración con sistemas SCADA y EMS

La robustez y la infraestructura establecida del SCADA que ya se habían erigido como pilares operativos no se aprovechan sin reconocer que dicha aprovechamiento no exige el reemplazo de los sistemas existentes, y esto agravó la comprensión de que la capacidad de observación dinámica del WAMS puede integrarse junto con dichos pilares, integración que el WAMS materializa al aportar mediciones dinámicas de alta velocidad que complementan y enriquecen la capacidad de supervisión del centro de control, enriquecimiento que contrasta con el dominio del estado estacionario en el que opera el SCADA y que proporciona una visión de baja resolución temporal del sistema, contraste que no desaparece cuando se reconoce que la transición hacia la operación inteligente de los SEP ya se había configurado como el horizonte estratégico, horizonte para el cual la integración de los datos sincrofasoriales provenientes del WAMS con los sistemas SCADA y de gestión de la energía (EMS) existentes en los centros de control constituye un aspecto clave (Joshi & Verma, 2021).

La toma de decisiones operativas para la cual ya se había tornado crítica la precisión de las mediciones no se sustenta sin condiciones de estrés del sistema durante las cuales dicha precisión resulta indispensable, y esto agravó la relevancia de una mejora en la calidad de la estimación de estado que es particularmente significativa en dichas condiciones, mejora que no se alcanza sin reconocer que los fasores de tensión, magnitud y ángulo, que proveen directamente las mediciones

fasoriales sincronizadas de PMU, permiten superar la estimación convencional basada en SCADA que debía reconstruirlos a partir de mediciones de potencia activa y reactiva, superación que se inscribe en una perspectiva práctica desde la cual los datos sincrofasoriales del WAMS se pueden incorporar a los EMS para mejorar la estimación de estado dinámica, la evaluación de seguridad en tiempo real y las aplicaciones de protección adaptativa, mejoras que ya se habían configurado como los ejes de intervención práctica (Joshi & Verma, 2021).

3.13. Estándares para Sistemas de Medición Sincrofasorial

3.13.1. Norma IEEE C37.118 para Mediciones Sincrofasoriales

Los requisitos de comunicación y las características fundamentales del hardware PMU que ya se habían definido no se comprenden sin los conceptos básicos para la medición sincronizada que la primera norma establecida para los sistemas WAMS introdujo, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha introducción no se produjo sin una evolución progresiva de la estandarización de la tecnología sincrofasorial a lo largo de varios lustros, evolución que respondía al avance tecnológico y a las necesidades cambiantes de las aplicaciones del sistema de potencia, respuesta que no se limitó a la primera versión sino que fue posteriormente reemplazada por la IEEE C37.118-2005, la cual define con mayor precisión la medición de fasores sincronizados utilizados en aplicaciones de sistemas de potencia y establece un protocolo de comunicación de datos (Arias Atiaja et al., 2025; Celeita et al., 2022) (Arias Atiaja et al., 2025).

Las mediciones de sincrofasores en condición estática y dinámica que ya debían evaluarse mediante métodos establecidos no se comprenden sin los requisitos de marca de tiempo y sincronización para mediciones que la norma conjunta IEC/IEEE 60255-118-1:2018 describe, y

esto agravó la necesidad de reconocer que dicha descripción constituye el cierre de una secuencia que no comenzó sin la enmienda IEEE C37.118.1a-2014 que modificó algunos requisitos de rendimiento y actualizaciones para corregir incoherencias introducidas por la versión anterior (Freire et al., 2025), corrección que a su vez no se produjo sin la división en dos partes con propósitos diferenciados que en el año 2011 la norma experimentó, división que configuró la IEEE C37.118.1-2011 de carácter informativo, que establece la medición de sincrofasores para sistemas de potencia y define la medición de frecuencia, sincrofasorial y ROCOF, y la IEEE C37.118.2-2011, que establece el estándar de transferencia de datos de sincrofasores (Arias Atiaja et al., 2025; Celeita et al., 2022) (Arias Atiaja et al., 2025; Celeita et al., 2022).

3.13.1.1. Requisitos de medición y sincronización en IEEE C37.118

La norma IEEE C37.118.1-2011 define dos tipos de desempeño para las PMU (Tipo P y Tipo M) según sus características de velocidad y precisión (Celeita et al., 2022.) Para garantizar la precisión de las mediciones fasoriales, la norma establece que el error vectorial total (TVE) debe ser inferior al 1% para PMU conformes con el estándar (Ma et al., 2024). Formalmente, el TVE en el instante n se define como el cociente entre la norma euclídea de la diferencia entre el fasor estimado y el fasor de referencia, y la norma del fasor verdadero (Celeita et al., 2022; Joshi & Verma, 2021)

$$TVE(n) = \sqrt{[(\hat{X}r(n) - Xr(n))^2 + (\hat{X}i(n) - Xi(n))^2]} \,/\, \sqrt{[Xr(n)^2 + Xi(n)^2]}$$

donde $\hat{X}r(n)$ y $\hat{X}i(n)$ son las partes real e imaginaria del fasor estimado por la PMU, y Xr(n) y Xi(n) son las partes real e imaginaria del fasor teórico de referencia en el instante n. Las PMU Tipo P, orientadas a aplicaciones de protección, deben cumplir TVE ≤ 1% bajo condiciones

estacionarias con frecuencia nominal, mientras que las PMU Tipo M, orientadas a medición de alta resolución, deben satisfacer adicionalmente requisitos de respuesta en frecuencia y banda de paso más exigentes (Celeita et al., 2022). Cabe señalar que el incumplimiento del requisito de TVE implica que los fasores reportados introducen errores en las aplicaciones aguas arriba, como la estimación de estado y la evaluación de estabilidad dinámica, comprometiendo la confiabilidad de los sistemas WAMS en su conjunto.

La norma IEEE C37.118.2-2011 establece los datos que deben transmitirse con las marcas de tiempo de cada medición, junto con su respectivo significado. Los datos transferidos contienen información sobre las mediciones fasoriales, la marca de tiempo y la calidad de la señal de sincronización recibida. Las tasas de transferencia de datos con frecuencias predefinidas de reporte para sistemas de 60 Hz son 10, 12, 15, 20, 30 o 60 cuadros por ciclo, mientras que para sistemas de 50 Hz las tasas son 10, 25 o 50 cuadros por ciclo (Celeita et al., 2022b). La marca de tiempo entregada se da en segundos transcurridos desde la medianoche del UTC del 1 de enero de 1970, trazable con una precisión de 1 μs durante 100 años.

3.13.2. Norma IEC 61850 en Sistemas Eléctricos de Potencia

3.13.2.1. Modelo de datos y servicios de comunicación

La norma IEC 61850 es el estándar internacional que define los protocolos de comunicación para los equipos electrónicos inteligentes (IED) en subestaciones eléctricas (Celeita et al., 2022). La norma abarca la modelización de datos de los dispositivos de la subestación, los servicios de comunicación entre ellos y los requisitos de interoperabilidad, con el objetivo de facilitar la integración de dispositivos de distintos fabricantes en un entorno de subestación digital.

3.13.2.2. Aplicación de IEC 61850 en sistemas de medición sincrofasorial

La Parte 9-2 de la norma IEC 61850 (IEC 61850-9-2) define los requisitos técnicos para la comunicación de Valores Muestreados (SV, del inglés Sampled Values) sobre ISO/IEC 8802-3 (Ethernet). En esencia, IEC 61850-9-2 describe cómo los valores muestreados de onda continua (CPOW) deben transportarse entre unidades de fusión (merging units) y los IED de la subestación (Celeita et al., 2022). El transporte de datos se realiza en la capa de enlace de datos del modelo OSI, utilizando tramas Ethernet en lugar de las tramas de red IP empleadas en el IEEE C37.118.

La guía IEC 61850-9-2 LE establece las especificaciones de interoperabilidad entre proveedores de dispositivos, definiendo un conjunto de datos estándar de 4I y 4U (cuatro corrientes y cuatro tensiones) y una tasa de muestreo de 80 muestras por ciclo nominal o 256 muestras por ciclo nominal con 8 muestras por trama (Celeita et al., 2022). En función de la frecuencia nominal del sistema, esto produce las siguientes tasas de muestreo posibles: 80 × 50 Hz = 4 000 Hz, 80 × 60 Hz = 4 800 Hz, 256 × 50 Hz = 12 800 Hz y 256 × 60 Hz = 15 360 Hz. La tasa de muestreo en todos los casos está disciplinada con UTC mediante una señal de tiempo como el GPS y no varía en función de la frecuencia de línea, a diferencia de lo que ocurre en algunos modelos de registradores de perturbaciones (Celeita et al., 2022). Esta arquitectura permite que las PMU basadas en IEC 61850-9-2 interactúen de forma nativa con los dispositivos de la subestación digital, habilitando la estimación de estado en tiempo real mediante el protocolo estandarizado (Celeita et al., 2022).

3.14. Herramientas Computacionales para el Análisis de Sistemas de Potencia

3.14.1. Software de simulación de sistemas eléctricos

La simulación computacional constituye la herramienta fundamental para el análisis, diseño y validación de estrategias de operación y control en los SEP modernos. Los programas de simulación especializados en sistemas eléctricos permiten modelar la red en distintos dominios como estacionario, cuasidinámico y dinámico; y ejecutar estudios de flujo de potencia, estabilidad de pequeña señal, estabilidad transitoria y análisis de cortocircuito, entre otros (Pant et al., 2025). Sin embargo, las herramientas de simulación tradicionales operan de forma aislada, concentrándose en aspectos específicos, lo que resulta insuficiente ante la mayor complejidad de las redes modernas con alta penetración de energías renovables y comportamiento fuertemente no lineal (Pant et al., 2025). Esta limitación ha impulsado el desarrollo de marcos de co-simulación que integran múltiples plataformas especializadas, aprovechando las fortalezas de cada una.

3.14.2. DIgSILENT PowerFactory para análisis de sistemas eléctricos

Un entorno de programación a través del Lenguaje de Simulación de DIgSILENT (DSL) para el desarrollo de modelos de control personalizados que ya ofrecía la herramienta no se comprende sin una biblioteca completa de modelos de dispositivos eléctricos que pueden personalizarse y expandirse según sea necesario, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha biblioteca no opera sin una interfaz intuitiva y robustas capacidades en estudios estáticos, cuasidinámicos y de flujos de potencia dinámicos, tanto en el dominio del valor eficaz (RMS) como en el dominio electromagnético transitorio (EMT) que ya habían caracterizado a DIgSILENT PowerFactory (PF) como una herramienta ampliamente utilizada en la industria y la academia para el análisis de sistemas de potencia (Pant et al., 2025) (Pant et al., 2025).

Una limitación de que no puede emplearse durante simulaciones dinámicas para actualizar valores en tiempo real mientras se ejecuta la simulación que ya presentaba la API de Python de PF no se comprende sin reconocer que dicha restricción coexiste con la capacidad de automatizar escenarios de simulación que proporciona, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha automatización no opera sin la extracción de datos fasoriales en el dominio del tiempo durante la ocurrencia de perturbaciones dinámicas, como cortocircuitos trifásicos en líneas de transmisión, extracción que obtiene señales de voltajes y corrientes en magnitud y ángulo para el análisis posterior, señales que la plataforma ideal ya debía generar para convertir a PF en dicho instrumento (Salvador et al., 2025) (Pant et al., 2025). La resolución de las ecuaciones algebraicas de la red en cada paso de tiempo que ya debía realizarse no se alcanza sin la integración numérica de las ecuaciones diferenciales de los modelos de generadores y controladores que el modo RMS (Electromecánico) ejecuta, y esto agravó la comprensión de que dicha ejecución constituye la simulación en el dominio del tiempo mediante la cual PF aborda los estudios de estabilidad transitoria (Echeverria Jurado et al., 2022; Salvador et al., 2025).

El margen de estabilidad transitoria en tiempo real que ya debía evaluarse no se alcanza sin el cálculo del equivalente OMIB que la interfaz Python-PowerFactory permite alimentar, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho alimentación no opera sin la extracción en cada paso de integración de las variables dinámicas de cada generador sincrónico, potencia eléctrica, potencia mecánica, ángulo de rotor y velocidad, extracción que se inscribe en el método del Equivalente de Máquina Simple (SIME) implementado sobre el sistema de prueba IEEE New England de 39 barras en el contexto de la evaluación de la estabilidad transitoria mediante la simulación dinámica en PF (Echeverria Jurado et al., 2022) (Echeverria Jurado et al., 2022).

Una fidelidad superior que ya capturaba tanto las formas de onda fundamentales como el contenido armónico no se alcanza sin las simulaciones EMT ejecutadas con paso de tiempo de 32 μs, y esto agravó la necesidad de reconocer que dichas simulaciones contrastan con las RMS que caracterizan con suficiente precisión el comportamiento en estado estacionario, con errores porcentuales inferiores al 4% en corriente y tensión para los modos diurno y nocturno, precisión que no puede reproducir armónicos ni transitorios de alta frecuencia generados por los inversores y los VFD dado que el modo RMS opera solo en la frecuencia fundamental, limitación que la selección entre modo RMS y modo EMT en PF depende del objetivo del estudio, dependencia que (Shahriar Pramanik et al., 2025) demostraron en el microgrid real de la Autoridad de Energía Natural de Hawái (NELHA) configurado con sistemas fotovoltaicos, bombas de agua gobernadas por variadores de frecuencia variable (VFD) y cargas no lineales desde una perspectiva comparativa (Shahriar Pramanik et al., 2025) (Shahriar Pramanik et al., 2025).

Un análisis de microgrids con alta penetración de conversores electrónicos que ya debía realizarse no se alcanza sin una metodología directamente aplicable que el modelado de cargas no lineales empleó, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha metodología no es otra que la Transformada Inversa de Fourier Discreta (IFFT) para reconstituir fuentes de corriente armónicas a partir de las mediciones de campo, reconstitución que no se valida sin mediciones de medidores de calidad de energía SEL-735 sincronizados satelitalmente contra las cuales las simulaciones EMT fueron contrastadas, validación que (Shahriar Pramanik et al., 2025) ejecutaron.

3.14.3. Python para el procesamiento y análisis de datos sincrofasoriales

Python, como lenguaje de programación de alto nivel, interpretado, interactivo y orientado a objetos, ofrece ventajas significativas para el procesamiento y análisis de datos sincrofasoriales

(Arias Atiaja et al., 2025). Su extensa colección de bibliotecas de código abierto para matemáticas y aprendizaje profundo proporciona un enfoque más flexible para el desarrollo de controladores y algoritmos de análisis que el entorno DSL propio de PF, si bien con una curva de aprendizaje más pronunciada. Asimismo, Python simplifica el desarrollo y la validación de controladores, aunque carece de la escalabilidad de PF al tratar con modelos de red de gran tamaño por sí solo (Arias Atiaja et al., 2025).

En el contexto de los sistemas WAMS, Python ha demostrado su efectividad como plataforma de procesamiento de datos sincrofasoriales en múltiples investigaciones. Su capacidad para manejar múltiples paradigmas de programación, incluyendo programación de procedimientos y funcional, permite desarrollar algoritmos de procesamiento de señales digitales (DSP) como el cálculo diferencial de fase para estimar la frecuencia instantánea y el ROCOF, la corrección de discontinuidades de fase (phase unwrapping) para mantener la continuidad de las series temporales angulares, y el cálculo del centro de inercia (COI) como marco de referencia sincrónico para el análisis de la estabilidad transitoria (Salvador et al., 2025).Bibliotecas especializadas como PuLP para la resolución de problemas de programación lineal entera, NumPy para álgebra lineal matricial y Pandas para la gestión y exportación de datos estructurados conforman el conjunto de herramientas empleadas en la resolución del OPP y el procesamiento de datos sincrofasoriales en este trabajo.

3.15. Simulación Computacional de Datos Sincrofasoriales

3.15.1. Generación de datos sincrofasoriales virtuales

La generación de datos sincrofasoriales virtuales consiste en emular el funcionamiento de una PMU real mediante software, extrayendo de un simulador de sistemas de potencia los fasores de tensión y corriente en magnitud y ángulo, junto con la frecuencia y el ROCOF, y organizando dichos datos en el formato normalizado por la IEEE C37.118 para su transmisión y procesamiento (Arias Atiaja et al., 2025; Celeita et al., 2022). Esta metodología permite desarrollar plataformas de monitoreo dinámico con PMU para sistemas de potencia sin necesidad de hardware PMU físico, lo que las hace ideales para estudios fuera de línea, formación de operadores y validación de algoritmos de análisis sincrofasorial en entornos controlados (Salvador et al., 2025).

El enfoque de simulación digital fuera de línea comienza con el desarrollo y verificación de un modelo del sistema de potencia en DIgSILENT PowerFactory; a continuación, se realiza un estudio dinámico mediante la implementación de eventos de perturbación (cortocircuitos, cambios de carga, desconexiones de líneas) con el fin de extraer datos de voltajes y corrientes en magnitud y ángulo; por último, se implementa un algoritmo en Python que ejecuta las funciones de la PMU virtual para la lectura y envío de datos registrados a través de una red ficticia (Arias Atiaja et al., 2025). El resultado es un sistema de monitoreo dinámico sincrofasorial que puede ser verificado y visualizado mediante herramientas de prueba de conexión PMU estándar, que comprueban la transferencia del flujo de datos de medición fasorial.

3.15.2. Procesamiento en herramientas computacionales

Un DataFrame estructurado que ya podía exportarse a formatos como Excel (.xlsx) para su análisis posterior no se organiza sin la marca de tiempo del simulador mediante la cual la sincronización temporalmente se realiza, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha sincronización no opera sin las mediciones de todas las PMU virtuales instaladas en el modelo del sistema que el módulo PDC virtual concentra, concentración que se implementa en Python y que constituye una de las diversas etapas que el procesamiento de los datos sincrofasoriales virtuales generados por la co-simulación PF-Python incluye, etapas que abarcan la recepción y decodificación de las tramas de datos transmitidas por el motor de simulación, la validación de la calidad de los datos, el cálculo de variables derivadas (frecuencia, ROCOF, COI) a partir de los fasores crudos, y el almacenamiento estructurado de los resultados para su análisis posterior (Arias Atiaja et al., 2025b; Parede et al., 2023).

Técnicas de almacenamiento y procesamiento especializadas que ya requería la gestión eficiente del volumen de datos generado por el sistema de PMU no se alcanzan sin reconocer que dicho volumen puede alcanzar decenas de miles de registros por minuto, y esto agravó la necesidad de precisar que dichos registros no operan sin series temporales continuas y coherentes sobre las cuales los algoritmos de análisis posteriores deben operar, series que el proceso de limpieza de datos garantiza al detectar y corregir datos inválidos, identificar valores nulos (NaN) y sustituir muestras defectuosas por la muestra anterior para mantener la sincronización temporal de todas las PMU del sistema, mantenimiento que sin artefactos introducidos por problemas de comunicación o de adquisición se ejecuta como parte del tratamiento de los datos que también incluye dichas acciones (Parede et al., 2023).

3.15.3. Estimación de frecuencia, ROCOF y Centro de Inercia (COI) a partir de mediciones sincrofasoriales

La frecuencia instantánea y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) no son variables que la simulación RMS entregue directamente con la misma definición que una PMU real; en el entorno de co-simulación, estas variables se calculan a partir de la derivada numérica del ángulo de tensión medido por cada PMU virtual, replicando el algoritmo de estimación fasorial empleado en el hardware PMU conforme a la norma IEEE C37.118 (Freire & Atiaja, 2024; Ma et al., 2024). El cálculo de la frecuencia instantánea a partir de los cambios de ángulo de fase entre muestras consecutivas se basa en la relación fundamental entre la variación angular y la frecuencia:

$$f = f_0 + \Delta\theta \,/\, (360 \cdot \Delta t)$$

La continuidad de la serie temporal del ángulo que ya debía asegurarse no se alcanza sin el algoritmo de Phase Unwrapping (corrección continua de fase) que corrige dichas discontinuidades, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha corrección no opera sin el cálculo del incremento angular con la fórmula $\Delta\theta_corr = (\Delta\theta_bruto + 180) \bmod 360 - 180$, fórmula que evita errores severos en la estimación de frecuencia que una discontinuidad aparente introduce cuando el rotor acelera y el ángulo cruza la barrera geométrica de ±180°, cruce que sin corrección distorsiona el ángulo registrado, distorsión que no se comprende sin reconocer que el algoritmo es indispensable en este cálculo, cálculo que a su vez no se realiza sin la derivada numérica de la frecuencia estimada entre pasos consecutivos mediante la cual la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) se obtiene como $ROCOF = \Delta f/\Delta t$ (Ma et al., 2024), derivada que no se ejecuta sin la frecuencia estimada que proviene de la variación del ángulo de fase $\Delta\theta$ entre dos muestras consecutivas (en grados), el paso

de integración de la simulación Δt (típicamente 1/60 s) y la frecuencia nominal del sistema f_0 (60 Hz) en la expresión que ya se había establecido.

El componente de modo común asociado al COI en su conjunto que ya debía distinguirse de las oscilaciones relativas entre grupos de generadores no se descompone sin un marco de referencia sincrónico empleado en el análisis de la estabilidad transitoria, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho marco no es otro que el Centro de Inercia (COI, del inglés Center of Inertia), definición formal que se basa en el promedio ponderado de los ángulos y velocidades de rotor de los Ng generadores sincrónicos del sistema, promedio que ya se había configurado como el fundamento matemático de dicho referente (Echeverria Jurado et al., 2022; Ma et al., 2024).

$$\delta COI(t) = [\, \Sigma_{i=1}^{Ng} H_i \cdot \delta_i(t) \,] / [\, \Sigma_{i=1}^{Ng} H_i \,]$$

$$\omega COI(t) = [\, \Sigma_{i=1}^{Ng} H_i \cdot \omega_i(t) \,] / [\, \Sigma_{i=1}^{Ng} H_i \,]$$

Donde H_i [s] es la constante de inercia del generador i, $\delta_i(t)$ su ángulo de rotor en radianes y $\omega_i(t)$ su velocidad angular en rad/s. Una vez referenciado al COI, el ángulo relativo de cada máquina es $\Delta\delta_i(t) = \delta_i(t) - \delta COI(t)$, cuya divergencia sostenida indica la pérdida de sincronismo de ese generador respecto al resto del sistema. En el contexto de la co-simulación con PMU virtuales, donde se miden los fasores de tensión en las barras de la red en lugar de los ángulos de rotor internos de los generadores, el COI puede aproximarse como el promedio de los ángulos de tensión medidos por el conjunto de PMU instaladas en el sistema, referenciando así los ángulos de tensión a un marco común para el análisis del comportamiento electromecánico (Echeverria Jurado et al., 2022; Ma et al., 2024).

3.16. Criterios de Evaluación de Estabilidad Transitoria a partir de Mediciones Sincrofasoriales

3.16.1. Análisis angular: separación y comportamiento oscilatorio

El análisis angular es el criterio primario para la evaluación de la estabilidad transitoria mediante mediciones PMU. Los ángulos de los fasores de tensión medidos por las PMU instaladas en las barras del sistema proporcionan una indicación directa del estado electromecánico de los generadores conectados: un ángulo de tensión estable implica un generador en sincronismo con el resto de la red, mientras que una separación angular creciente y monótonamente divergente constituye la firma observable de la pérdida inminente del sincronismo (Echeverria Jurado et al., 2022; Ma et al., 2024). El comportamiento angular de cada generador sincrónico i está gobernado por la ecuación de oscilación (swing equation), que relaciona la aceleración del rotor con el desbalance entre potencia mecánica y eléctrica:

$$(2H_i / \omega s) \cdot d^2\delta_i/dt^2 = Pm_i - Pe_i - D_i \cdot d\delta_i/dt$$

Donde H_i [s] es la constante de inercia del generador i, $\omega s = 2\pi f_0$ es la velocidad angular sincrónica en rad/s, δ_i [rad] es el ángulo de rotor, Pm_i es la potencia mecánica de entrada (asumida constante durante el transitorio), Pe_i es la potencia eléctrica de salida y D_i es el coeficiente de amortiguamiento. La diferencia angular entre dos generadores i y j se define como:

$$\Delta\delta_{ij}(t) = \delta_i(t) - \delta_j(t)$$

Cuando $\Delta\delta_{ij}(t)$ crece de forma monótona y supera un umbral crítico —típicamente situado entre 120° y 180° según la literatura (Echeverría et al., 2020)— el sistema se considera inestable. En el contexto de sistemas WAMS, los fasores de tensión medidos por las PMU no corresponden

directamente al ángulo de rotor interno δ_i, sino al ángulo de tensión en la barra terminal del generador; sin embargo, ambas variables presentan una correlación estrecha durante los transitorios electromecánicos, lo que justifica el uso de los ángulos de tensión como indicadores observables del estado de sincronismo (Ma et al., 2024) En el sistema IEEE de 39 barras, la ocurrencia de un cortocircuito trifásico en la línea de transmisión 2-25 con tiempo de despeje de 114 ms produce la separación angular progresiva de los generadores G08 y G09 respecto al resto del sistema, configurando un caso inestable donde el sistema pierde el sincronismo a los 565,7 ms desde el inicio de la falla (Echeverria Jurado et al., 2022).

La diferencia angular entre barras seleccionadas del sistema constituye la señal de observación primaria en los sistemas WAMS para la detección de condiciones de inestabilidad. El sistema eléctrico se considera estable cuando, tras la ocurrencia y despeje de la perturbación, los ángulos de tensión de todas las barras tienden a un nuevo punto de equilibrio y las oscilaciones se amortiguan en el tiempo (Freire & Atiaja, 2024).Por el contrario, el sistema se considera inestable cuando las diferencias angulares entre grupos de generadores divergen de forma monótona, lo que indica la ruptura irreversible del sincronismo. En aplicaciones de monitoreo en tiempo real, la detección temprana de la tendencia a la divergencia angular permite activar acciones de control de emergencia dentro de la ventana temporal disponible antes de la inestabilidad (Echeverria Jurado et al., 2022).

3.16.2. Análisis de frecuencia y ROCOF como indicadores de pérdida de sincronismo

La frecuencia del sistema eléctrico es un indicador global del balance entre generación y carga: cuando este balance se rompe debido a una perturbación severa, la frecuencia se desvía de

su valor nominal (60 Hz en el sistema considerado) con una velocidad que depende de la inercia total del sistema (Ma et al., 2024; Parede et al., 2023). La tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) proporciona información adicional sobre la severidad de la perturbación: un ROCOF elevado indica una aceleración o desaceleración rápida de los rotores de los generadores sincrónicos, que es un precursor temprano de la inestabilidad transitoria (Joshi & Verma, 2021; Ma et al., 2024). Bajo la hipótesis de inercia uniforme del sistema, el ROCOF inmediatamente posterior a la perturbación se relaciona con el desbalance de potencia activa ΔP mediante la expresión del Centro de Inercia:

$$ROCOF = df/dt = -(fn \cdot \Delta P) / (2 \cdot HT \cdot SN)$$

Donde fn es la frecuencia nominal del sistema en Hz, ΔP es el desbalance instantáneo de potencia activa tras la perturbación en MW, HT es la constante de inercia total del sistema en s, y SN es la potencia base del sistema en MVA. Esta expresión pone de manifiesto que redes con menor inercia total HT —como ocurre en sistemas con alta penetración de generación renovable basada en convertidores electrónicos, carente de inercia rotacional natural— presentarán un ROCOF mayor ante el mismo desbalance de potencia, derivando en una respuesta dinámica más agresiva y tiempos de respuesta de protección más exigentes (Ma et al., 2024a; Shahriar Pramanik et al., 2025).

Para la detección de eventos basada en variaciones de frecuencia, la práctica en sistemas WAMS reales establece que se almacenan las señales de frecuencia con valores por encima de 60,5 Hz y por debajo de 59,5 Hz, constituyendo estas violaciones de los límites operativos una condición de almacenamiento de datos independiente de la aplicación de técnicas estadísticas más sofisticadas (Parede et al., 2023). En el contexto de la co-simulación, la frecuencia estimada

mediante el algoritmo de diferenciación de fase y el ROCOF calculado como su derivada numérica permiten caracterizar el comportamiento transitorio del sistema con una resolución temporal de 16,67 ms por muestra, proporcionando una descripción densa del transitorio electromecánico tanto para el caso estable (80 ms de tiempo de despeje) como para el caso inestable (115 ms de tiempo de despeje) estudiados en este trabajo (Echeverria Jurado et al., 2022).

3.16.3. Análisis de perfiles de tensión durante y después de la perturbación

Los perfiles de tensión constituyen el tercer indicador fundamental para la evaluación de la estabilidad transitoria a partir de mediciones PMU. Durante la ocurrencia de una falla trifásica en una línea de transmisión, la tensión en las barras cercanas al punto de falla colapsa de forma característica, recuperándose parcialmente tras el despeje de la falla; la forma y la magnitud de esta recuperación proporcionan información directa sobre la severidad de la perturbación y la capacidad del sistema para mantener su estabilidad de voltaje (Ma et al., 2024).

En los sistemas WAMS reales, los valores de magnitud de tensión fuera de los límites de 0,95 p.u. y 1,05 p.u. constituyen condiciones de almacenamiento de datos que activan el registro de eventos independientemente de la aplicación de técnicas estadísticas avanzadas (Parede et al., 2023).Para la evaluación de la estabilidad transitoria, la comparación de los perfiles de tensión entre el caso estable y el caso inestable permite identificar claramente las diferencias en la respuesta dinámica del sistema: en el caso estable, las tensiones se recuperan y estabilizan en valores cercanos a sus valores de prefalla; en el caso inestable, las tensiones en las barras asociadas a los generadores que pierden el sincronismo presentan oscilaciones crecientes que no se amortiguan, indicando la ruptura del equilibrio electromecánico del sistema (Echeverria Jurado et al., 2022; Ma et al., 2024).

3.17. Sistemas de Prueba para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia

3.17.1. Sistemas de prueba estandarizados en sistemas de potencia

Los sistemas de prueba estandarizados (benchmark systems) son modelos de referencia de redes eléctricas ampliamente aceptados por la comunidad investigadora, que permiten comparar y reproducir resultados entre distintos grupos de trabajo de forma objetiva. El Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) ha publicado una familia de sistemas de prueba de distintos tamaños —desde 7 barras hasta 118 barras— que son empleados rutinariamente en la validación de algoritmos de estimación de estado, ubicación óptima de PMU, evaluación de estabilidad transitoria y otras aplicaciones del análisis de sistemas de potencia (Ahmed et al., 2024). El uso de estos sistemas garantiza la reproducibilidad de los experimentos, facilita la comparación directa entre métodos propuestos en distintas publicaciones y constituye un requisito implícito para la aceptación de los resultados por parte de la comunidad científica.

3.17.2. Sistema de prueba IEEE de 39 barras

Una red de transmisión real de tamaño medio en condiciones representativas de la cual ya se había estudiado problemas de observabilidad y estabilidad electromecánica no se comprende sin una topología que con múltiples nodos de alto grado de conectividad y una distribución variada de cargas y generadores la hace particularmente adecuada, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha adecuación no se produce sin 34 líneas de corriente alterna (AC), 19 cargas y 10 generadores sincrónicos que en su configuración original el sistema cuenta, configuración que opera a una frecuencia nominal de 60 Hz y un nivel de tensión de 345 kV, parámetros que el sistema de prueba IEEE New England de 39 barras, uno de los modelos de referencia más utilizados en la literatura para estudios de estabilidad transitoria y ubicación óptima de PMU, ya

posee (Ahmed et al., 2024; Echeverria Jurado et al., 2022; Ma et al., 2024) (Echeverria Jurado et al., 2022; Ma et al., 2024).

La observabilidad completa del sistema que ya se reducía mediante la incorporación de restricciones ZIB al modelo de optimización no se alcanza sin reconocer que la presencia de barras de inyección nula permite dicha reducción, y esto agravó la necesidad de precisar que dichas barras sin generación ni carga conectada que funcionan exclusivamente como nodos de conexión de líneas de transmisión constituyen las ZIB del sistema en su configuración original, identificación que es un aspecto relevante para la formulación del OPP en el sistema IEEE de 39 barras (Ahmed et al., 2024). Los 13 PMU que el caso sin ZIB y sin contingencia (Caso 1) requiere no se comprenden sin los 8 PMU que el caso sin contingencia y con efecto ZIB (Caso 3) exige para su observabilidad completa, y esto agravó la comparación entre ambos escenarios que demuestra el impacto de las barras de inyección nula en la optimización de la instrumentación:

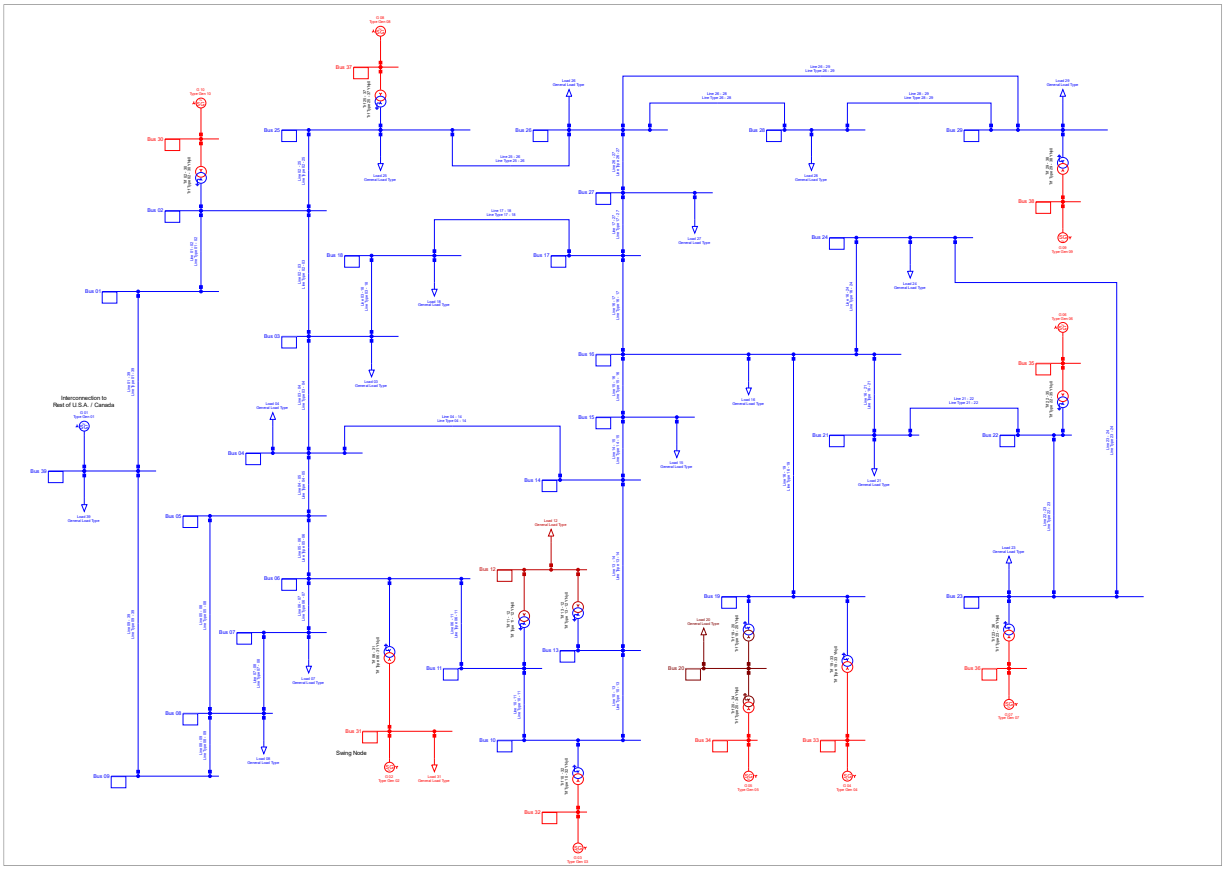


Figura 4. Sistema de prueba IEEE New England de 39 barras de 10 generadores, 39 barras y 46 ramas.

Las ubicaciones óptimas de PMU para los cuatro casos del OPP en el sistema IEEE de 39 barras, obtenidas mediante la metodología ILP con grado de centralidad normalizado propuesta por (Ahmed et al., 2024), se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 2

Las ubicaciones óptimas de PMU para los cuatro casos del OPP en el sistema IEEE de 39 barras

Caso OPP	Descripción	N.° PMU	Barras con PMU (IEEE 39)	SORI
Caso 1	Sin ZIB / Sin contingencia	13	2, 6, 9, 10, 13, 14, 17, 19, 20, 22, 23, 25, 29	52
Caso 2	Sin ZIB / Con contingencia N-1	28	2, 3, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 19, 20, 22, 23, 25, 26, 29, 30, 31, 32, 33,	52

			34, 35, 36, 37, 38, 39	
Caso 3	Con ZIB / Sin contingencia	8	2, 8, 12, 16, 20, 23, 25, 29	44
Caso 4	Con ZIB / Con contingencia N-1	14	2, 6, 8, 13, 16, 20, 23, 25, 26, 29, 34, 36, 37, 38	58

Nota. Elaborado a partir de Ahmed et al. (2024),

3.17.3. Aplicación del sistema IEEE 39 barras en estudios de estabilidad y sincrofasores

El sistema IEEE de 39 barras ha sido aplicado extensamente en estudios de estabilidad transitoria con mediciones sincrofasoriales. (Echeverria Jurado et al., 2022) emplearon este sistema, ligeramente modificado para satisfacer el criterio de seguridad N-1, con una PMU instalada y disponible en cada máquina sincrónica, presentando un período de actualización de un ciclo (16,67 ms). Las perturbaciones N-1 consistentes en cortocircuitos trifásicos se aplican en diferentes ubicaciones de las líneas de transmisión; en particular, la falla en la línea 2-25 con un tiempo de despeje de 114 ms genera un escenario inestable donde los generadores G08 y G09 pierden el sincronismo, mientras que un tiempo de despeje de 80 ms en la línea 13-14 produce un escenario estable (Echeverria Jurado et al., 2022). El rango de tiempos de despeje investigado abarca de 80 ms a 200 ms para barrer un amplio espectro de escenarios de falla.

En el ámbito de la evaluación de la estabilidad transitoria robusta ante pérdida de datos PMU, (Ma et al., 2024) utilizaron una versión modificada del sistema IEEE de 39 barras con penetración de energía renovable —reemplazando los generadores sincrónicos de las barras 34 y 36 por generadores eólicos de doblemente alimentados (DFIG) y el de la barra 37 por generadores solares fotovoltaicos de igual capacidad— para validar su método de evaluación de estabilidad adaptativo ante fallas trifásicas permanentes en las líneas de transmisión. En este modelo, se

instalaron 8 PMU en las barras 3, 8, 10, 16, 20, 23, 25 y 29 (Ma et al., 2024) coincidentes con las ubicaciones del Caso 3 del OPP obtenidas por (Ahmed et al., 2024) lo que confirma la coherencia entre los resultados de observabilidad óptima y la práctica de instalación de PMU en la literatura.

La versatilidad del sistema IEEE de 39 barras como banco de pruebas queda evidenciada por su uso simultáneo en estudios de naturaleza muy diferente: desde la formulación matemática de la observabilidad topológica y el OPP (Ahmed et al., 2024) , hasta la evaluación de la estabilidad transitoria mediante métodos de aprendizaje automático (Echeverria Jurado et al., 2022) y la validación de algoritmos de evaluación adaptativa ante pérdida de datos de PMU (Ma et al., 2024). Esta multiplicidad de aplicaciones sobre el mismo sistema facilita la comparación directa de resultados y la validación cruzada de métodos, consolidando al sistema IEEE New England de 39 barras como el sistema de referencia más adecuado para la integración de los estudios de observabilidad sincrofasorial y estabilidad transitoria desarrollados en este trabajo.

4. Metodología

La metodología del estudio se fundamentó en la perspectiva presentada por (Ahmed et al., 2024), orientada a determinar la ubicación más adecuada de las unidades de medición fasorial (PMUs) dentro de un sistema eléctrico de potencia. Para garantizar que el sistema pudiera ser observado en su totalidad en diferentes escenarios operativos, se empleó un método que combinaba la teoría de grafos, el análisis de la red y las técnicas de optimización.

El procedimiento metodológico comenzó por formular el problema de ubicar las PMUs de la forma más adecuada, considerando tanto situaciones normales como posibles fallos (de acuerdo con la regla N-1). Esto se solucionó a través de un modelo de programación lineal entera binaria, el cual les posibilitó reducir la cantidad de PMUs requeridas o su costo, sin renunciar a la capacidad

de supervisar todo el sistema. En varias investigaciones anteriores, ya se había empleado este método. En ellas, además, se tomaron en cuenta elementos como la importancia de cada nodo en la red. Asimismo, al añadir un análisis de las barras de inyección nula, se disminuyó aún más el número de dispositivos necesarios. Por lo tanto, se utilizaron fundamentales principios de las leyes eléctricas para calcular variables que no se medían directamente, lo cual permitió que el monitoreo fuese mucho más eficaz en general.

La metodología fue estructurada en una seria de etapas consecutivas que facilitaron el avance del estudio, abarcando desde el la representación inicial del sistema eléctrico hasta la consecución de resultados. La creación de la matriz de conectividad, el estudio de la red, la detección de barras con inyección nula, la formulación del modelo y su solución a través de herramientas computacionales fueron las fases que se llevaron a cabo. Por ultimo los resultados fueron validados a través de simulaciones en el software DIgSILENT PowerFactory.

4.1.Enfoque y tipo de investigación

Dado que el análisis numérico de variables eléctricas se realizó mediante mediciones fasoriales y la aplicación de modelos de optimización para establecer cuál es la ubicación óptima para las Unidades de Medición Fasorial (PMU), la investigación se desarrolló con un enfoque cuantitativo. Se utilizó el software Python para procesar los datos, lo cual permitió analizar el comportamiento del sistema eléctrico en diferentes situaciones de operación.

Considerando que se llevó a cabo y se evaluó una arquitectura de supervisión basada en PMU en un ambiente simulado, la investigación fue experimental y aplicada. Para ello, se empleó una plataforma de co-simulación que integró herramientas específicas para simular las condiciones operativas y los escenarios de contingencia característicos de un sistema eléctrico de potencia (Pant

et al., 2025). La decisión de usar la tecnología PMU se debió a la necesidad de tener mediciones sincronizadas con alta resolución temporal que puedan capturar sucesos dinámicos que no son detectables con suficiente exactitud por los sistemas tradicionales de supervisión. Esto permitió examinar con más profundidad la estabilidad transitoria del sistema y confirmar el funcionamiento de la metodología sugerida.

4.2.Validación del modelo

Con el fin de comprobar que el modelo de optimización propuesto se haya implementado correctamente, se llevó a cabo un procedimiento de validación tomando como referencia el estudio desarrollado por (Ahmed et al., 2024), en el cual se aborda la ubicación optima de unidades de medición fasorial (PMUs) mediante programación lineal entera binaria, incluyendo el análisis de contingencias, el efecto de las barras de inyección nula (ZIB) y el grado de centralidad.

Para garantizar la coherencia en términos de metodología, se reprodujeron las condiciones que fueron presentadas en el trabajo mencionado, considerando el escenario correspondiente al Caso II, donde se incluye el criterio de contingencia N-1. Con este enfoque, se asegura que cada barra del sistema sea monitoreada por un mínimo de dos PMUs, lo cual implica una condición de observabilidad BOI ≥ 2. Esto aumenta la confiabilidad del sistema frente a la eventual perdida de uno de los dispositivos.

El software DIgSILENT PowerFactory, junto con Python, fue el entorno donde se llevó a cabo la implementación, lo que posibilito organizar los datos del sistema eléctrico mediante vectores de decisión y matrices de conectividad. Además, se incluyeron en el modelo la función objetivo basada en el grado de centralidad normalizado y las restricciones vinculadas a la observabilidad total, la contingencia N-1 y la existencia de barras con inyección nula. Los

resultados se exportaron a un formato Excel, lo que hizo posible que sean organizados y analizados posteriormente.

Tabla 3

Comparación de resultados del sistema IEEE de 39 barras bajo contingencia N-1 (Caso II).

Sistema: New England 39	**Resultados Reportados En El Documento**	**Resultados Obtenidos**
PMUs	28	28
Ubicación de PMU	2, 3, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 19, 20, 22, 23, 25, 26, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39	1, 2, 3, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 19, 20, 22, 23, 25, 26, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38
BOI	2, 4, 2, 2, 2, 3, 2, 2, 3, 4, 3, 2, 3, 2, 2, 3, 2, 2, 4, 3, 2, 3, 3, 2, 4, 3, 2, 2, 3, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2	2, 5, 2, 2, 2, 3, 2, 2, 2, 4, 3, 2, 3, 2, 2, 3, 2, 2, 4, 3, 2, 3, 3, 2, 4, 3, 2, 2, 3, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2, 2
SORI	96	96

Nota: Elaboración propia

Se llevó a cabo la validación al comparar los resultados conseguidos con los que se hallan en la literatura. Esta comparación reveló resultados bastante similares, lo que corroboró que el modelo fue formulado de manera apropiada y ejecutado correctamente. Las pequeñas variaciones observadas en ciertos indicadores se asocian, sobre todo, a rasgos propios del proceso de optimización, como la configuración del solucionador o la presencia de varias soluciones optimas equivalentes. Esta conducta es coherente con la esencia de los problemas de programación lineal entera, en los cuales diferentes configuraciones pueden cumplir las mismas limitaciones del sistema al mismo tiempo.

Por consiguiente, el modelo creado muestra un rendimiento constante en comparación con el método de referencia, lo que respalda su validez y posibilita su uso para analizar distintos escenarios en este estudio.

4.3.Arquitectura general propuesta

El flujo de trabajo continuo e integrado que ya se había creado no se comprende sin reconocer que cada etapa utilizó los datos generados en la etapa anterior y produjo la información necesaria para la siguiente, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha secuencia se organizó en etapas que posibilitaron tratar la optimización de la infraestructura de medición, el análisis del comportamiento dinámico del sistema, el procesamiento de datos sincrofasoriales y la valoración de los indicadores de estabilidad de manera sistemática, organización que la arquitectura general del método desarrollado para analizar la estabilidad transitoria del sistema eléctrico mostró en la Figura 2.

Los resultados que permitieron analizar el comportamiento dinámico ante diferentes condiciones de operación y escenarios de contingencia no se obtienen sin un procedimiento que avanza desde la configuración inicial del sistema eléctrico, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho avance fue posible a través de un procedimiento en el que el procesamiento sistemático de los datos obtenidos durante las simulaciones y la interacción entre Python y PowerFactory fueron optimizados por esta organización, optimización que no se comprende sin la creación de un flujo de trabajo continuo e integrado que ya se había descrito.

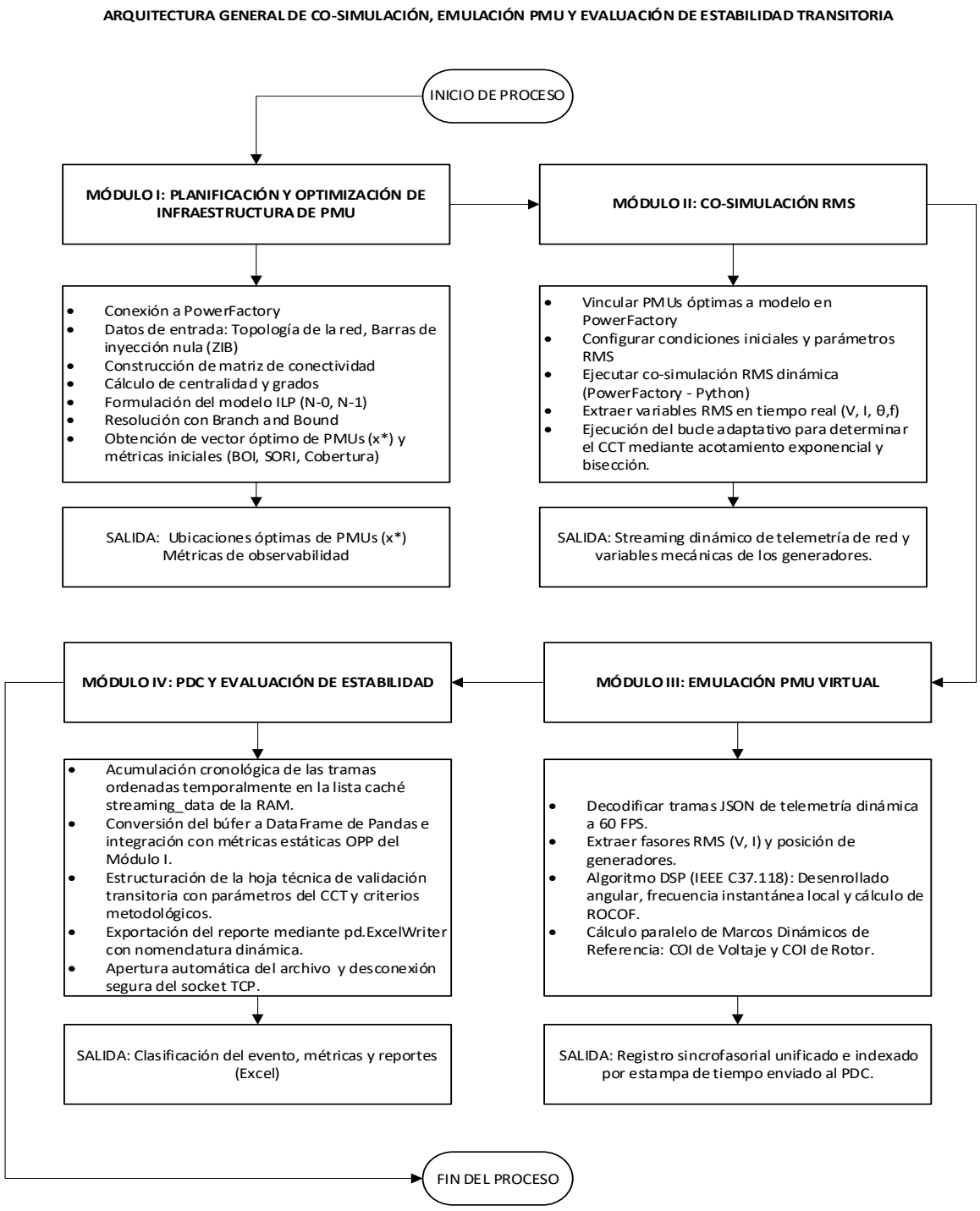


Figura 5: Arquitectura general de Co-simulación, emulación PMU y evaluación de estabilidad transitoria. Nota: Elaboración propia

4.4.Módulo I: Planificación Y Optimización De Infraestructura De PMU

El objetivo de este módulo presentado en la Figura *6* ,fue establecer el lugar apropiado para las unidades de medición fasorial (PMU) que se requieren con el fin de asegurar que el sistema eléctrico sea totalmente observable.

En una etapa inicial, se logró la conexión con PowerFactory para conseguir la información topológica del sistema, que abarca las barras, líneas de transmisión y barras de inyección nula (ZIB). Se elaboro la matriz de conectividad del sistema con esos datos, lo que permitió visualizar las conexiones eléctricas entre las distintas barras de la red. Después, se calcularon varios indicadores topológicos, tales como el grado nodal y la centralidad de cada barra. Estos parámetros fueron utilizados para caracterizar la importancia de los nodos en la red y para asignar ponderaciones a la función objetivo del modelo de optimización.

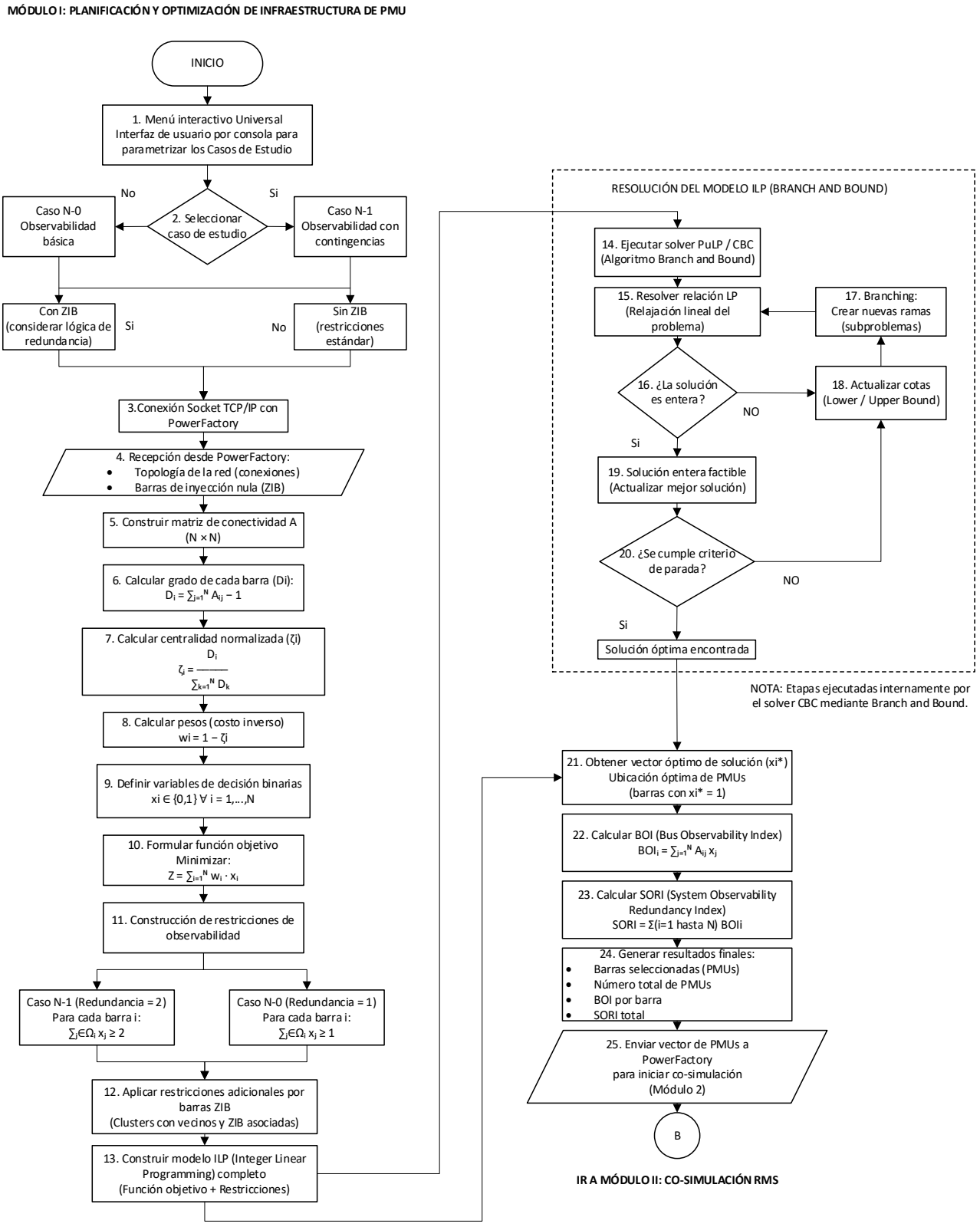


Figura 6: Módulo I: Planificación Y Optimización De Infraestructura De PMU. Nota: Elaboración propia

4.4.1. Fundamentación Matemática de la Observabilidad del Sistema

La observabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) fue una condición necesaria para asegurar el apropiado seguimiento de sus variables de estado. Dentro de los Sistemas de Monitoreo de Área Extendida (WAMS), un sistema se considera observable cuando se pudo calcular el fasor de tensión en todas las barras de la red, utilizando como insumo las mediciones dadas por las Unidades de Medición Fasorial (Parede et al., 2023a). El fasor está constituido por su ángulo y su magnitud.

Conforme a los principios de observabilidad topológica, una barra puede ser monitoreada de forma directa o indirecta. La observabilidad directa se da cuando una PMU estuvo instalada en la barra, lo que permitió medir tanto su voltaje como las corrientes de las líneas conectadas a ella. En cambio, la observabilidad indirecta se presenta cuando una barra no disponía de una PMU propia, pero estaba conectada a otra barra que sí era observable. En ese caso, mediante las mediciones disponibles y las relaciones eléctricas de la red, fue posible estimar el estado de la barra adyacente sin necesidad de instalar un dispositivo adicional (Ahmed et al., 2024a; Arias Atiaja et al., 2025).

4.4.2. Representación topológica del sistema eléctrico

Se utilizo un grafo no dirigido para representar el sistema eléctrico, donde cada barra se tomó como un nodo y cada línea de una transmisión como conexión entre los nodos, siguiendo el método que se empleado por (Ahmed et al., 2024), esta forma de representación facilito el análisis de la estructura del sistema.

Con base a esta representación, se elaboró la matriz de conectividad, que mostro como se relacionan las distintas barras del sistema. En la matriz se asignó el valor de 1 cuando una barra

estaba conectada con otra o consigo misma, mientras que el valor 0 se dio cuando no había conexión.

$$A_{ij}\begin{cases}1 & si\ i=j\\ 1 & si\ existe\ conexion\ entre\ i\ y\ j\\ 0 & en\ caso\ contrario\end{cases}$$

Esta matriz permitió identificar, para cada barra cuales podrían ser observadas directamente mediante la instalación de una PMU.

4.4.3. Identificación de barras de inyección nula (ZIB)

Se identificaron las barras de inyección nula (ZIB) como los nodos del sistema eléctrico en los que no se podría ni consumía energía. Desde el punto de vista físico, estas barras se ajustaron a la ley de Kirchhoff para la corriente, lo que significó que la suma de las corrientes entrantes y salientes del nodo fue igual a cero(Ahmed et al., 2022b).

Se considero que una barra tenía inyección nula cuando su potencia activa y reactiva netas se igualaban a cero, es decir:

$$P_i = 0 \quad y \quad Q_i = 0$$

Donde P_i y Q_i representan la potencia activa y reactiva en la barra i, respectivamente.

El hecho de identificar estas barras fue crucial para resolver el problema de la ubicación de las PMUs, pues posibilito calcular información en nodos donde no había mediciones directas. Así, se pudo disminuir la cantidad de dispositivos requeridos sin comprometer la capacidad de observación del sistema. Las barras de inyección nulo se identificaron en este estudio, usando información del sistema IEEE 39 barras, tomando en cuenta las que no se reportaron carga o

generación, se realizó este proceso con la ayuda de herramientas informáticas, lo que posibilito una clasificación precisa y fiable.

Tabla 4

Clasificación de barras del sistema IEEE 39.

Barra	Tipo	ZIB	Barra	Tipo	ZIB	Barra	Tipo	ZIB
1	Slack	No	14	PQ	Sí	27	PQ	No
2	PQ	Sí	15	PQ	No	28	PQ	No
3	PV	No	16	PV	No	29	PV	No
4	PQ	No	17	PQ	Sí	30	PV	No
5	PQ	Sí	18	PQ	No	31	PV	No
6	PQ	Sí	19	PQ	Sí	32	PV	No
7	PQ	No	20	PV	No	33	PV	No
8	PQ	No	21	PQ	No	34	PV	No
9	PQ	No	22	PQ	Sí	35	PV	No
10	PQ	Sí	23	PQ	No	36	PV	No
11	PQ	Sí	24	PQ	No	37	PV	No
12	PQ	No	25	PV	No	38	PV	No
13	PQ	Sí	26	PV	No	39	PV	No

Nota. Elaboración propia

4.4.4. Cálculo del grado nodal y centralidad

Una vez definida la matriz de conectividad, se procedió a calcular el grado nodal de cada barra. Este valor represento la cantidad de conexiones directas que cada nodo mantenía en el sistema, lo cual posibilito una visión acerca de su relevancia dentro de la red(Ahmed et al., 2022b).

$$D_i = \sum_{j=1}^{N} A_{ij}$$

Donde **N** es el número total de barras del sistema.

Se pudo determinar, a partir de este cálculo, cuáles eran las barras con más conexiones y se determinó que esas eran las que tenían mayor relevancia para efectos de visibilidad. Se estableció, adicionalmente la centralidad normalizada de cada barra en función del grado nodal. Esto permitió calcular la relevancia relativa de cado nodo dentro de la red.

$$\zeta_i = \frac{D_i}{N-1}$$

Este valor se encuentra entre 0 y 1. Mientras más cercano sea a 1, mayor será la cantidad de conexiones de la barra, lo que la convierte en una buena candidata para la instalación de PMUs. Además, se tuvo en cuenta un valor adicional que se definió de la siguiente manera:

$$1 - \zeta_i$$

Este término se utilizó dentro del modelo de optimización con la finalidad de reducir la prioridad a las barras con pocas conexiones, favoreciendo así la selección de nodos más estratégicos dentro del sistema.

Tabla 5

Grado nodal y centralidad de las barras del sistema IEEE 39

Barra	**D_i**	**ζ (centralidad)**	**1 − ζ**	**Barra**	**D_i**	**ζ (centralidad)**	**1 − ζ**
1	2	0.0217	0.9783	21	2	0.0217	0.9783
2	4	0.0435	0.9565	22	3	0.0326	0.9674
3	3	0.0326	0.9674	23	3	0.0326	0.9674
4	3	0.0326	0.9674	24	2	0.0217	0.9783
5	3	0.0326	0.9674	25	3	0.0326	0.9674
6	4	0.0435	0.9565	26	4	0.0435	0.9565
7	2	0.0217	0.9783	27	2	0.0217	0.9783
8	3	0.0326	0.9674	28	2	0.0217	0.9783
9	2	0.0217	0.9783	29	3	0.0326	0.9674

Barra	D_i	ζ (centralidad)	$1 - \zeta$	Barra	D_i	ζ (centralidad)	$1 - \zeta$
10	3	0.0326	0.9674	30	1	0.0109	0.9891
11	3	0.0326	0.9674	31	1	0.0109	0.9891
12	2	0.0217	0.9783	32	1	0.0109	0.9891
13	3	0.0326	0.9674	33	1	0.0109	0.9891
14	3	0.0326	0.9674	34	1	0.0109	0.9891
15	2	0.0217	0.9783	35	1	0.0109	0.9891
16	5	0.0543	0.9457	36	1	0.0109	0.9891
17	3	0.0326	0.9674	37	1	0.0109	0.9891
18	2	0.0217	0.9783	38	1	0.0109	0.9891
19	3	0.0326	0.9674	39	2	0.0217	0.9783
20	2	0.0217	0.9783				

Nota: Elaboración propia

4.4.5. Formulación del problema de optimización

El planteamiento del problema de ubicación de las PMUs se realizó como un modelo binario entero lineal, cuyo propósito fue calcular cuantos dispositivos son necesarios para corregir la observación total del sistema eléctrico. En esta formulación, cada barra pudo o no contar con una PMU, lo cual se representó mediante variables binarias. Por ende, el modelo eligió las ubicaciones más apropiadas y aseguro que cada barra fuera examinada ya sea de manera directa o indirecta (Arias Atiaja et al., 2025).

El modelo tomó en cuenta dos factores fundamentales para optimizar los resultados: las barras de inyección nula y la centralidad nodal. Por un lado, se logró disminuir el número de PMUs por medio de las barras ZIB, que utilizaron relaciones eléctricas para simplificar la estimación de variables no medidas directamente. La centralidad nodal, por otra parte, favoreció la selección de ubicaciones más estratégicas dentro de la red al dar prioridad a las barras que tenían más

conexiones. En resumen, todos estos factores ayudaron a que se alcanzara una solución más eficaz y más alineada con el comportamiento real del sistema eléctrico.

4.4.5.1. Variable de decisión

La variable de decisión del modelo se definió como una variable binaria vinculada a cada barra del sistema, la cual determinó si una PMU se ponía o no en un nodo específico.

De forma general, esta variable se expresó como:

$$X_i = \begin{cases} 1 & si\ se\ instaló\ una\ PMU\ en\ la\ barra\ i \\ 0 & en\ caso\ contrario \end{cases}$$

Este modelo posibilitó la detección fácil de si existía o no una PMU en cada barra del sistema, lo que ayudó a plantear el problema como un modelo discreto de optimización.

Tabla 6

Variables de decisión del modelo IL

Variable	Tipo	Descripción
X_i	Binaria	1 si hay PMU en barra i
V_i	Binaria	Variable auxiliar ZIB

Nota: Elaboración propia

4.4.5.2. Función objetivo

El modelo se diseñó con el propósito de reducir al mínimo el costo total relacionado con la instalación de PMUs en el sistema eléctrico. Para eso, se empleó una función objetivo que tuvo en cuenta la relevancia de cada barra según su grado de conectividad.

$$min \sum_{i=1}^{N} (1 - \zeta_i) x_i$$

donde ζ_i representa la centralidad normalizada de la barra i.

Esta formulación permitió que las barras con más conexiones en la red tuvieran mayor prioridad, lo cual facilitó que fueran seleccionadas para instalar PMUs. Por lo tanto, se pudo disminuir el total de dispositivos requeridos sin comprometer la capacidad de observación del sistema. Esta clase de enfoque ha sido aprovechado en investigaciones recientes que fusionan la teoría de grafos con métodos de optimización matemática(Ma et al., 2024).

Tabla 7

Pesos de las barras basados en la centralidad normalizada.

Barra	**ζi**	**Costo (1 − ζi)**	**Barra**	**ζi**	**Costo (1 − ζi)**
1	0.0217	0.9783	21	0.0217	0.9783
2	0.0435	0.9565	22	0.0326	0.9674
3	0.0326	0.9674	23	0.0326	0.9674
4	0.0326	0.9674	24	0.0217	0.9783
5	0.0326	0.9674	25	0.0326	0.9674
6	0.0435	0.9565	26	0.0435	0.9565
7	0.0217	0.9783	27	0.0217	0.9783
8	0.0326	0.9674	28	0.0217	0.9783
9	0.0217	0.9783	29	0.0326	0.9674
10	0.0326	0.9674	30	0.0109	0.9891
11	0.0326	0.9674	31	0.0109	0.9891
12	0.0217	0.9783	32	0.0109	0.9891
13	0.0326	0.9674	33	0.0109	0.9891
14	0.0326	0.9674	34	0.0109	0.9891
15	0.0217	0.9783	35	0.0109	0.9891
16	0.0543	0.9457	36	0.0109	0.9891
17	0.0326	0.9674	37	0.0109	0.9891
18	0.0217	0.9783	38	0.0109	0.9891
19	0.0326	0.9674	39	0.0217	0.9783

Barra	ζi	Costo (1 − ζi)	Barra	ζi	Costo (1 − ζi)
20	0.0217	0.9783			

Nota: Elaboración propia

4.4.6. Restricciones del modelo

El modelo de optimización se elaboró tomando en cuenta un grupo de limitaciones que posibilitaron la observación precisa del sistema eléctrico. Estas condiciones resultaron imprescindibles para asegurar que las soluciones logradas fueran coherentes con el desempeño real del sistema, además de satisfacer el objetivo propuesto (Ahmed et al., 2024).

Asimismo, dentro de estas restricciones se incluyó la consideración de las barras de inyección nula, lo que permitió integrarlas adecuadamente en el análisis. De este modo, se consiguió que el modelo reflejara las condiciones del sistema de manera más exhaustiva, garantizando resultados factibles desde la perspectiva operativa.

4.4.6.1.Restricción de observabilidad sin contingencia

Para el caso base, en el que no se estimaron fallos en el sistema, fue establecida que cada barra tenía que ser observada por lo menos por una PMU. Esta circunstancia se dio cuando la PMU fue instalada en la misma barra o en una barra que tuviera conexión directa con ella.(Ahmed et al., 2024)

Matemáticamente, esta restricción se expresa como:

$$A * x \geq 1$$

De forma expandida, para cada barra i:

$$\sum_{j \in \Omega_i} x_i \geq 1 \quad \forall i$$

Donde $\Omega_i$representa el conjunto de barras conectadas a la barra i, incluyendo la barra propia. Esta restricción permitió garantizar que todo el sistema fuera observable en condiciones normales de operación, tal como se ha planteado en estudios clásicos sobre la ubicación óptima de PMUs (Arias Atiaja et al., 2025).

$$\sum_{j=1}^{N} A_{ij} x_j \geq 1 \quad \forall i$$

Esta restricción garantiza que cada barra sea observable directa o indirectamente mediante al menos una PMU.

4.4.6.2.Restricción de observabilidad con contingencia N-1

Se tomó en cuenta la futura falla de una PMU o de algún componente del sistema en un contexto más complicado. Siguiendo esta condición, se determinó que cada barra tenía que ser observada por dos o más PMUs para asegurar la redundancia en las mediciones (Ahmed et al., 2024a; Arias Atiaja et al., 2025).

Esta restricción se expresó de la siguiente manera:

$$A * x \geq 2$$

De forma más detallada, para cada barra i, se planteó:

$$\sum_{j \in \Omega_i} x_i \geq 2 \quad \forall i$$

Este criterio posibilitó que el sistema fuera más robusto ante situaciones imprevistas, porque garantizó que la pérdida de una PMU no tuviera un impacto en la observabilidad general. Este tipo de enfoque se ha utilizado en diversas investigaciones para aumentar la fiabilidad del monitoreo en las redes eléctricas.

$$\sum_{j=1}^{N} A_{ij} x_j \geq 2 \quad \forall i$$

Para el caso con contingencia N-1, se exige redundancia en la medición, asegurando observabilidad incluso ante la pérdida de un elemento del SEP.

4.4.6.3.Restricciones asociadas a barras ZIB

Mediante las barras de inyección nula, se pudo incrementar la observabilidad del sistema sin que fuera necesario instalar más PMUs, puesto que fue posible calcular algunas variables eléctricas usando las leyes de Kirchhoff. Sin embargo, se incorporaron restricciones adicionales al modelo para que esta estimación fuera válida.

Para cada barra i perteneciente al conjunto de ZIB, se establece la siguiente condición:

$$x_i \leq \sum_{j \in \Omega_i} x_j$$

Esta limitación garantizó que la observabilidad de una barra de inyección nula estuviera respaldada por la existencia de PMUs en barras próximas, dificultando, de esta manera, soluciones que no fueran coherentes desde el punto de vista físico. Esta condición también pudo verse a través de relaciones individuales entre la barra ZIB y cada uno de sus nodos vecinos, por otra parte:

$$x_i \leq x_j \quad \forall j \in \Omega_i$$

La eficiencia del problema de ubicación de PMUs se vio mejorada con la introducción de estas restricciones, pues contribuyó a disminuir el número de dispositivos requeridos sin comprometer la observabilidad del sistema, como lo han sugerido los autores (Ahmed et al., 2024e; Arias Atiaja et al., 2025a)

Tabla 8

Barras ZIB

Barras ZIB	2	5	6	10	11	13	14	17	19	22

Nota: Elaboración propia

4.4.7. Naturaleza de las variables

Para representar con claridad las acciones potenciales dentro del modelo, se destaca la naturaleza binaria de las variables de decisión:

$$x_i \in \{0,1\}$$

Esta condición afirmó que las soluciones conseguidas se asociaran a decisiones discretas, o sea, establecer si se incorporaba o no una PMU en cada barra del sistema.

4.4.8. Modelo programación lineal entera completo

El modelo de programación lineal entera del problema de ubicación óptima para unidades de medición fasorial (PMU) se estableció con el fin de definir la cantidad mínima de barras, en las que se requería instalar tales dispositivos con la función de asegurar una observación total del sistema eléctrico. Este planteamiento también incorporó criterios de redundancia y rasgos específicos de la estructura de la red, fundamentándose en métodos empleados en la literatura (Ahmed et al., 2024).

Para esta finalidad, se creó una variable binaria de decisión vinculada a cada barra del sistema, la cual permitió determinar si existía o no una PMU:

$$x_i = \begin{cases} 1 & si\ se\ isntaló\ una\ PMU\ en\ la\ barra\ i \\ 0 & en\ caso\ contrario \end{cases}$$

Donde i= 1,2, … N, siendo N el número total de barras.

La función objetivo fue desarrollada para reducir al mínimo el costo total de la instalación de las PMUs. Con el fin de dar prioridad a barras más relevantes dentro de la red, por ende, se estimó el costo en este caso utilizando un factor basado en la centralidad de cada barra.

$$\min \sum_{i=1}^{N} w_i \ x_i$$

Donde w_i corresponde al peso asociado a la barra i, definido en función de la centralidad normalizada como:

$$w_i = 1 - \zeta_i$$

Los pesos utilizados en la función objetivo fueron calculados a partir de la centralidad normalizada de cada barra, cuyos valores se presentan en la Nota: Elaboración propia.

Con respecto a las restricciones, se fijaron para garantizar que el sistema sea observable. Primero se tuvieron en cuenta las limitaciones de observabilidad topológica, que se fundamentan en la matriz de conectividad. En el caso de no haber contingencia, se propuso:

$$\sum_{j=1}^{N} A_{ij}\ x_i \ \geq 1 \quad \forall i$$

Lo que aseguró que cada barra fuera monitoreada como mínimo por una PMU, ya sea de manera directa o a través de una barra adyacente.

Se empleó un criterio más exigente para el caso en que se tuvo en cuenta la contingencia N-1:

$$\sum_{j=1}^{N} A_{ij}\, x_i \;\geq 2 \quad \forall i$$

Esta restricción aseguro que dentro del sistema se mantuviera su observabilidad incluso ante la perdida de una PMU, aumentando así su confiabilidad.

Tabla 9

Cuadro comparativo entre restricciones de observabilidad sin contingencia (N-0) y con contingencia (N-1).

Característica	**Sin contingencia (N-0)**	**Con contingencia (N-1)**
Objetivo	Garantizar observabilidad total	Garantizar observabilidad aun con pérdida de una PMU
Restricción	Ax ≥ 1	Ax ≥ 2
Redundancia requerida	1 observación	2 observaciones
Nivel de confiabilidad	Normal	Alta
Cantidad de PMUs	Menor	Mayor
Aplicación	Operación normal	Sistema tolerante a fallas

Nota. Elaboración propia

Además, las limitaciones relacionadas con las barras de inyección nula se sumaron para optimizar la eficacia del modelo mediante el uso de relaciones eléctricas entre los nodos:

$$x_i \;\leq \sum_{j \in N(i)} x_j \quad \forall i \;\in ZIB$$

Donde $N(i)$ simboliza la agrupación de barras vecinas a la barra i. Esta condición garantizó que las barras ZIB pudieran ser observadas indirectamente.

El problema de optimización puede resumirse como:

$$min \sum_{i=1}^{N} (1 - \zeta_i) x_i$$

Sujeto a:

$$sujeto\ a \sum_{j=1}^{N} A_{ij}\, x_i \ \geq b_i \quad \forall i$$

Donde $b_i = 1$ para el caso sin contingencia y $b_i = 2$ para el caso con contingencia N-1.

- Caso sin contingencia:

$$A * x \geq 1$$

- Caso con contingencia:

$$A * x \geq 2$$

- Restricciones ZIB:

$$x_i \leq \sum_{j \in \Omega_i} x_j \quad \forall i \in ZIB$$

- Variables binarias:

$$x_i \in \{0,1\}$$

Los algoritmos de optimización entera fueron utilizados para resolver este modelo. En concreto, se utilizó el método Branch and Bound, que posibilitó la evaluación eficaz de las combinaciones posibles hasta dar con la óptima. En términos generales, esta formulación posibilitó la adición de criterios de observabilidad, redundancia y relevancia en la red, lo que llevó a

configuraciones de PMUs que no solamente redujeron el costo, sino que además superaron la fortaleza del sistema frente a variadas situaciones operativas (Ahmed et al., 2024).

4.4.9. Resolución mediante programación lineal entera en Python

El modelo sugerido fue implementado en Python, un lenguaje de programación con el uso de herramientas específicas para brindar una solución a problemas de optimización entera, el análisis de redes y el manejo de matrices. En ese sentido este método facilito que la formulación matemática se reprodujera de forma ordenada y ayudo que se generaran resultados en sistemas de prueba, como IEEE de 39 barras.

Se elaboró, en una fase inicial, la matriz de conectividad A basándose en la topología del sistema. Esta matriz fue definida como una estructura binaria de tamaño N x N. cada elemento de la matriz vale 1 cuando hay conexión entre las barras i y j, o cuando i=j; si no cumple con esas condiciones el valor es 0. La inclusión de valores en la diagonal principal permitió que una PMU instalada en una barra pudiera observar directamente dicha barra.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

| | | |

Lo que permitió evaluar su importancia relativa dentro de la red, por lo tanto, estos valores mencionados se utilizaron para calcular los pesos asociados a cada barra, definidos como $w_i = 1 - \zeta_i$, los cuales fueron incorporados en la función objetico del modelo.

Tabla 10

Clasificación de barras según tipo: carga, generación y ZIB.

Clasificación Operativa	Tipo de Barra	¿Es ZIB?	Barras Asociadas en el Sistema IEEE 39	Total de Barras
Barras de Carga Convencional	PQ	No	4, 7, 8, 9, 12, 15, 18, 21, 23, 24, 27, 28	12
Barras de Inyección Nula (ZIB)	PQ	Sí	2, 5, 6, 10, 11, 13, 14, 17, 19, 22	10
Barras de Generación	PV / Slack	No	1, 3, 16, 20, 25, 26, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39	17

Nota: Elaboración propia

Después de definir todos los parámetros, se utilizó una librería especializada que es PuLP / CBC para formular el modelo de optimización y la programación lineal entera. En el transcurso de esta fase, se definieron las variables binarias, la función objetivo que se basa en los pesos de centralidad y las limitaciones de observabilidad, tanto para el caso base como para el escenario con contingencia N-1. Un sistema de soluciones de optimización que usó el algoritmo Branch and Bound fue el encargado de resolver el modelo, lo que posibilitó una búsqueda eficaz entre todas las soluciones posibles hasta hallar la mejor solución. En consecuencia, se determinó el conjunto de barras en las que se tenían que colocar las PMUs y el valor más bajo de la función objetivo (Ahmed et al., 2024; Pant et al., 2025).

Tabla 11

Parámetros del modelo de optimización implementado en Python

Parámetro	**Valor**
Lenguaje	Python
Librería de optimización	PuLP
Solver	CBC
Algoritmo	Branch and Bound
Sistema	IEEE 39 barras
Variables binarias	39
Tipo de modelo	ILP
Escenario	(N-1)
Consideración ZIB	Sí
Función objetivo	Minimización

Nota: Elaboración propia

Luego, se elaboró la matriz de observabilidad B, que posibilitó examinar el grado de cobertura del sistema teniendo en cuenta las localizaciones ideales de las PMUs. Se determinó el índice de observabilidad por barra (BOI) a partir de esta matriz. El BOI se define como:

$$BOI_i = \sum_{j=1}^{N} B_{ij}$$

Tabla 12

Valores de BOI por barra.

BOI	N.º de barras	Barras
2	26	1, 3–5, 7–9, 12, 14, 15, 17, 18, 21, 24, 27, 28, 30–39
3	9	6, 11, 13, 16, 20, 22, 23, 26, 29
4	3	10, 19, 25
5	1	2

Nota: Elaboración propia

Este indicador mostró la cantidad de veces que se observó una barra en el sistema. Finalmente, el índice global de redundancia (SORI), que se obtiene sumando todos los valores de BOI, fue calculado:

$$SORI = \sum_{i=1}^{N} BOI_i$$

Al sustituir el número de barras del sistema IEEE de 39 barras, la expresión quedó como:

$$SORI = \sum_{i=1}^{39} BOI_i$$

Posteriormente, se reemplazó cada término por el valor del BOI obtenido para cada barra después de resolver el problema de ubicación óptima de PMUs:

$$SORI = BOI_1 + BOI_2 + BOI_3 + \cdots + BOI_{39}$$

Para facilitar la comprobación del resultado, los valores también pueden agruparse según la cantidad de observaciones registradas:

- 25 barras presentaron un $BOI = 2$

$$25 \times 2 = 50$$

- 9 barras presentaron un $BOI = 3$

$$9 \times 3 = 27$$

- 3 barras presentaron un $BOI = 4$

$$3 \times 4 = 12$$

- 1 barra presentó un $BOI = 1$

$$1 \times 5 = 5$$

Finalmente, el índice global se obtuvo sumando cada uno de estos resultados:

$$SORI = 50 + 27 + 12 + 5 = 96$$

La capacidad para mantener la observabilidad ante la pérdida de una unidad de medición que ya se había mejorado no se comprende sin un incremento de la redundancia del sistema que proviene de que varias barras fueron observadas por más de una PMU, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho incremento evidencia un SORI igual a 96 que el sistema IEEE de 39 barras presentó, valor que significa que las 39 barras acumularon un total de 96 observaciones considerando la configuración óptima de PMUs bajo el escenario de contingencia N-1, de modo que el análisis no es otro que el que ya se ha descrito.

La aplicación en otros sistemas eléctricos o en múltiples contextos de análisis que ya se podía realizar no se alcanza sin un estudio reproducible que la integración facilitó, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha reproducibilidad no se produce sin una automatización total del proceso que el desarrollo secuencial en un solo script posibilitó, automatización que abarca desde la creación de la red hasta la evaluación de los resultados finales, de modo que todo el proceso se llevó a cabo de manera que el análisis ya expuesto queda reafirmado.

4.5.Módulo II: Co-Simulación RMS

Las ubicaciones óptimas de las unidades de medición fasorial (PMU) que ya se habían obtenido en la fase de optimización no se emplean sin el propósito de este módulo que se muestra en la Figura 5: Módulo II: Co-Simulación RMS, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho propósito no se concreta sin la introducción de la configuración óptima de PMU dentro del modelo del sistema creado en PowerFactory, introducción que el proceso inició y que constituye el punto de partida del módulo.

Las condiciones iniciales del funcionamiento del sistema que ya debían determinarse no se alcanzan sin el cálculo del flujo de carga, y esto agravó la comprensión de que dicho cálculo fue el primer paso para poner en marcha la simulación dinámica RMS, puesta en marcha que no se produce sin el registro continuo de diferentes variables eléctricas del sistema a lo largo de la simulación, incluyendo magnitudes y ángulos de frecuencia, tensión y corriente.

El procesamiento para las etapas siguientes de análisis que ya debía realizarse no se posibilita sin la recepción de la información generada, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha recepción se produce en el ambiente Python al cual la información fue enviada en tiempo real a través de TCP/IP desde PowerFactory, envío que constituye el mecanismo de transmisión que el módulo opera.

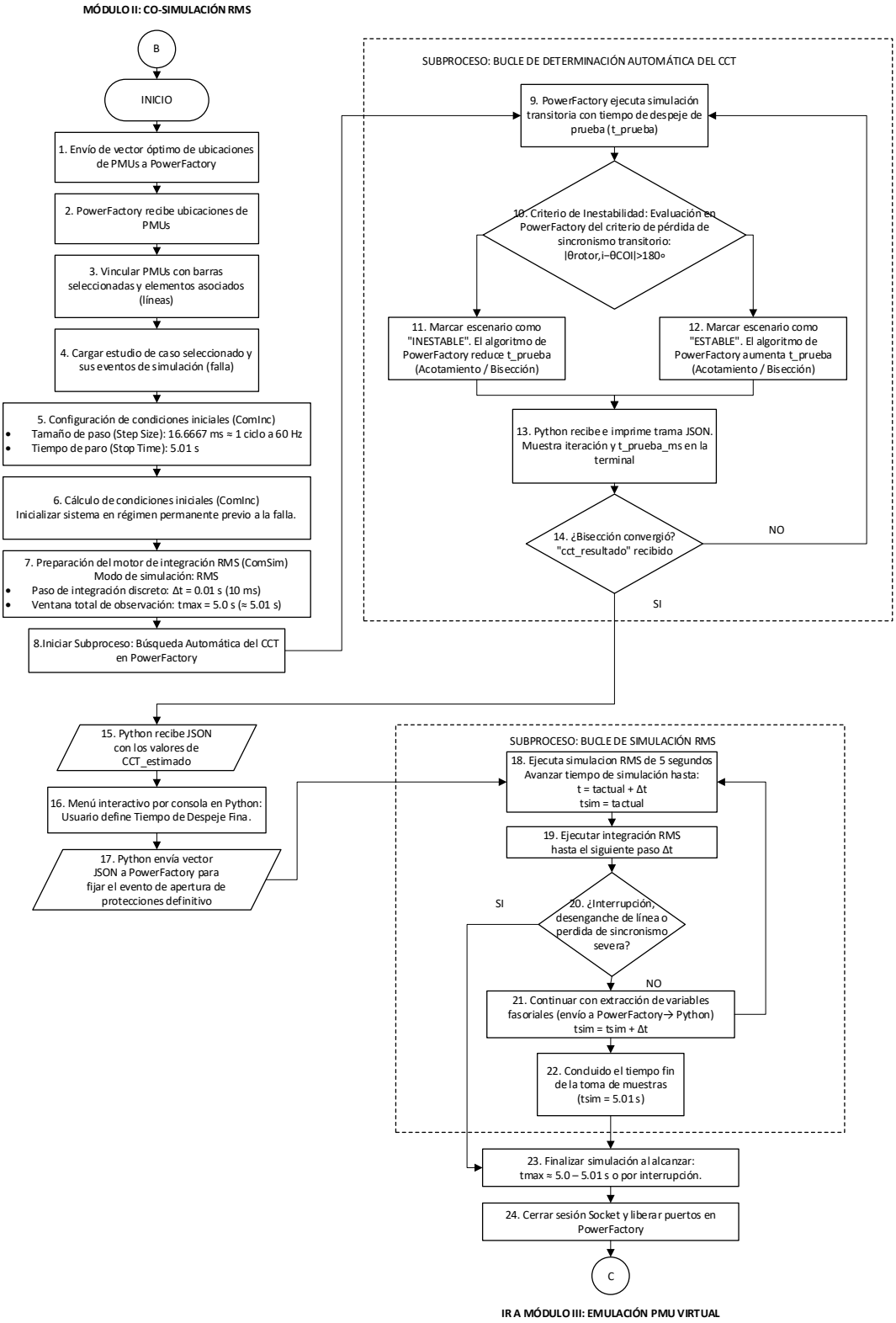


Figura 8: Módulo II: Co-Simulación RMS. Nota: Elaboración propia

4.5.1. Desarrollo de la infraestructura de monitoreo sincrofasorial virtual (WAMS)

Se creo e implemento un ambiente de co-simulacion para medir la estabilidad en tiempo real. Esta infraestructura posibilito la combinación del modelado del sistema eléctrico con el análisis de datos en un ambiente externo, lo que permitió sobrepasar las restricciones de los simuladores convencionales (Parede et al., 2023).

4.5.2. Arquitectura distribuida cliente-servidor mediante TCP/IP

El entorno externo de procesamiento con el cual ya debía establecerse el intercambio de datos no se alcanza sin una arquitectura distribuida cliente-servidor basada en sockets TCP/IP, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha arquitectura se implementó mediante la API de Python de DIgSILENT PowerFactory, implementación que permitió obtener las variables del sistema en tiempo real a lo largo de las simulaciones y establecer el intercambio de datos con dicho entorno externo (Noroña et al., 2025). Para ello, dos procesos separados que operaron de forma simultánea e intercambiaron información entre sí mediante dicho protocolo ya se habían establecido, de modo que la integración entre el entorno de simulación y el sistema de análisis no es otra que la que ya se ha descrito.

Las 28 barras previamente seleccionadas por el modelo de optimización a partir de las cuales ya se administró el envío continuo de datos al sistema externo no se detectan y vinculan sin una etapa de inicialización, y esto agravó la comprensión de que dicha etapa se ejecutó en el primer proceso donde DIgSILENT PowerFactory operó como servidor y PMU virtual, ejecutando las simulaciones dinámicas y generando las mediciones fasoriales, generación que no se produce sin el rol dual que PowerFactory asumió en dicho proceso.

El análisis de estabilidad del sistema que ya debía realizarse no se alcanza sin un paso previo que incluye el desarrollo de fase y la referencia al centro de inercia, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho paso se resaltó particularmente en el manejo de señales que el segundo proceso ejecutó, proceso en el cual el entorno de Python desarrollado en Visual Studio Code desempeñó el papel de concentrador de datos fasoriales (PDC), recibiendo, almacenando y procesando la información transmitida, desempeño que ya se había configurado como el rol operativo del cliente (Pant et al., 2025).

La sincronización adecuada y una observación apropiada del sistema, incluso ante situaciones de contingencia N-1, que ya debían garantizarse no se alcanzan sin marcas de tiempo de alta precisión con las que la información de las 28 barras monitoreadas fue estructurada en formato JSON, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha estructuración no se produce sin una frecuencia de transmisión establecida en 60 muestras por segundo en cumplimiento con los lineamientos de la norma IEEE C37.118.2, establecimiento que a su vez se realizó mediante pruebas locales que utilizaron la dirección 127.0.0.1 y el puerto 5000, configuración que permitió un intercambio de datos con baja latencia. La entrega ordenada y confiable de la información que el protocolo TCP garantizó no se comprende sin reconocer que dicho aspecto es crítico para el análisis de fenómenos transitorios, dado que la pérdida o alteración de muestras podría comprometer parámetros como la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) (Ahmed et al., 2024a; IEEE SA - IEEE C37.118.2-2024, s/f).

4.5.3. Extracción fasorial y cumplimiento del estándar IEEE C37.118

La infraestructura de co-simulación se diseñó para reproducir el comportamiento de un sistema de monitoreo sincrofasorial basado en PMU. Con ese fin, las mediciones generadas en

DIgSILENT PowerFactory fueron estructuradas y transmitidas siguiendo los principios de intercambio de información empleados en aplicaciones de monitoreo en tiempo real.

Los datos recolectados durante la simulación se organizaron utilizando el formato JSON (JavaScript Object Notation), lo que posibilitó agrupar la información fasorial de forma ordenada y simplificó su envío, recepción y procesamiento en el Concentrador de Datos Fasoriales (PDC). Asimismo, esta estructura propició la sincronización de las mediciones a nivel temporal y la armonización entre los diversos elementos de la arquitectura creada. Durante la realización de las simulaciones dinámicas, el servidor en PowerFactory llevó a cabo consultas recurrentes sobre las líneas y barras que el modelo de ubicación óptima de PMU había elegido. Se creó un paquete de datos en cada momento de la simulación, el cual contenía la marca temporal correspondiente y las variables eléctricas principales que se analizan: el ángulo y la magnitud del voltaje, además de magnitud y ángulo de la corriente en cada punto de medición.

Con el propósito de emular las condiciones de operación de dispositivos PMU comerciales y contar con información suficiente para el análisis dinámico, la simulación RMS se configuró con un paso máximo de integración de 0,0166667 s (equivalente a 1/60 s). Esta configuración permitió obtener una frecuencia de reporte de 60 muestras por segundo, lo que proporcionó la resolución temporal necesaria para el cálculo de frecuencia, ROCOF y el análisis de oscilaciones electromecánicas durante los eventos de contingencia (Pant et al., 2025b).

4.5.4. Lógica de Sincronización (Handshake y Streaming)

El proceso algorítmico de co-simulación se ejecutó siguiendo una secuencia de estados estrictamente controlada, con el fin de evitar desbordamientos de memoria y bloqueos asíncronos

entre los componentes del sistema. A continuación, se describen las etapas que conformaron dicho proceso (Celeita et al., 2022a).

Inicialización. Un punto de partida para la etapa siguiente que ya debía servir como referencia inicial no se alcanza sin un diccionario base que organiza la información, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho diccionario no se construye sin el reconocimiento automático de la topología de la red que PowerFactory realizó, reconocimiento que identificó los nodos, sus conexiones y las barras de inyección cero (ZIB), identificación que a su vez no se produce sin el vínculo establecido con el cliente (PDC) que solicitó la conexión, vínculo que el servidor en PowerFactory esperó al iniciar la escucha en el puerto asignado.

Optimización. Un vector con los índices binarios correspondientes a las barras seleccionadas que ya debía devolverse al servidor no se genera sin la determinación de las ubicaciones óptimas para la instalación de las PMU, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha determinación proviene de la ejecución del modelo de Programación Lineal Entera descrito en la Sección 4.4 que el cliente realizó al recibir la matriz topológica, ejecución que minimizó los costos asociados.

Vinculación física. El motor de simulación RMS en condiciones de estado estable que ya debía iniciarse no se pone en marcha sin el ajuste del paso de integración (Δt) que PowerFactory realizó, y esto agravó la necesidad de precisar que dicho ajuste no se produce sin el mapeo de los índices resultantes de la optimización sobre los objetos de medición de la red, mapeo que constituye la etapa previa a la introducción de la contingencia.

Determinación del tiempo de despeje. El tiempo de despeje definitivo que ya debía definirse antes de que el servidor reprogramara el evento correspondiente y diera inicio a la

transmisión continua de datos fasoriales no se establece sin el resultado de la búsqueda comunicado al cliente en Python, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha comunicación proviene del procedimiento de determinación del Tiempo Crítico de Despeje que el servidor ejecutó de forma automática empleando corridas de simulación auxiliares independientes del streaming principal.

Flujo continuo de datos. La sincronización entre emisor y receptor que ya debía garantizarse no se alcanza sin un retardo computacional controlado entre envíos que se introdujo, y esto agravó la necesidad de precisar que dicho retardo permite que el cliente procese cada paquete antes de recibir el siguiente, procesamiento que no se produce sin la transmisión al cliente de los fasores estructurados en formato JSON que el servidor extrajo en cada paso temporal una vez inyectada la falla en el sistema.

Recepción y acumulación. La identificación de grupos de máquinas críticas y el análisis post-contingencia que ya debían realizarse no se sustentan sin una información exportada en formato matricial, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha exportación proviene del almacenamiento en memoria de las series temporales que el PDC fue realizando al capturar cada trama de datos y aplicar las ecuaciones de procesamiento de señales.

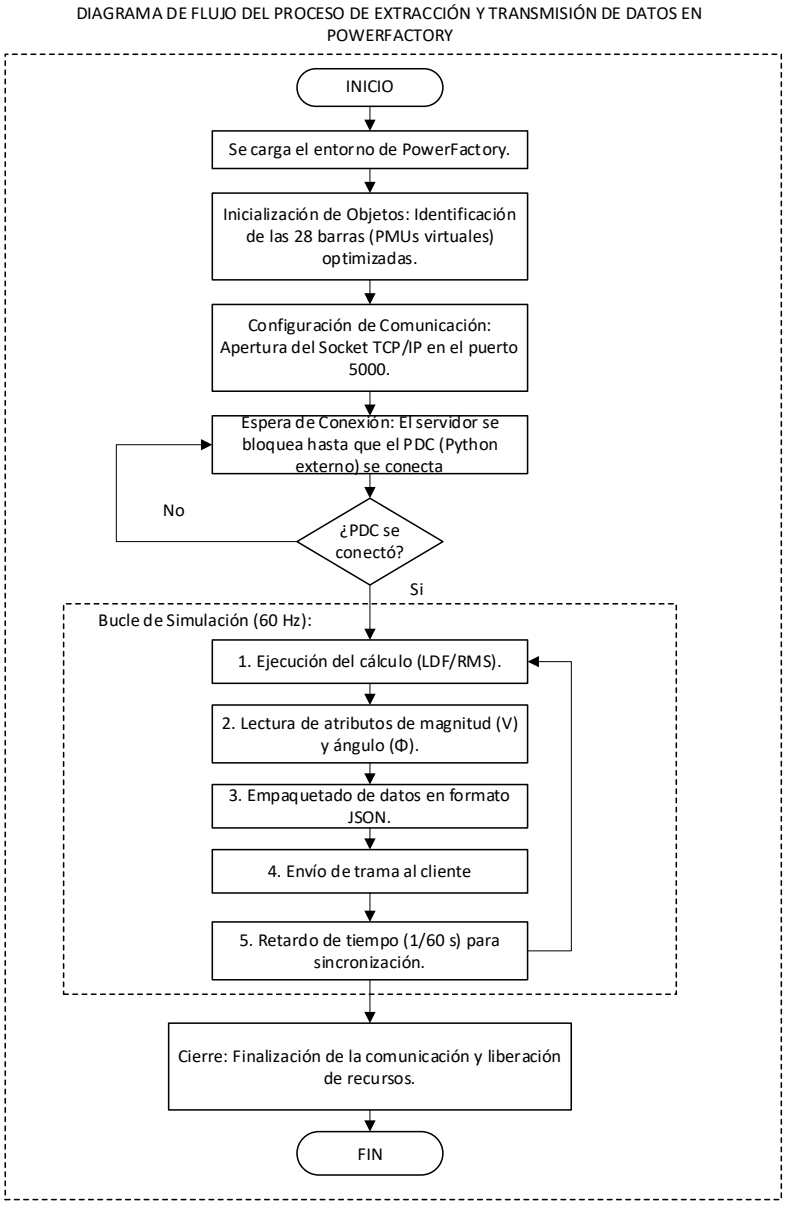


Figura 9: Diagrama de flujo del proceso de extracción y transmisión de datos en PowerFactory. Nota: Elaboración propia

4.5.5. Inicialización y configuración del motor de simulación RMS

De acuerdo con (Shahriar Pramanik et al., 2025b), para evaluar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico, el proceso de co-simulación requiere la configuración secuencial de dos comandos fundamentales dentro de la herramienta DIgSILENT PowerFactory:

- **Cálculo de condiciones iniciales (ComInc):** Antes de introducir cualquier contingencia, este comando calcula el flujo de carga para inicializar el sistema en régimen permanente (estado estable). Para este estudio, se configuró con un tamaño de paso (Step Size) de 16.6667 ms, lo cual equivale a un ciclo a una frecuencia nominal de 60 Hz.
- **Ejecución de la simulación dinámica (ComSim**): Este comando prepara y arranca el motor de integración RMS para evaluar las variaciones transitorias. Con el objetivo de emular el comportamiento de las unidades de medición fasorial (PMU) comerciales, se definió un paso de integración discreto de 10 ms (Δt=0.01 s) y una ventana temporal total de observación de 5.0 segundos (tmax). Esta configuración asegura una resolución temporal óptima para capturar los fenómenos electromecánicos tras el despeje de la falla.

3.5.6. Determinación automática del tiempo crítico de despeje (CCT)

Con el fin de complementar la co-simulación dinámica y prescindir de la fijación manual del tiempo de despeje de la falla, se incorporó un procedimiento automático orientado a estimar el Tiempo Crítico de Despeje (Critical Clearing Time, CCT), entendido como el instante máximo en el que la falla puede ser despejada sin que el sistema pierda el sincronismo. Este procedimiento se fundamentó en el método de simulaciones temporales sucesivas, al cual se incorporó un criterio de clasificación de la estabilidad basado en el ángulo de rotor referido al Centro de Inercia, propuesto en el marco de la evaluación de estabilidad transitoria en línea mediante aprendizaje automático (Draz & Albayrak, 2026).

El procedimiento se ejecutó en dos fases consecutivas dentro del entorno de PowerFactory, coordinadas mediante el mismo canal de comunicación TCP/IP empleado para la co-simulación RMS:

Fase de acotamiento exponencial. Se ejecutaron simulaciones transitorias sucesivas, iniciando con un tiempo de despeje de prueba de 20 ms y duplicándolo en cada iteración (factor de crecimiento igual a 2), hasta identificar un intervalo [t_estable, t_inestable] que contuviera el punto de transición entre la operación estable y la pérdida de sincronismo del sistema.

Fase de refinamiento por bisección. Una vez acotado el intervalo, se aplicó el método clásico de bisección, reduciendo sucesivamente el rango de incertidumbre hasta alcanzar una tolerancia de 1 ms, valor más fino que el periodo de muestreo de las PMU virtuales (1/60 s ≈ 16,7 ms) y consistente con la precisión habitualmente reportada para el CCT en la literatura.

En cada corrida de clasificación, la estabilidad del escenario se evaluó aplicando el criterio de pérdida de sincronismo transitorio propuesto por (Draz & Albayrak, 2026), según el cual el sistema se clasifica como inestable si, en algún instante de la ventana de observación, el ángulo de rotor de al menos un generador se aleja más de 180° respecto del ángulo del Centro de Inercia angular ponderado por inercia. Esta condición se expresa como:

$$|\delta rotor, i(t) \; - \; \delta COI(t)| \; > \; 180°$$

Donde δrotor,i(t) corresponde al ángulo de rotor del generador i en el instante t, y δCOI(t) es el ángulo del Centro de Inercia, calculado para cada instante como el promedio de los ángulos de rotor de todos los generadores del sistema, ponderado por el peso de inercia de cada máquina, de forma análoga a la formulación del Centro de Inercia empleada por (Draz & Albayrak, 2026)

$$\delta COI(t) \; = \; (\Sigma \, Mi \; \cdot \; \delta i(t)) \; / \; (\Sigma \, Mi)$$

Donde Mi representa el peso de inercia del generador i, obtenido como el producto de su constante de inercia (H) y su potencia aparente nominal (S).

Una vez finalizada la búsqueda automática, el valor del CCT estimado, junto con la tolerancia de bisección y el tiempo inicial de acotamiento empleados, fue transmitido al Concentrador de Datos Fasoriales (PDC) desarrollado en Python. En dicho concentrador se habilitó una interfaz de consola que permitió al usuario definir el tiempo de despeje definitivo con el que se llenaría el reporte final: por defecto, se utilizó el CCT estimado automáticamente, aunque el usuario conservó la posibilidad de ingresar de forma manual un tiempo de despeje alternativo con fines comparativos. Esta decisión final fue reenviada a PowerFactory para reprogramar el evento de despeje antes de ejecutar el bucle de streaming RMS, garantizando que el reporte final documente de manera explícita tanto el CCT teórico estimado como el tiempo de despeje efectivamente simulado.

4.6.Módulo III: Emulación PMU Virtual

Una información sincrofasorial adecuado para su monitoreo y análisis que ya debía convertirse a partir de las variables eléctricas ocasionadas por la simulación no se logra sin reconocer que dicho monitoreo se posibilitó al continuar con las directrices definidas en el estándar IEEE C37.118, y esto agravó la necesidad de precisar que dichas directrices no se aplican sin la información recolectada a partir de simulaciones dinámicas que el módulo utilizó para simular el funcionamiento de una unidad de medición fasorial (PMU) virtual, simulación que como se visualiza en la Figura 7 constituye la finalidad de este módulo (IEEE SA - IEEE C37.118.2-2024, s/f).

Un método de corrección para discontinuidades angulares que ya se puso en marcha para optimizar la precisión en el cálculo de la frecuencia del sistema no se comprende sin reconocer que dicho procedimiento facilitó el control de las transiciones de fase que se generan debido a la periodicidad de los ángulos, y esto agravó la necesidad de precisar que dicho control limitó sus

cambios al rango entre -180° y 180°, limitación que no se alcanza sin la determinación previa de la frecuencia instantánea y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) que se realizó después de que la información fasorial fue corregida, corrección que a su vez no se ejecuta sin los fasores de corriente y tensión relacionados con las ubicaciones de las PMU virtuales que se lograron utilizando la información obtenida de la decodificación de las tramas de datos, decodificación que se llevó a cabo para obtener los datos relacionados con las variables eléctricas que se registran en cada punto de medición, datos que provienen de la obtención continua de las mediciones que PowerFactory me envía a través de la comunicación TCP/IP, envío que fue el comienzo del proceso (Celeita et al., 2022a; Pant et al., 2025b).

El proceso de integración y análisis de las mediciones que se habían obtenido durante la simulación que ya debía seguir no se comprende sin el módulo de Concentrador de Datos Fasoriales (PDC) al cual la información llegó, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha llegada no se produce sin los registros sincrofasoriales en los que los datos que fueron procesados se estructuraron, estructuración que no se realiza sin las marcas de tiempo correspondientes que cada uno posee, marcas que constituyen el elemento temporal que permite la secuencia continua del flujo de información.

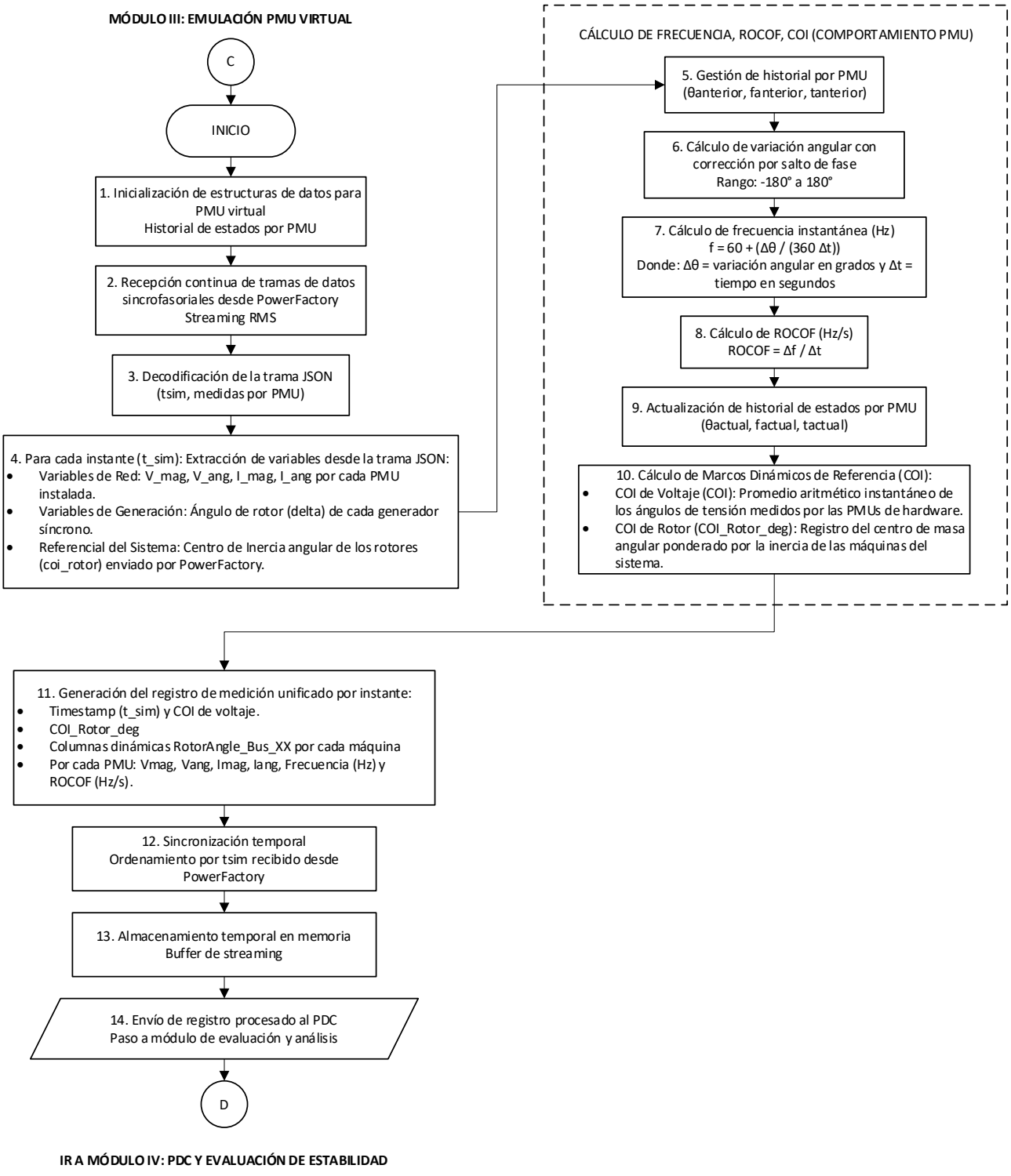


Figura 10: Módulo III: Emulación PMU Virtual. Nota: Elaboración propia

4.6.1. Especificación de la Trama de Datos Fasoriales (Stream de Datos)

Se estableció una estructura de datos conforme al estándar IEEE C37.118.2 con el fin de garantizar que el simulador y el PDC se comuniquen correctamente. A pesar de que se llevó a cabo la transmisión usando el formato JSON por su capacidad de adaptación en el ambiente de co-simulación, se conservó una estructura interna que permitió la revisión del estado del sistema cada 16,67 ms, lo cual equivale a una tasa de 60 muestras por segundo (Pant et al., 2025b).

Toda la información de las 28 PMUs se encuentra en la parte principal de cada paquete de datos que se mandó desde PowerFactory, el cual también incorpora una estructura para sincronizar. Esta estructura garantizó que el PDC tuviera siempre una visión integral y sincronizada del sistema, incluso cuando sucedían contingencias.

Tabla 13

Definición de la Carga Útil de la Trama de Datos (JSON Structure).

Campo	Tipo de Dato	Descripción	Función en el Análisis
timestamp	Float64	Época UNIX (segundos)	Sincronización y alineación temporal de fasores.
pmu_id	String	Identificador único del nodo	Mapeo de la topología del sistema IEEE 39.
v_mag	Float32	Magnitud de tensión (p.u.)	Monitoreo de estabilidad de voltaje (Merekenov et al., 2023).
v_ang	Float32	Ángulo de fase (grados)	Cálculo de estabilidad angular y COI (Noroña et al., 2025).
status	Integer	Bandera de estado del nodo	Indica si el nodo está conectado o bajo falla.

Nota: Elaboración propia

4.6.2. Cálculo Computacional de la Frecuencia y la Tasa de Cambio de Frecuencia (ROCOF)

Como parte del procesamiento de las mediciones sincrofasoriales, se calcularon la frecuencia instantánea y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) a partir de la evolución temporal del ángulo de fase del voltaje registrado en cada punto de medición. Estas variables complementaron el análisis dinámico del sistema durante las contingencias simuladas (Celeita et al., 2022a).La frecuencia instantánea en la barra *i* se estimó mediante una aproximación discreta de la derivada temporal del ángulo de voltaje ($\theta_{v,i}$). Considerando una frecuencia nominal de 60 Hz y un intervalo de muestreo constante (Δt), la frecuencia se calculó como:

$$f_i[k] = f_o + \frac{1}{2\pi} * \left(\frac{\theta_{v,i}[k] - \theta_{v,i}[k-1]}{\Delta t} \right)$$

Donde $f_i[k]$ corresponde a la frecuencia estimada en el instante k, f_0 es la frecuencia nominal del sistema, $\theta_{v,i}[k]$ representa el ángulo de fase del voltaje en la barra i, y Δt es el intervalo de muestreo.

A partir de la frecuencia estimada, se calculó el ROCOF mediante una aproximación discreta de su derivada temporal:

$$ROCOF\ f_i[k] = \frac{f_i[k] - f_i[k-1]}{\Delta t}$$

De manera equivalente, esta expresión también pudo representarse directamente en función del ángulo de fase:

$$ROCOF\ f_i[k] = \frac{1}{2\pi} \left(\frac{\theta_{v,i}[k] - 2\theta_{v,i}[k-1] + \theta_{v,i}[k-2]}{\Delta t^2} \right)$$

Los valores de frecuencia y ROCOF fueron almacenados junto con el resto de las mediciones sincrofasoriales y empleados posteriormente para evaluar el comportamiento dinámico del sistema en los distintos escenarios de contingencia analizados.

4.6.3. Algoritmo de Corrección Continua de Fase (Phase Unwrapping)

Como parte del procesamiento de las mediciones sincrofasoriales, se aplicó un algoritmo de corrección continua de fase (Phase Unwrapping) con el fin de eliminar las discontinuidades presentes en las señales angulares. Dichas discontinuidades se originan porque los ángulos de fase son reportados dentro de un rango limitado(Pant et al., 2025b):

$$\theta[k] \in [-\pi, +\pi]$$

O de forma equivalente:

$$\theta[k] \in [-180°, +180°]$$

La precisión de los métodos de análisis basados en series temporales que ya se veía reducida no se comprende sin reconocer que dicha reducción proviene de discontinuidades que pueden afectar el cálculo de variables derivadas, y esto agravó la necesidad de precisar que dichas discontinuidades se generan como consecuencia de saltos artificiales en la señal que ocurren cuando los ángulos superan los límites durante eventos transitorios, superación que provoca el cambio automático entre los extremos del intervalo de representación.

La diferencia angular entre muestras consecutivas que ya debía calcularse no se realiza sin un método para detectar estos cambios abruptos, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho cálculo se ejecuta mediante la fórmula que permite identificar dichas transiciones angulares:

$$\Delta\theta[k] = \theta[k] - \theta[k-1]$$

Una variación angular corregida que ya debía obtenerse no se alcanza sin reconocer que dicha corrección se aplica cuando la diferencia angular supera el límite establecido, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha aplicación se basa en múltiplos enteros de 2π, base que constituye el mecanismo mediante el cual la corrección angular se ejecuta:

$$\Delta\theta_{corr}[k] = \Delta\theta[k] - 2\pi * round\left(\frac{\Delta\theta[k]}{2\pi}\right)$$

La reconstrucción de la trayectoria angular continua que ya debía realizarse no se alcanza sin reconocer que dicha reconstrucción se ejecuta de forma acumulativa, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha forma acumulativa constituye el método mediante el cual la continuidad angular se restaura a partir de las correcciones previas aplicadas:

$$\Delta\theta_{unwrapped}[k] = \Delta\theta_{unwrapped}[k-1] + \Delta\theta_{corr}[k]$$

La evaluación de estabilidad transitoria que ya debía realizarse no se alcanza sin técnicas de agrupamiento utilizadas en dicho análisis, y esto agravó la necesidad de reconocer que dichas técnicas no operan sin los ángulos referidos al Centro de Inercia (COI), el ROCOF y el cálculo de frecuencia que las señales corregidas proporcionaron, señales que fueron empleadas posteriormente para dichos propósitos.

4.7.Módulo IV: Concentración de Datos Fasoriales (PDC) y Evaluación De Estabilidad

El propósito de este módulo que se muestra en la Figura 11 , fue llevar a cabo el análisis final del comportamiento dinámico del sistema eléctrico, utilizando los datos sincrofasoriales producidos por las PMU virtuales durante las simulaciones. Esta etapa posibilitó la integración de

las mediciones adquiridas y la valoración del rendimiento de la infraestructura de monitoreo y de la reacción del sistema ante las contingencias analizadas.

En primer lugar, las mediciones de cada PMU virtual fueron recibidas por el Concentrador de Datos Fasoriales (PDC) y organizadas en forma sincronizada por medio de sus marcas temporales correspondientes. Después, se creó una estructura de datos unificada que ayudó a procesar la información y a calcular diversas métricas relacionadas con la estabilidad y observabilidad del sistema. Se calcularon indicadores de cobertura de medición basados en la información recopilada, como el Centro de Inercia (COI), el Bus Observability Index (BOI) y el System Observability Redundancy Index (SORI)(Echeverria Jurado et al., 2022a; Gunin et al., 2023). Se examinaron, de manera complementaria, variables dinámicas importantes, como el desvío de frecuencia, la separación angular entre generadores y la tasa de variación de la frecuencia (ROCOF); estos factores posibilitaron describir el comportamiento del sistema frente a las alteraciones que se le aplicaron.

Para concluir, los hallazgos producidos fueron consolidados en informes que contenían series temporales de las variables estudiadas, de las métricas calculadas y la clasificación definitiva de cada evento.

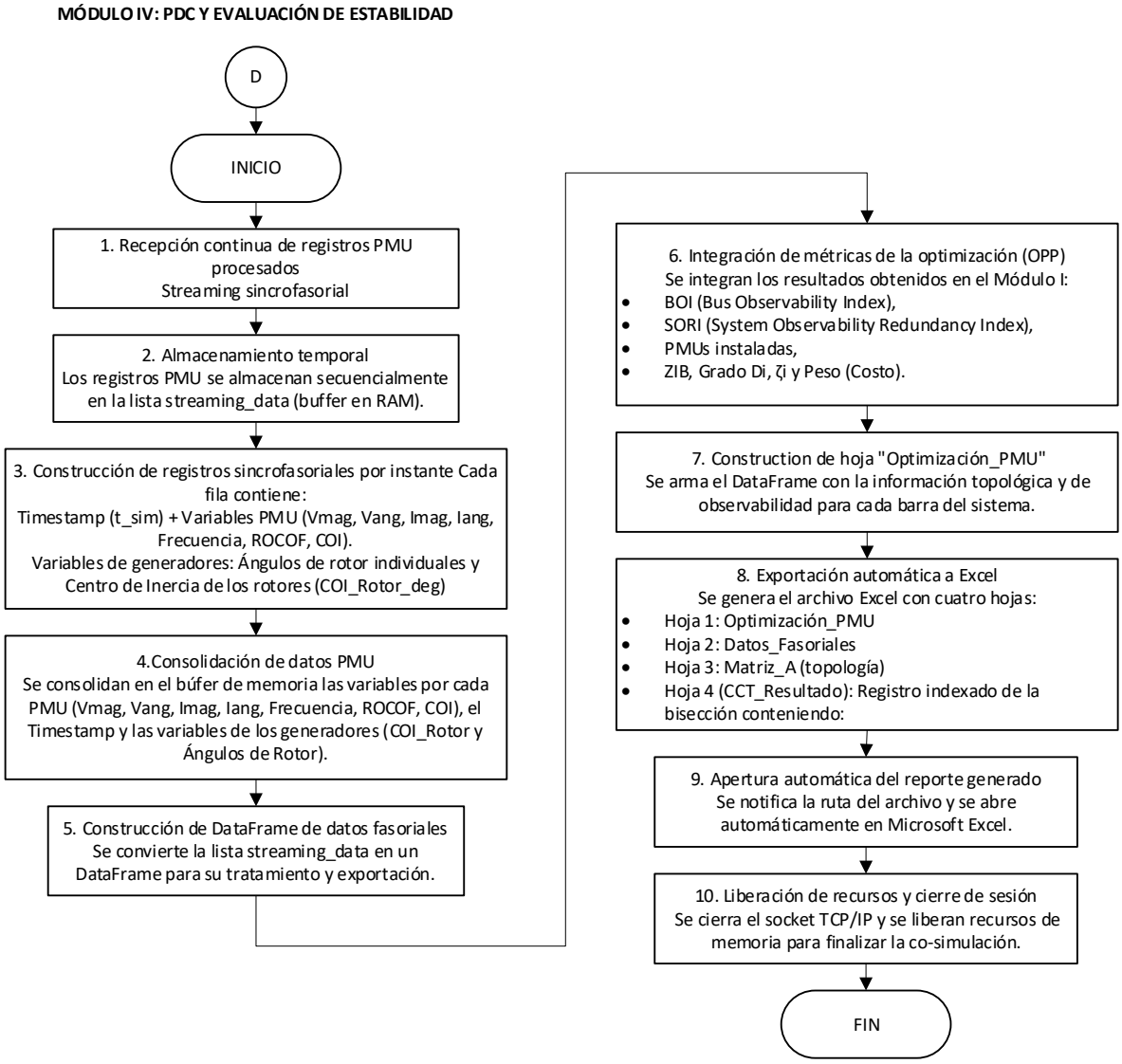


Figura 11: Módulo IV: Concentración de Datos Fasoriales (PDC) y Evaluación De Estabilidad. Nota: Elaboración propia

4.7.1. Recepción y almacenamiento de datos PMU

Después de obtener las mediciones, se clasificaron los registros en función del momento temporal al que pertenecían. Para lograrlo, se empleó la marca temporal vinculada a cada conjunto de datos, lo que posibilitó la agrupación de las variables provenientes de las PMUs disímiles en una única estructura informativa.

En este procedimiento, se reforzaron las variables eléctricas obtenidas en cada barra monitoreada, que incluyen la magnitud y el ángulo del voltaje, la magnitud y el ángulo de la corriente, la frecuencia y el índice de cambio de frecuencia (ROCOF). La agrupación temporal de estas variables hizo posible contar con una representación del estado del sistema eléctrico sincronizada en cada momento de la simulación.

4.7.2. Concentración y sincronización de datos mediante el PDC

La información fue administrada a través de un Concentrador de Datos Fasoriales (PDC) después de que se obtuvieron las mediciones de las distintas PMUs. Este elemento funcionó como un intermediario que tenía la responsabilidad de compilar los registros producidos por cada unidad de medición, asegurarse de que estos coincidieran en el tiempo y ordenarlos antes de ser procesados (Arias Atiaja et al., 2025a).

La tarea principal del PDC fue juntar las mediciones que tenían la misma marca de tiempo para elaborar una representación coherente y sincronizada de cómo estaba el sistema eléctrico. Este procedimiento fue clave para asegurar que las variables eléctricas examinadas pertenecieran al mismo momento de operación, lo cual previno discrepancias causadas por las diferencias en los tiempos de recepción de datos.(Pant et al., 2025b)

4.7.3. Construcción y consolidación de registros sincronizados

Con los datos concentrados y sincronizados en el buffer, el módulo procede a construir formalmente los registros sincrofasoriales. Cada registro representa un instante de tiempo específico y se estructura como una fila de datos que agrupa, de forma coherente, las mediciones de todas las PMUs activas en ese mismo momento.

La construcción de cada registro sigue una lógica de indexación temporal: el Timestamp actúa como clave primaria que identifica de manera unívoca el instante al que pertenece el registro. A partir de esa clave, se asocian las variables de cada PMU, generando una estructura donde cada columna corresponde a una combinación específica de unidad de medición y variable eléctrica. El resultado es una matriz de datos donde las filas representan el tiempo y las columnas representan las variables del sistema(Noroña et al., 2025).

Una vez construidos los registros individuales, el módulo ejecuta una etapa de consolidación. En este paso, los registros que hasta ahora se han construido de forma independiente por instante de tiempo son organizados en una secuencia cronológica continua, verificando que no existan saltos temporales, duplicidades o registros incompletos que puedan comprometer la integridad del análisis posterior.

4.7.4. Formulación Matemática del Monitoreo en Tiempo Real

De acuerdo con (Celeita et al., 2022a), el PDC no únicamente funciono como receptor de datos, sino que además fue un factor de procesamiento que convirtió las señales en indicadores valiosos para el análisis de estabilidad.

a. Tasa de variación del ángulo de voltaje (ROCOA)

Con el objetivo de identificar perturbaciones de manera temprana, el PDC determino la velocidad de cambio del ángulo de voltaje utilizando metodologías recientes. Este indicador, llamado ROCOA (Rate Of Change of Angle), se estableció de la siguiente manera:

$$ROCOA_i(t) = \frac{\theta_i(t) - \theta_i(t - \Delta t)}{\Delta t}$$

Donde Δt es el intervalo de muestreo (0,0167 s). Las variaciones abruptas en este valor facilitaron la detección de potenciales situaciones de inestabilidad antes de que el sistema llegara a estados críticos.

4.7.5. Determinación Dinámica del Centro de Inercia (COI)

Para examinar la conducta de los generadores en relación con las contingencias simuladas, se utilizó como referencia común el Centro de Inercia (COI) para procesar los ángulos del rotor. Esta transformación posibilitó que se suprimiera el movimiento global del sistema y que se enfatizara la variabilidad entre las unidades de generación. El ángulo del centro de inercia se determinó tomando en cuenta la aportación de cada generador, según su constante de inercia. A través de la siguiente expresión, se determinó el COI para cada momento en el tiempo (k):

$$\delta COI[k] = \frac{\sum_{i=1}^{Ng} Hi * \delta i[k]}{\sum_{i=1}^{Ng} Hi}$$

Donde:

Ng corresponde al número total de generadores considerados en el sistema.

Hi representa la constante de inercia del generador (i).

$\delta i[k]$ corresponde al ángulo de rotor del generador (i) en el instante (k).

Una vez obtenido el ángulo del COI, se calcularon los ángulos relativos de cada generador respecto a esta referencia mediante:

$$\delta iCOI[k] = \delta i[k] - \delta COI[k]$$

Los datos utilizados para analizar la estabilidad transitoria fueron las trayectorias angulares relacionadas con el COI. Después de estas señales, se hicieron uso de las técnicas de agrupamiento

temporal y minería de datos para encontrar comportamientos dinámicos parecidos y localizar máquinas que pudieran ser críticas en el sistema.

4.7.6. Comportamiento electromecánico y ecuación de oscilación

Los generadores síncronos y su respuesta dinámica a perturbaciones severas fueron la base del análisis de estabilidad transitoria. En este escenario, se examinó la estabilidad del sistema por medio de la habilidad de los generadores de sostener el sincronismo tras una contingencia (Echeverria Jurado et al., 2022a; Gunin et al., 2023).

La Ecuación de Oscilación (o Swing Equation), que vincula el desequilibrio entre la potencia eléctrica y la mecánica con la aceleración angular del rotor, fue utilizada para retratar la dinámica de cada generador:

$$\frac{2Hi}{w_s}\frac{d^2\delta i}{dt^2} = Pm - Pe = Pa$$

Donde H_i es la constante de inercia del generador i, ω_s representa la velocidad angular síncrona, δ_i es el ángulo del rotor del generador i, P_m corresponde a la potencia mecánica suministrada por la turbina, P_e es la potencia eléctrica entregada a la red, y P_a es la potencia de aceleración resultante.

En condiciones normales de operación, la potencia mecánica y la potencia eléctrica permanecieron en equilibrio, por lo que la aceleración del rotor fue prácticamente nula. Sin embargo, ante la ocurrencia de una contingencia, este equilibrio se alteró temporalmente, provocando variaciones en la velocidad y el ángulo de los generadores (Echeverria Jurado et al., 2022a; Gunin et al., 2023).Las trayectorias angulares obtenidas durante las simulaciones dinámicas constituyeron la base para la evaluación de estabilidad transitoria desarrollada en esta

investigación. Estas señales fueron procesadas posteriormente mediante técnicas de monitoreo sincrofasorial y análisis de series temporales, con el fin de identificar comportamientos asociados a posibles condiciones de inestabilidad.

4.7.7. Integración de métricas de optimización

Una información topológica y operativa del sistema que ya debía complementar las mediciones eléctricas no se alcanza sin la incorporación de indicadores que permiten dicha complementación, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha incorporación no se produce sin parámetros como el índice de observabilidad de barras (BOI), el índice de redundancia del sistema (SORI), la ubicación de las PMUs instaladas, la identificación de barras de inyección nula (ZIB), el grado de conectividad de cada barra y los costos asociados a la solución obtenida, parámetros que entre los indicadores integrados se encuentran y que las métricas obtenidas a partir del proceso de ubicación óptima de PMUs proporcionan, métricas que a su vez no se incorporan sin reconocer que ofrecen información sobre el nivel de observabilidad y redundancia alcanzada dentro de la red eléctrica, información que una vez organizada la información de medición ya se había configurado como el paso previo indispensable.

4.7.8. Construcción de la hoja de optimización

Se creó una hoja de trabajo enfocada en examinar el lugar ideal para los PMUs, combinando las métricas de observabilidad y los datos eléctricos en una única estructura. Esta hoja recopiló la información topológica de la red, los hallazgos del modelo de optimización y las métricas de rendimiento que se obtuvieron a lo largo del proceso. La consolidación de estos factores posibilitó contar con una base de datos estructurada para validar el modelo, comparar los resultados y realizar los análisis subsiguientes que se llevaron a cabo en la investigación.

4.7.9. Exportación automática de resultados

- Una vez que toda la información ha sido procesada, integrada y organizada, el módulo genera automáticamente el reporte final en formato Microsoft Excel. El archivo resultante concentra en un único documento todos los resultados de la co-simulación y se estructura en cuatro hojas diferenciadas, cada una con un propósito específico dentro del conjunto de resultados:
- **Hoja 1 – Optimización_PMU:** Los esquemas de medición que ya debían evaluarse y compararse no se sustentan sin una hoja de referencia que los contenga, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha hoja no es otra que la que contiene los resultados del proceso de optimización de ubicación de PMUs, incluyendo los índices de observabilidad por barra (BOI), el índice global de redundancia del sistema (SORI), la identificación de las barras con PMU instalada, la clasificación de barras ZIB, el grado nodal y el peso asignado a cada barra.
- **Hoja 2 – Datos_Fasoriales:** Los análisis dinámicos del sistema que ya debían realizarse no se alimentan sin una fuente primaria de datos, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha fuente no es otra que el registro cronológico completo de todas las variables eléctricas medidas por las PMUs durante la simulación, registro en el cual cada fila representa un instante de tiempo y cada columna una variable específica de una unidad de medición.
- **Hoja 3 – Matriz_A:** Los cálculos que ya debían reproducirse de forma independiente al entorno de simulación no se verifican sin la estructura de la red sobre la que se realizó la optimización, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha estructura se contiene en la representación matricial de la topología del sistema eléctrico utilizada como insumo en

el modelo de observabilidad, representación cuya inclusión en el reporte permite dicha verificación.

- **Hoja 4 – CCT_Resultado:** Los escenarios de contingencia simulados en cada corrida que ya debían documentarse y validarse teóricamente no se sustentan sin una hoja que contenga los resultados de la determinación automática del tiempo crítico de despeje, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha hoja contiene el valor del CCT estimado, el tiempo de despeje efectivamente utilizado para llenar el reporte, la tolerancia de bisección, el tiempo inicial de acotamiento exponencial y el método empleado (acotamiento exponencial y bisección).

5. Resultados y Discusión

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos con la metodología propuesta, aplicada al sistema de prueba IEEE New England de 39 barras (39 barras, 10 generadores, 60 Hz). Los resultados se organizan en tres bloques que reflejan el flujo de trabajo descrito en la metodología: la ubicación óptima de las unidades de medición fasorial (Módulo I), la determinación del tiempo crítico de despeje (Módulo II) y la evaluación de la estabilidad transitoria a partir de las mediciones sincrofasoriales (Módulos III y IV). En cada bloque se contrastan los resultados con la literatura de referencia para verificar la validez del método.

5.1. Ubicación óptima de las unidades de medición fasorial

El problema de ubicación óptima de PMU se resolvió para los cuatro escenarios definidos en la metodología: Caso I (observabilidad base, sin contingencia ni barras de inyección nula), Caso II (contingencia N-1), Caso III (efecto de las barras de inyección nula, ZIB) y Caso IV (contingencia N-1 combinada con el efecto de las ZIB). En todos los casos se minimizó la función

objetivo basada en el grado de centralidad normalizado, $\Sigma(1 - \zeta_i) \cdot x_i$, sujeta a las restricciones de observabilidad, empleando el solver CBC a través de la librería PuLP de Python. Los resultados se comparan con los reportados por Ahmed et al. (2024) para el mismo sistema.

5.2. Validación del modelo de optimización

La validación se sustenta principalmente en el Caso I, correspondiente a la observabilidad topológica base ($A \cdot x \geq 1$). Para este escenario, la solución obtenida requiere 13 PMU, resultado idéntico al reportado por la referencia para el sistema de 39 barras. Esta coincidencia es la evidencia de validación más sólida del módulo estático, ya que el Caso I no involucra ninguna relajación asociada a las barras de inyección nula: depende exclusivamente de la matriz de conectividad, del cálculo de centralidad y de la formulación entera lineal. Su reproducción exacta confirma que la construcción del grafo, el cálculo del grado y de la centralidad, la función objetivo y la restricción de observabilidad fueron implementados de forma fiel al procedimiento matemático de referencia.

De manera complementaria, el Caso II (contingencia N-1, $A \cdot x \geq 2$) también reproduce el resultado de referencia en cuanto al número de PMU y al índice global de redundancia, con una única diferencia en la posición de una unidad, atribuible a la existencia de soluciones óptimas alternativas (barras con idéntico valor de centralidad normalizada), fenómeno inherente a los problemas de programación lineal entera y dependiente del orden de ramificación interno del solver.

Tabla 14

Validación del modelo de optimización mediante comparación con la referencia para el sistema IEEE de 39 barras en Casos I y II.

Parámetro	Resultado reportado (Ahmed et al., 2024)	Resultado obtenido (plataforma propuesta)	Concordancia

Caso I - Observabilidad base N-0, sin barras de inyección nula			
N.º de PMU	13	13	Exacto
Barras con PMU instalada	1, 2, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 2, 2, 1, 3, 2, 1, 2, 1, 1, 2, 2, 1, 2, 2, 1, 2, 2, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1	1, 2, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 2, 2, 1, 3, 2, 1, 2, 1, 1, 2, 2, 1, 2, 2, 1, 2, 2, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1	Exacto
BOI mínimo del sistema	≥ 1	≥ 1	Exacto
SORI	52	52	Igual
Caso II - Contingencia N-1 **Sin barras de inyección nula**			
N.º de PMU	28	28	Exacto
Barras con PMU instalada	2, 3, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 19, 20, 22, 23, 25, 26, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39	1, 2, 3, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 19, 20, 22, 23, 25, 26, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38	Equivalente
BOI mínimo del sistema	≥ 2	≥ 2	Exacto
SORI	96	96	Exacto

Nota. Elaboración propia. Datos del resultado obtenido: hoja Optimización_PMU de los archivos Excel generados por la plataforma de co-simulación de los Casos I y II. Referencia: Ahmed et al. (2024).

5.2.1. Comparación de los cuatro escenarios de observabilidad

La Tabla 15**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y la Figura 12. Número de PMU e índice de redundancia (SORI) para los cuatro escenarios de observabilidad. Nota: Elaboración propia. resumen el número de PMU y el índice de redundancia del sistema (SORI) obtenidos en los cuatro escenarios. El número total de PMU que ya debía moderarse no se alcanza sin reconocer que el Caso IV combina ambos efectos, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha combinación mantiene la robustez de la contingencia N-1 mientras aprovecha las ZIB, obteniéndose 22 PMU con un SORI de 80, valores que contrastan con el comportamiento esperado

que se observa en los cuatro escenarios: la incorporación del criterio de contingencia N-1 (Caso II) aproximadamente duplica el número de unidades respecto del caso base, al exigir que toda barra sea observada por al menos dos PMU, lo que incrementa la confiabilidad del monitoreo ante la pérdida de una unidad, mientras que en sentido contrario la incorporación del efecto de las barras de inyección nula (Caso III) reduce el número de dispositivos respecto del caso base, al permitir inferir el estado de determinadas barras mediante la ley de corrientes de Kirchhoff sin necesidad de instrumentación física.

Tabla 15

Comparación de la ubicación óptima de PMU en el sistema IEEE de 39 barras para los cuatro escenarios de observabilidad

Caso	Escenario	N.º PMU	Barras con PMU instalada	SORI	ZIBs detectadas	Exentas por ZIB
I	N-0, sin ZIB	**13**	2, 6, 9, 10, 13, 14, 17, 19, 20, 22, 23, 25, 29	**52**	—	—
II	N-1, sin ZIB	**28**	1, 2, 3, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 19, 20, 22, 23, 25, 26, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38	**96**	—	—
III	N-0, con ZIB	**10**	2, 3, 6, 8, 13, 16, 20, 23, 25, 29	**43**	1, 2, 5, 6, 9, 10, 11, 13, 14, 17, 19, 22	1, 5, 9, 10, 11, 14, 17, 19, 22
IV	N-1, con ZIB	**22**	1, 2, 3, 6, 8, 9, 11, 13, 14, 16, 17, 20, 22, 23, 25, 26, 29, 31, 34, 36, 37, 38	**80**	1, 2, 5, 6, 9, 10, 11, 13, 14, 17, 19, 22	5, 10, 19

Nota. Elaboración propia. Datos extraídos de la hoja Optimización_PMU de cada archivo Excel generado por la plataforma de co-simulación.

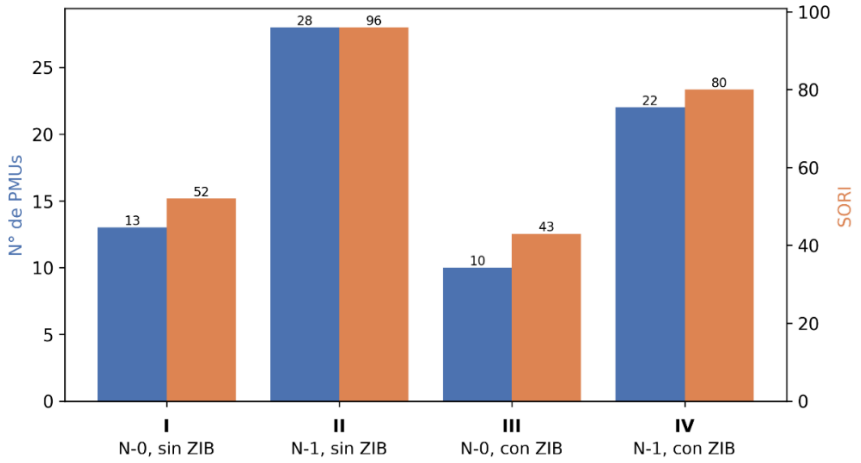


Figura 12. Número de PMU e índice de redundancia (SORI) para los cuatro escenarios de observabilidad. Nota: Elaboración propia.

El índice de observabilidad por barra (BOI) para el Caso IV se presenta en la Figura 13. Índice de observabilidad por barra (BOI) para el Caso IV (N-1 con ZIB); la línea discontinua indica la exigencia de redundancia BOI ≥ 2. Nota: Elaboración propia.. En ella se aprecia que la totalidad de las barras no exentas alcanza un BOI mayor o igual a dos, satisfaciendo la exigencia de redundancia N-1, mientras que las barras marcadas como de inyección nula pueden presentar un valor inferior por quedar su estado determinado analíticamente. Este comportamiento evidencia que la solución cumple la observabilidad total del sistema con el nivel de redundancia requerido.

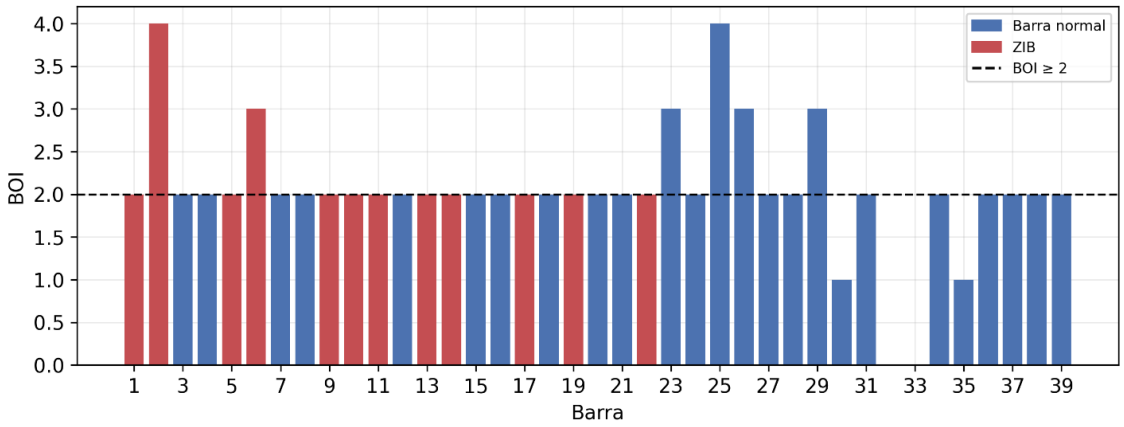


Figura 13. Índice de observabilidad por barra (BOI) para el Caso IV (N-1 con ZIB); la línea discontinua indica la exigencia de redundancia BOI ≥ 2. Nota: Elaboración propia.

En la solución del Caso IV, las barras que resultaron exentas de observabilidad directa —cuyo estado se infiere mediante las relaciones de Kirchhoff en las barras de inyección nula— fueron las barras 9, 30, 32, 33 y 35. La mayoría corresponde a barras terminales de generación, lo cual es coherente con la estructura del problema: bajo el criterio N-1, una barra de grado unitario exigiría instrumentar tanto a ella misma como a su único vecino, de modo que la exención habilitada por una ZIB adyacente es la que permite reducir de forma efectiva el número de unidades.

5.2.2. Análisis de las diferencias respecto a la referencia

En los Casos III y IV, el número de PMU obtenido es superior al reportado por la referencia. Este comportamiento no obedece a un error de implementación, sino a dos factores identificados y verificados, que se documentan a continuación en aras de la transparencia del análisis.

El primer factor es el conjunto de barras de inyección nula detectado. El procedimiento implementado identifica automáticamente como ZIB toda barra sin generación, carga ni compensación conectada. En el modelo utilizado, este criterio detecta doce barras de inyección

nula (2, 5, 6, 10, 11, 13, 14, 17, 19 y 22, más las barras 1 y 9), dos más que el conjunto de diez barras empleado por la referencia. Las barras 1 y 9 no poseen inyección alguna en la realización del sistema utilizada, por lo que su clasificación como ZIB es físicamente correcta para dicho modelo; la diferencia proviene de que los distintos conjuntos de datos publicados del sistema New England de 39 barras no coinciden exactamente en qué barras son de inyección nula, una discrepancia conocida y documentada al replicar este sistema entre diferentes fuentes.

El segundo factor, de carácter metodológico, es más determinante. La formulación de referencia relaja la exigencia de observabilidad de las barras del vecindario de una ZIB a una variable binaria, fusionando en un único conglomerado las barras de inyección nula mutuamente adyacentes y permitiendo, a lo sumo, una exención por conglomerado. Al aplicar estrictamente esta regla sobre la topología del sistema —en la que seis de las ZIB detectadas ({5, 6, 10, 11, 13, 14}) son mutuamente adyacentes y se fusionan en un único conglomerado con derecho a una sola exención—, el índice de redundancia mínimo alcanzable bajo contingencia N-1 es $2 \cdot (39 - 6) = 66$. Sin embargo, la referencia reporta para el Caso IV un SORI de 58, valor inferior a dicho mínimo y, por tanto, inalcanzable a partir de las ecuaciones tal como están escritas. Se concluye que los resultados publicados de los Casos III y IV corresponden a una relajación de las barras de inyección nula más permisiva que la descrita por su propia formulación. En consecuencia, el mayor número de PMU obtenido en estos casos es la consecuencia directa de seguir fielmente la formulación matemática publicada, y la identidad del Caso I confirma que el núcleo del método es correcto.

5.3. Determinación del tiempo crítico de despeje

Para la evaluación dinámica se adoptó como perturbación una falla trifásica sobre la línea 2-25, ubicada al 90 % de su longitud, siguiendo el escenario reportado por Echeverría et al. como caso crítico para el sistema New England de 39 barras. El tiempo crítico de despeje (CCT) que ya

debía determinarse de forma automática no se alcanza sin simulaciones temporales sucesivas que combinan una fase de acotamiento exponencial con una fase de refinamiento por bisección, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho acotamiento parte de 20 ms y duplica el tiempo de despeje de prueba hasta encontrar un caso inestable, mientras que el refinamiento opera hasta una tolerancia de 1 ms, combinación que en cada corrida clasifica como estable o inestable mediante el criterio de pérdida de sincronismo $|\delta_i(t) - \delta_COI(t)| > 180°$, evaluado respecto del centro de inercia angular ponderado por la inercia de las máquinas.

El procedimiento convergió a un tiempo crítico de despeje de aproximadamente [CCT ≈ 104] ms tras [11] iteraciones. La Figura 14. Convergencia de la búsqueda automática del tiempo crítico de despeje (acotamiento exponencial y bisección); los marcadores distinguen las corridas estables e inestables. Nota: Elaboración propia. muestra la evolución de la búsqueda, en la que se distinguen las corridas clasificadas como estables e inestables y la convergencia hacia el valor final. Es importante señalar que el tiempo crítico de despeje es una propiedad de la dinámica del sistema y de la falla, y es independiente de la ubicación de las PMU, dado que estas actúan como dispositivos de medición pasivos y no alteran el comportamiento electromecánico de la red; por ello, el valor obtenido es común a los cuatro escenarios de observabilidad.

Tabla 16

Resultado de la determinación automática del tiempo crítico de despeje y parámetros del procedimiento

Parámetro	Valor
Escenario de falla simulado	
Sistema de prueba	IEEE New England — 39 barras, 10 generadores
Tipo de falla	Trifásica en la línea 2-25, al 90 % de su longitud
Instante de aplicación de la falla	1.0 s
Ventana de observación	10.0 s

Resultado de la búsqueda automática del CCT	
CCT estimado	104.3 ms
Tolerancia de bisección	1 ms
Tiempo inicial de acotamiento	20 ms
Número total de iteraciones	11
- Fase 1 - acotamiento exponencial	4 iteraciones - 20, 40, 80, 160 ms
- Fase 2 - refinamiento por bisección	7 iteraciones - intervalo inicial [80, 160] ms
Escenarios de validación del CCT	
Tiempo de despeje - escenario estable	80 ms < CCT = 104.3 ms
Tiempo de despeje - escenario inestable	114 ms > CCT = 104.3 ms
Criterio y método	
Criterio de inestabilidad	$\|\delta_i(t) - \delta COI(t)\| > 180°$ en algún instante de la ventana de observación
Referencia - criterio	Draz & Albayrak (2026), IEEE Access, Sec. III-D
Método de búsqueda	Acotamiento exponencial + bisección — sin parámetros manuales
Referencia - método	Pavella, Ernst & Ruiz-Vega (2012), Transient Stability of Power Systems, Springer

Nota. Elaboración propia. Los valores del CCT, el número de iteraciones y los tiempos de prueba se obtuvieron directamente de la hoja CCT_Resultado y CCT_Iteraciones de los archivos Excel generados por la plataforma. $\delta_i(t)$: ángulo de rotor del generador i en el instante t. $\delta COI(t)$: ángulo del Centro de Inercia ponderado por inercia en el instante t.

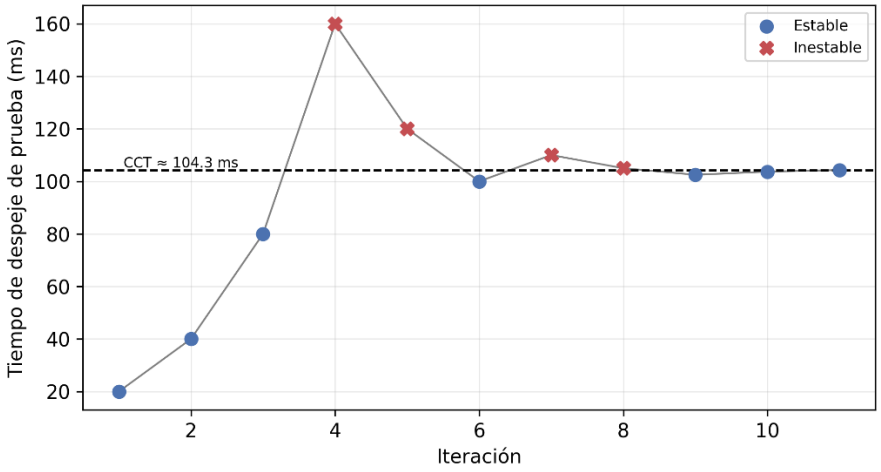


Figura 14. Convergencia de la búsqueda automática del tiempo crítico de despeje (acotamiento exponencial y bisección); los marcadores distinguen las corridas estables e inestables. Nota: Elaboración propia.

5.4.Evaluación de la estabilidad transitoria

5.4.1. Escenario de falla y configuración de la simulación

La respuesta dinámica del sistema se analizó para la misma falla trifásica en la línea 2-25 al 90 % de su longitud, considerando dos tiempos de despeje que encierran al tiempo crítico determinado: 80 ms, inferior al CCT, para el cual se espera un comportamiento estable; y 114 ms, superior al CCT, correspondiente al tiempo de despeje documentado por la referencia como caso inestable. La falla se aplica a t = 1,0 s sobre un punto de operación en régimen permanente, y la ventana de observación es de 10 s, con una tasa de reporte de 60 muestras por segundo conforme al método de emulación de PMU descrito en la metodología.

5.4.2. Trayectorias angulares y criterio de sincronismo

La Figura 15. Ángulos de rotor de los generadores síncronos para los escenarios estable (80 ms) e inestable (114 ms). Nota: Elaboración propia. presenta las trayectorias del ángulo de rotor de los diez generadores para ambos escenarios. El sincronismo que ya debía mantenerse en el caso estable no se preserva sin oscilaciones que se amortiguan progresivamente, y esto agravó la necesidad de reconocer que dichas oscilaciones acotadas se producen tras la perturbación cuando el despeje ocurre a 80 ms, manteniendo las máquinas en cohesión, cohesión que contrasta con el caso inestable en el que el despeje a 114 ms provoca que dos máquinas, los generadores G8 (conectado a la barra 37) y G9 (conectado a la barra 38), se aceleren de forma monótona y se separen del resto del sistema, evidenciando la pérdida de sincronismo.

Este resultado constituye la validación del módulo dinámico. Las máquinas críticas que Echeverría et al. reportaron para esta misma falla y tiempo de despeje, identificadas mediante el método SIME/OMIB, ya se habían configurado como el referente de comparación, y esto agravó

la necesidad de reconocer que la coincidencia exacta con G8 y G9 como las máquinas que pierden el sincronismo en la simulación confirma que la infraestructura de co-simulación reproduce correctamente el fenómeno electromecánico de interés, reproducción que se obtiene con un criterio de estabilidad distinto, la separación angular respecto del centro de inercia, lo cual refuerza la robustez de la concordancia alcanzada.

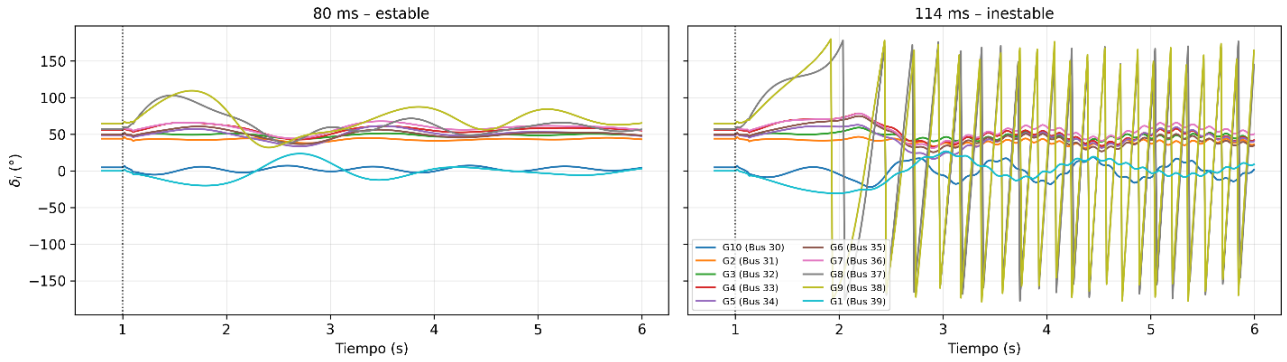


Figura 15. Ángulos de rotor de los generadores síncronos para los escenarios estable (80 ms) e inestable (114 ms). Nota: Elaboración propia.

El umbral de 180° que ya debía mostrarse junto con la magnitud $|\delta_i - \delta_COI|$ no se visualiza sin la aplicación explícita del criterio de sincronismo que la Figura 17. Aplicación del criterio de sincronismo $|\delta_i - \delta_COI| > 180°$; la línea discontinua marca el umbral de inestabilidad. Nota: Elaboración propia. ejecuta, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha aplicación se realiza sobre la referencia del centro de inercia que la Figura 16. Ángulos de rotor referidos al centro de inercia ($\delta_i - \delta_COI$) para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia. presenta, referencia que elimina el movimiento global del sistema para resaltar la separación relativa entre máquinas, resaltado que no se produce sin los ángulos de rotor referidos al centro de inercia ($\delta_i - \delta_COI$) que dicha figura exhibe.

La clasificación como inestable que ya debía activarse no se produce sin el criterio de pérdida de sincronismo que se dispara, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha activación se produce cuando la separación supera los 180° con un máximo de aproximadamente [191]° en el escenario inestable, superación que contrasta con el escenario estable en el que la máxima separación angular alcanza aproximadamente [101]° y permanece por debajo del umbral durante toda la ventana de observación, permanencia que confirma la estabilidad, confirmación que es consistente con el hecho de que el tiempo de despeje de 114 ms es superior al tiempo crítico determinado, superioridad que ya había quedado establecida como condición de inestabilidad.

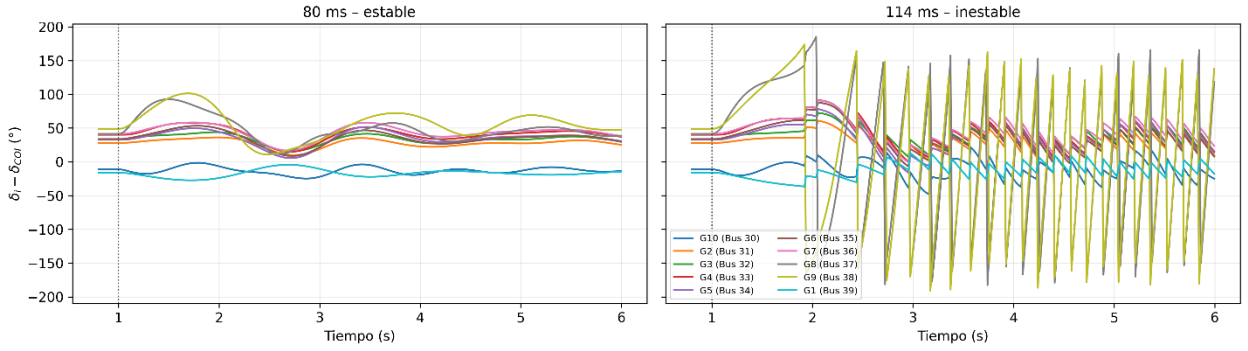


Figura 16. Ángulos de rotor referidos al centro de inercia ($\delta_i - \delta_COI$) para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia.

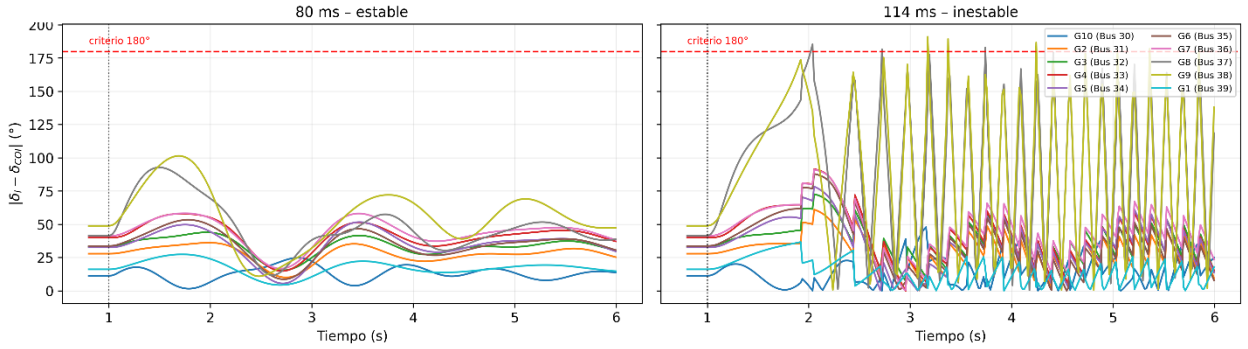


Figura 17. Aplicación del criterio de sincronismo $|\delta_i - \delta_COI| > 180°$; la línea discontinua marca el umbral de inestabilidad. Nota: Elaboración propia.

5.4.3. Frecuencia, ROCOF y perfil de tensión

El último valor válido que ya debía conservarse no se mantiene sin reconocer que las muestras en el instante de aplicación y de despeje de la falla se descartan por no ser confiables, y esto agravó la necesidad de precisar que dicho descarte se produce de forma análoga a como una PMU real señaliza datos inválidos durante un cortocircuito, analogía que se aplica porque la tensión decae y su ángulo presenta discontinuidades en dichos instantes, discontinuidades que no se procesan al estimar la frecuencia instantánea y la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) a partir del ángulo de fase de la tensión registrado por cada PMU virtual, estimación que sigue la emulación del estándar IEEE C37.118 descrita en la metodología.

Las oscilaciones profundas y sostenidas del caso inestable que ya se aprecian en el perfil de magnitud de tensión no se comprenden sin reconocer que dichas oscilaciones contrastan con el hundimiento durante la falla y su recuperación posterior en el caso estable, y esto agravó la necesidad de precisar que dicho contraste se visualiza en la Figura 20. Magnitud de tensión en las barras instrumentadas durante y después de la falla para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia., figura que se suma a la Figura 18. Frecuencia estimada en las barras instrumentadas para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia. y la Figura 19. Tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) en las barras instrumentadas para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia. que muestran, respectivamente, la frecuencia y el ROCOF en las barras instrumentadas, variables que en el escenario estable presentan desviaciones acotadas que retornan a su valor nominal, mientras que en el escenario inestable las desviaciones crecen de forma sostenida en las máquinas que pierden el sincronismo, crecimiento que ya se había configurado como el indicador dinámico de inestabilidad.

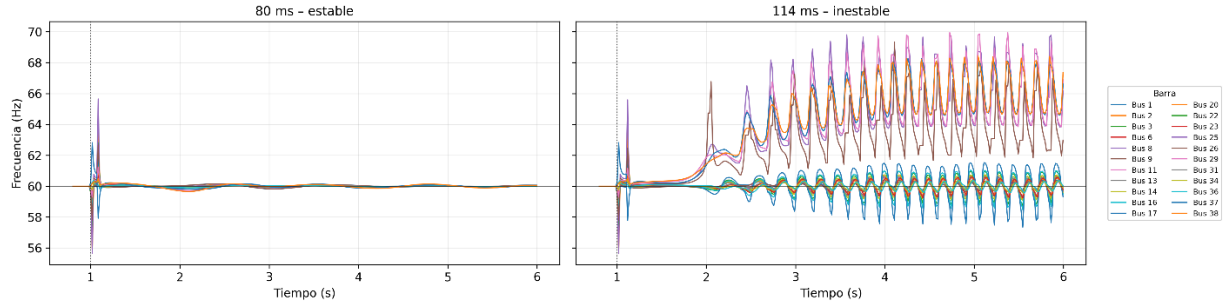


Figura 18. Frecuencia estimada en las barras instrumentadas para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia.

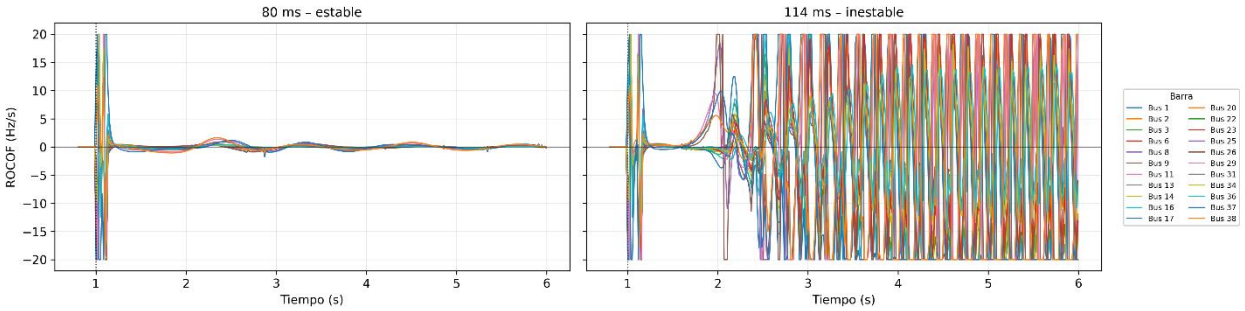


Figura 19. Tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) en las barras instrumentadas para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia.

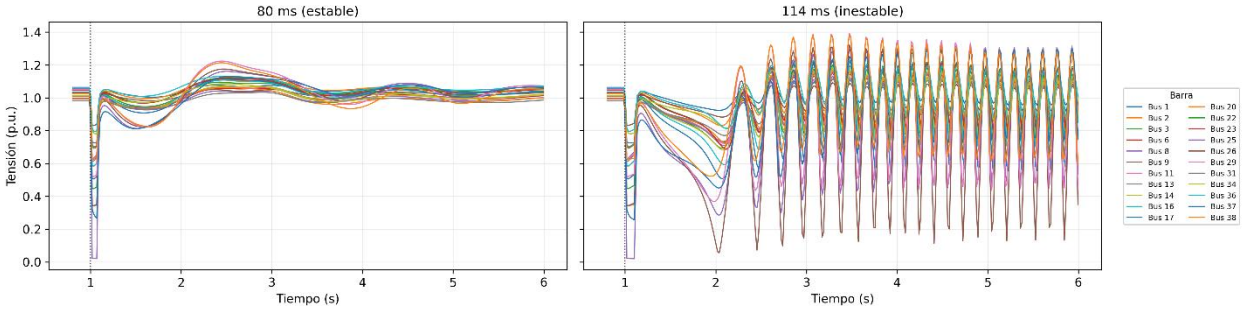


Figura 20. Magnitud de tensión en las barras instrumentadas durante y después de la falla para los escenarios estable e inestable. Nota: Elaboración propia.

5.4.4. Síntesis de indicadores de estabilidad

La Tabla 17 resume los indicadores cuantitativos extraídos de ambos escenarios: la máxima separación angular respecto del centro de inercia, la máxima desviación de frecuencia, el máximo

ROCOF y la tensión mínima registrada. El contraste entre ambas columnas cuantifica la diferencia entre un despeje inferior y uno superior al tiempo crítico.

Tabla 17

Indicadores de estabilidad transitoria para los escenarios estable (80 ms) e inestable (114 ms).

Escenario	Max |Î´-COI| (Â°)	Max |Î”f| (Hz)	Max |ROCOF| (Hz/s)	V min (p.u.)
80 ms (estable)	101.41	5.643	20.0	0.021
114 ms (inestable)	191.02	9.994	20.0	0.02

Nota: Elaboración propia.

5.5.Discusión integral

Los resultados obtenidos verifican la coherencia de la metodología propuesta en sus dos niveles. La formulación de ubicación óptima de PMU que ya debía validarse no se confirma sin la reproducción exacta del Caso I respecto de la referencia, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha validación no opera sin el análisis de los cuatro escenarios que evidencia el compromiso entre confiabilidad, que la contingencia N-1 exige, y economía, que las barras de inyección nula permiten, compromiso que en el nivel estático ya se había constituido como el eje de evaluación, mientras que en el nivel dinámico la infraestructura de co-simulación y el criterio de estabilidad empleado no se validan sin la coincidencia de las máquinas críticas identificadas (G8 y G9) con las reportadas por la literatura para la misma falla, coincidencia que verifica la coherencia que los resultados obtenidos demuestran en sus dos niveles.

Una plataforma reproducible y automatizada que ya se había dispuesto para el análisis conjunto de la observabilidad y la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia no se alcanza sin reconocer que dicha disponibilidad no es exclusiva de un único escenario, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha aplicabilidad se extiende a otros sistemas de prueba y a otros

escenarios de falla, extensión que no se produce sin la captura de la pérdida de sincronismo ante una contingencia severa que las variables sincrofasoriales permiten observar, observación que a su vez no se realiza sin la evolución dinámica del sistema que la red de PMU ubicada de forma óptima debe registrar, registro que proporciona la observabilidad necesaria para integrar la planificación óptima de la infraestructura de medición con la evaluación de la estabilidad transitoria, integración que en conjunto la arquitectura ya había erigido como su propósito central.

6. Conclusiones

6.1. Conclusiones generales

Una arquitectura cuya coherencia ya debía confirmarse no se valida sin reconocer que dicha confirmación proviene de la comparación con fuentes publicadas en todos los módulos que admiten una referencia directa, y esto agravó la necesidad de precisar que dichos resultados se obtuvieron empleando en cada etapa criterios y referencias de alto impacto de la literatura especializada, empleo que no se realiza sin la caracterización de la respuesta dinámica del sistema ante una perturbación severa, la determinación del tiempo crítico de despeje (CCT) y la resolución del problema de ubicación óptima de PMU (OPP) que la metodología permitió al aplicarse al sistema de prueba IEEE New England de 39 barras, aplicación que constituye el núcleo de la plataforma integrada de co-simulación entre DIgSILENT PowerFactory y Python que el presente trabajo desarrolló para el análisis conjunto de la observabilidad de sistemas eléctricos de potencia y la evaluación de la estabilidad transitoria mediante mediciones sincrofasoriales.

La inferencia de Kirchhoff en las barras de inyección nula que ya debía aprovecharse no se materializa sin un índice de redundancia del sistema (SORI) de 80 que el Caso IV, el más completo desde el punto de vista de la ingeniería de instrumentación, arrojó, y esto agravó la necesidad de

reconocer que dicho caso requirió 22 PMU para garantizar la observabilidad completa bajo contingencia, requerimiento que contrasta con las barras 9, 30, 32, 33 y 35 que resultaron exentas de instrumentación directa en dicha solución, exención que no se comprende sin la fidelidad al procedimiento matemático de referencia con la que la construcción del grafo, el cálculo de centralidad, la función objetivo y las restricciones de observabilidad fueron implementados, fidelidad que la validación primaria del módulo estático constituye al arrojar el Caso I 13 PMU, resultado idéntico al reportado por Ahmed et al. (2024) para el mismo sistema, identidad que se suma a la resolución efectuada con el solver CBC a través de la librería PuLP al explorar cuatro escenarios, observabilidad base (Caso I), contingencia N-1 (Caso II), incorporación de barras de inyección nula (Caso III) y la combinación de ambas condiciones (Caso IV), escenarios que el problema OPP formulado como un programa lineal entero binario que minimiza la función objetivo $\Sigma(1 - \zeta_i) \cdot x_i$ —donde ζ_i es el grado de centralidad normalizado de la barra i— sujeta a las restricciones de observabilidad topológica ya había configurado.

Un método de clasificación distinto al de la referencia que ya se había adoptado no valida la infraestructura de co-simulación y el criterio de estabilidad sin la concordancia exacta que los generadores G8 (barra 37) y G9 (barra 38) fueron identificados como las máquinas críticas que pierden el sincronismo en el escenario inestable, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha identificación coincide con el reportado por Echeverría et al. (2020) para la misma falla y tiempo de despeje mediante el método SIME/OMIB, coincidencia que no se produce sin la clasificación correcta de los escenarios de 80 ms, inferior al CCT, estable, con separación máxima de 101°, y de 114 ms, superior al CCT, inestable, con separación máxima de 191°, que el criterio de pérdida de sincronismo $|\delta_i(t) - \delta_COI(t)| > 180°$ (Draz & Albayrak, 2026) ejecutó, clasificación que a su vez no se realiza sin la convergencia en 11 iteraciones mediante el procedimiento de acotamiento

exponencial seguido de refinamiento por bisección con una tolerancia de 1 ms (Pavella, Ernst & Ruiz-Vega, 2012) que el CCT de la falla trifásica en la línea 2-25 al 90 % de su longitud determinó automáticamente en aproximadamente 104 ms, determinación que constituye el núcleo del módulo dinámico que el presente trabajo desarrolló.

6.2.Conclusiones específicas por módulo

La resiliencia ante la pérdida de una unidad que ya resulta indispensable en sistemas de transmisión reales no se alcanza sin una solución equilibrada que la combinación de ambas restricciones (Caso IV) ofrece, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha equilibrio no se produce sin la reducción que las barras de inyección nula (Caso III) permiten al habilitar la inferencia de estado por leyes de Kirchhoff, reducción que contrasta con el práctico duplicamiento del número de dispositivos que la contingencia N-1 (Caso II) exige respecto de la observabilidad base, duplicamiento que pone de manifiesto el compromiso entre confiabilidad y economía que define la planificación de la infraestructura de medición en el análisis comparativo de los cuatro escenarios. La formulación matemática original a la cual la implementación aquí propuesta resulta más fiel no se confirma sin reconocer que una inconsistencia en la solución publicada este análisis revela, y esto agravó la necesidad de precisar que dicha revelación no se produce sin un SORI mínimo alcanzable de 66, superior al valor de 58 reportado por la referencia, superioridad que conduce la restricción de fusión de clusters ZIB al aplicarse estrictamente la formulación matemática, aplicación que se suma a la detección de doce barras de inyección nula frente a diez en la referencia, diferencia coherente con las variantes publicadas del sistema New England, factores ambos que la diferencia en el número de PMU obtenido en los Casos III y IV respecto de la referencia se atribuye.

La intervención manual del operador que ya debía eliminarse por completo no se evita sin un procedimiento automático de dos fases, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicho procedimiento evitó la necesidad de acotar a priori el intervalo de búsqueda o de establecer una tolerancia por ensayo, condiciones que la determinación del tiempo crítico de despeje en cuanto a su optimización ya había configurado como restricciones superadas. El valor de 104 ms que encuadra correctamente el tiempo de despeje de 80 ms como estable y el de 114 ms como inestable no se obtiene sin una convergencia en 11 iteraciones para una tolerancia de 1 ms, muy por debajo del período de reporte PMU de 16,7 ms a 60 FPS, convergencia que garantiza que el CCT obtenido es suficientemente preciso para discriminar entre los escenarios estable e inestable considerados en el análisis dinámico, precisión que es común a los cuatro escenarios de observabilidad porque el CCT es una propiedad de la dinámica electromecánica del sistema y de las características de la falla, independiente de la ubicación de las PMU, independencia que cabe destacar en concordancia con lo documentado en la literatura.

La resolución temporal requerida por la norma IEEE C37.118 que ya debía reproducirse no se alcanza sin una co-simulación a 60 FPS que materializa dicha reproducción, y esto agravó la necesidad de reconocer que dicha frecuencia de muestreo no opera sin la estimación de la frecuencia instantánea y el ROCOF a partir de la derivada del ángulo de fase de la tensión, estimación que permitió obtener señales físicamente coherentes en ambos escenarios mediante el descarte automático de las muestras afectadas por discontinuidades en los instantes de falla y despeje, descarte que se suma a la caracterización multivariable completa del transitorio electromecánico que el análisis conjunto de los ángulos de rotor referidos al centro de inercia, la frecuencia, el ROCOF y los perfiles de tensión proporciona, caracterización que demuestra que la información capturada por la red de PMU ubicada de forma óptima es suficiente para clasificar

correctamente el estado de estabilidad del sistema sin recurrir a modelos internos de los generadores, demostración que en relación con la evaluación de la estabilidad transitoria mediante datos sincrofasoriales constituye el hallazgo central.

6.3. Recomendaciones para trabajo futuro

A partir de los resultados obtenidos y las limitaciones identificadas, se proponen las siguientes líneas de trabajo futuro. La primera y más directa es la extensión de la metodología a sistemas de mayor escala (IEEE 57 y 118 barras) y a escenarios de falla múltiples, lo que permitiría evaluar la robustez del OPP y del procedimiento de búsqueda del CCT ante topologías más complejas y contingencias de distinta severidad. Una segunda línea de investigación consiste en integrar la plataforma de co-simulación con técnicas de aprendizaje automático para la evaluación de la estabilidad transitoria en tiempo real basada en datos PMU, aprovechando el flujo de datos sincrofasoriales generado por la arquitectura propuesta como fuente de entrenamiento y validación de clasificadores.

En tercer lugar, resulta de interés extender el análisis a redes con alta penetración de generación renovable basada en convertidores, donde la reducción de la inercia del sistema modifica sustancialmente el comportamiento del ROCOF y el valor del CCT, situación que la plataforma construida puede simular de forma directa modificando los parámetros del modelo en PowerFactory. Finalmente, una validación en condiciones más cercanas al tiempo real —empleando un simulador digital en tiempo real (RTDS) con PMU físicas o emuladas en hardware, y protocolos de comunicación IEEE C37.118.2— permitiría evaluar el desempeño de la arquitectura ante retardos de red, pérdidas de paquetes y errores de sincronización temporal, condiciones inevitables en la implementación práctica de sistemas WAMS.

Bibliografía

Ahmed, M. M., Amjad, M., Qureshi, M. A., Imran, K., Haider, Z. M., & Khan, M. O. (2022a). A Critical Review of State-of-the-Art Optimal PMU Placement Techniques. *Energies 2022, Vol. 15, Page 2125*, *15*(6), 2125. https://doi.org/10.3390/EN15062125

Ahmed, M. M., Amjad, M., Qureshi, M. A., Imran, K., Haider, Z. M., & Khan, M. O. (2022b). A Critical Review of State-of-the-Art Optimal PMU Placement Techniques. *Energies 2022, Vol. 15, Page 2125*, *15*(6), 2125. https://doi.org/10.3390/EN15062125

Ahmed, M. M., Amjad, M., Qureshi, M. A., Khan, M. O., & Haider, Z. M. (2024a). Optimal PMU Placement to Enhance Observability in Transmission Networks Using ILP and Degree of Centrality. *Energies*, *17*(9). https://doi.org/10.3390/EN17092140

Ahmed, M. M., Amjad, M., Qureshi, M. A., Khan, M. O., & Haider, Z. M. (2024b). Optimal PMU Placement to Enhance Observability in Transmission Networks Using ILP and Degree of Centrality. *Energies 2024, Vol. 17, Page 2140*, *17*(9), 2140. https://doi.org/10.3390/EN17092140

Ahmed, M. M., Amjad, M., Qureshi, M. A., Khan, M. O., & Haider, Z. M. (2024c). Optimal PMU Placement to Enhance Observability in Transmission Networks Using ILP and Degree of Centrality. *Energies 2024, Vol. 17, Page 2140*, *17*(9), 2140. https://doi.org/10.3390/EN17092140

Ahmed, M. M., Amjad, M., Qureshi, M. A., Khan, M. O., & Haider, Z. M. (2024d). Optimal PMU Placement to Enhance Observability in Transmission Networks Using ILP and Degree of Centrality. *Energies 2024, Vol. 17, Page 2140*, *17*(9), 2140. https://doi.org/10.3390/EN17092140

Ahmed, M. M., Amjad, M., Qureshi, M. A., Khan, M. O., & Haider, Z. M. (2024e). Optimal PMU Placement to Enhance Observability in Transmission Networks Using ILP and Degree of Centrality. *Energies*, *17*(9). https://doi.org/10.3390/EN17092140

Arias Atiaja, F. R., Freire Freire, A. S., & Bustos Arias, J. N. (2025a). Simulación Sincrofasorial con PMUs Virtuales en Sistema de Potencia Para Estudios Fuera de Línea. *INGENIO*, *8*(2), 85–94. https://doi.org/10.29166/INGENIO.V8I2.8148

Arias Atiaja, F. R., Freire Freire, A. S., & Bustos Arias, J. N. (2025b). Simulación Sincrofasorial con PMUs Virtuales en Sistema de Potencia Para Estudios Fuera de Línea. *INGENIO*, *8*(2), 85–94. https://doi.org/10.29166/INGENIO.V8I2.8148

Bahmanyar, A., Ernst, D., Vanaubel, Y., Gemine, Q., Pache, C., & Panciatici, P. (2021). Extended Equal Area Criterion Revisited: A Direct Method for Fast Transient Stability Analysis. *Energies 2021, Vol. 14, Page 7259*, *14*(21), 7259. https://doi.org/10.3390/EN14217259

Campaña, M., Masache, P., Inga, E., & Carrión, D. (2023). VOLTAGE STABILITY AND ELECTRONIC COMPENSATION IN ELECTRICAL POWER SYSTEMS USING SIMULATION MODELS. *Ingenius*, *2023*(29), 9–23. https://doi.org/10.17163/INGS.N29.2023.01

Celeita, D., Rios, M., Laverty, D., Forero, J., Moreno Jaramillo, A. F., & McLoone, S. (2022a). Power systems monitoring with IEC 61850-9-2 Sampled Values for state estimation with the OpenPMU. *2022 IEEE 7th International Conference on Power and Renewable Energy, ICPRE 2022*, 341–346. https://doi.org/10.1109/ICPRE55555.2022.9960405

Celeita, D., Rios, M., Laverty, D., Forero, J., Moreno Jaramillo, A. F., & McLoone, S. (2022b). Power systems monitoring with IEC 61850-9-2 Sampled Values for state estimation with the OpenPMU. *2022 IEEE 7th International Conference on Power and Renewable Energy, ICPRE 2022*, 341–346. https://doi.org/10.1109/ICPRE55555.2022.9960405

Draz, M., & Albayrak, S. (2026). Machine Learning for Online Transient Stability Assessment. *IEEE Access*. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2026.3686293

Echeverria Jurado, D. E., Cepeda Campana, J. C., & Graciela Colome, D. (2022a). Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos utilizando Aprendizaje Automático. *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina, ARGENCON 2022*. https://doi.org/10.1109/ARGENCON55245.2022.9940023

Echeverria Jurado, D. E., Cepeda Campana, J. C., & Graciela Colome, D. (2022b). Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos utilizando Aprendizaje Automático. *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, 1–8. https://doi.org/10.1109/ARGENCON55245.2022.9940023

Echeverria Jurado, D. E., Cepeda Campana, J. C., & Graciela Colome, D. (2022c). Predicción de la Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos utilizando Aprendizaje Automático. *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina, ARGENCON 2022*. https://doi.org/10.1109/ARGENCON55245.2022.9940023

Elliott, R. T., Choi, H., Trudnowski, D. J., & Nguyen, T. (2022). Real Power Modulation Strategies for Transient Stability Control. *IEEE Access*, *10*, 37215–37245. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3163736

Fashun Shi, Junyong Wu;, Yuluo Bu, Lusu Li, & Pengjie Zhao. (2025). Power system stability assessment and emergency control guidance strategy: Considering both transient voltage and transient rotor angle. *CSEE Journal of Power and Energy*, 1–14. https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2023.06140

Freire, A. S. F., & Atiaja, F. R. A. (2024). Análisis de Curvas PV y QV en Flujos de Potencia para Estabilidad en SEP Mediante la Integración de Energía Eólica. *INGENIO*, *7*(2), 18–32. https://doi.org/10.29166/INGENIO.V7I2.5805

Ghosh, S., Isbeih, Y. J., Azman, S. K., Moursi, M. S. El, & El-Saadany, E. (2022). Optimal PMU Allocation Strategy for Completely Observable Networks With Enhanced Transient Stability Characteristics. *IEEE Transactions on Power Delivery*, *37*(5), 4086–4102. https://doi.org/10.1109/TPWRD.2022.3144462

Gunin, A., Tokhtibakiev, K., Saukhimov, A., Bektimirov, A., & Didorenko, E. (2023). IMPROVING THE EFFICIENCY OF MODE AUTOMATION USING SYNCHROPHASOR MEASUREMENTS TO IDENTIFY STABILITY DISTURBANCE. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, *2*(8–122), 18–26. https://doi.org/10.15587/1729-4061.2023.275515

IEEE SA - IEEE C37.118.2-2024. (s/f). Recuperado el 26 de junio de 2026, de https://standards.ieee.org/ieee/C37.118.2/7077/

J. F. Quisilema. (2021). Análisis de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia por el método de Runge-Kutta | Revista Vínculos. *Revista Vínculo*, *Vol. 18*(No 1), 64–71. https://doi.org/https://doi.org/10.14483/2322939X.15360

Joshi, P. M., & Verma, H. K. (2021). Synchrophasor measurement applications and optimal PMU placement: A review. *Electric Power Systems Research*, *199*, 107428. https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2021.107428

Leon, J., Colomé, G., & Tapia, E. (2025). Identificación de Generadores Críticos ante Problemas de Estabilidad Transitoria. *Revista Técnica "energía"*, *21*(2), 11–19. https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V21.N2.2025.684

Ma, B., Yang, J., Peng, X., Jiang, K., Liu, D., & Cao, K. (2024a). An adaptive assessment method of power system transient stability considering PMU data loss. *IET Generation, Transmission and Distribution*, *18*(24), 4116–4133. https://doi.org/10.1049/GTD2.13340

Ma, B., Yang, J., Peng, X., Jiang, K., Liu, D., & Cao, K. (2024b). An adaptive assessment method of power system transient stability considering PMU data loss. *IET Generation, Transmission and Distribution*, *18*(24), 4116–4133. https://doi.org/10.1049/GTD2.13340

Madurasinghe, D., & Venayagamoorthy, G. K. (2024). Distributed Dynamic Security Assessment for Modern Power System Operational Situational Awareness. *IEEE Access*, *12*(September), 147991–148010. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3475011

Muftić Dedović, M., Mujezinović, A., Dautbašić, N., Alihodžić, A., Memić, A., & Avdaković, S. (2024). Estimation of Power System Inertia with the Integration of Converter-Interfaced Generation via MEMD during a Large Disturbance. *Applied Sciences 2024, Vol. 14, Page 681*, *14*(2), 681. https://doi.org/10.3390/APP14020681

Noroña, R., Cajas, E., Lozada, C., & Chamba, M. (2025). Análisis de Estabilidad Transitoria Utilizando el Concepto de Inercia y Minería de Datos. *Revista Técnica "energía"*, *22*(1), 1–11. https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V22.N1.2025.700

Ojetola, S. T., Wold, J., & Trudnowski, D. (2022). Feedback Control Strategy for Transient Stability Application. *Energies 2022, Vol. 15, Page 6016*, *15*(16), 6016. https://doi.org/10.3390/EN15166016

Palacios, S. (2025). Metodología para Calcular los Límites de Estabilidad Estática de Ángulo en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) Ecuatoriano Usando el Criterio de Áreas Iguales y Mediciones Sincrofasoriales. *Revista Técnica "energía"*, *22*(1), 12–19. https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V22.N1.2025.709

Pant, P., Mannadiar, E. S., & Hamacher, T. (2025a). *A Co-Simulation Framework for Adaptive Control Design Using PowerFactory and Python/MATLAB*. https://doi.org/10.36227/TECHRXIV.173610287.71467921/V1

Pant, P., Mannadiar, E. S., & Hamacher, T. (2025b). A Co-Simulation Framework for Adaptive Control Design Using PowerFactory and Python/MATLAB. *TechRxiv*. https://doi.org/10.36227/TECHRXIV.173610287.71467921/V1

Parede, V. T., Aoki, A. R., Teixeira, M. D., Fernandes, T. S. P., Barreto, N. E. M., Grando, F. L., da Silva, V. A., Guerra, F. A., Ramos, M. P., da Costa, C. H., Mulinari, B. M., Lambert-Torres, G., de Almeida, R. R., Rodrigues, R., Müller Junior, V. F., & dos Santos, A. K. (2023a). Electrical Event Detection and Monitoring Data Storage from Wide Area Measurement System. *Energies 2023, Vol. 16, Page 1713*, *16*(4), 1713. https://doi.org/10.3390/EN16041713

Parede, V. T., Aoki, A. R., Teixeira, M. D., Fernandes, T. S. P., Barreto, N. E. M., Grando, F. L., da Silva, V. A., Guerra, F. A., Ramos, M. P., da Costa, C. H., Mulinari, B. M., Lambert-Torres, G., de Almeida, R. R., Rodrigues, R., Müller Junior, V. F., & dos Santos, A. K. (2023b). Electrical Event Detection and Monitoring Data Storage from Wide Area Measurement System. *Energies 2023, Vol. 16, Page 1713*, *16*(4), 1713. https://doi.org/10.3390/EN16041713

Pazderin, A., Zicmane, I., Senyuk, M., Gubin, P., Polyakov, I., Mukhlynin, N., Safaraliev, M., & Kamalov, F. (2023). Directions of Application of Phasor Measurement Units for Control and Monitoring of Modern Power Systems: A State-of-the-Art Review. *Energies 2023, Vol. 16, Page 6203*, *16*(17), 6203. https://doi.org/10.3390/EN16176203

Pazmiño Ordóñez, I., Ponce Minaya, E., & Pico Mera, H. (2021). Study of Transient Angle Stability in Microgrids with Synchronous Generation Through Comparative Analysis of Operating Scenarios. *Lecture Notes in Electrical Engineering*, *762 LNEE*, 106–122. https://doi.org/10.1007/978-3-030-72208-1_9

Salvador, A., Freire, F., Rafael, F., Atiaja, A., Nicole, J., & Arias, B. (2025). Synchrophasor Simulation With Virtual PMUs in Power System for Off-Line Studies. *INGENIO*, *8*(2), 85–94. https://doi.org/10.29166/INGENIO.V8I2.8148

Shahriar Pramanik, A., Sepasi, S., Griswold, B., & Adegboyega, A. (2025a). Assessing Dynamic Behaviors in Converter- Dominated Power Systems via RMS and EMT Simulations: A Study of Hawaii's NELHA Microgrid. *IEEE Access*, *13*, 83881–83896. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3568782

Shahriar Pramanik, A., Sepasi, S., Griswold, B., & Adegboyega, A. (2025b). Assessing Dynamic Behaviors in Converter- Dominated Power Systems via RMS and EMT Simulations: A Study of Hawaii's NELHA Microgrid. *IEEE Access*, *13*, 83881–83896. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3568782

Villacrés, F., Torres, A., Chamba, M., & Lozada, C. (2025). Estrategia Adaptativa para el Alivio de Carga en Sistemas Eléctricos de Potencia Basada en Regresión Lineal. *Revista Técnica "energía"*, *22*(1), 62–69. https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V22.N1.2025.701

Xie, B., Tian, X., Kong, L., & Chen, W. (2021). The Vulnerability of the Power Grid Structure: A System Analysis Based on Complex Network Theory. *Sensors 2021, Vol. 21, Page 7097*, *21*(21), 7097. https://doi.org/10.3390/S21217097

Yang, Y., Fang, H., & Yang, L. (2023). Predictive Analysis and Correction Control of CCT for a Power System Based on a Broad Learning System. *Sustainability 2023, Vol. 15, Page 9155*, *15*(12), 9155. https://doi.org/10.3390/SU15129155