



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

Título:

Ubicación óptima de unidades de medición fasorial para la observabilidad de sistemas de potencia usando un algoritmo evolutivo.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de magister en Electricidad
mención sistemas eléctricos de potencia

Autor:

Ing. Leyton Fernando Tacle Mora

Tutor:

Ing. Carlos Ivan Quinatoa Caiza MSc.

LATACUNGA –ECUADOR

2022



AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “Ubicación óptima de unidades de medición fasorial para la observabilidad de sistemas de potencia usando un algoritmo evolutivo.” presentado por el Ing. Leyton Fernando Tacle Mora para optar por el título magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera de que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, octubre, 14, 2022

.....
Ing. Carlos Ivan Quinatoa Caiza MSc.
CC.: 050328786-4



AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: Ubicación óptima de unidades de medición fasorial para la observabilidad de sistemas de potencia usando un algoritmo evolutivo., ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, octubre, 14, 2022

.....
PhD. Secundino Marrero Ramírez
175710790-7
Presidente del tribunal

.....
MSc. Castillo Fiallos Jessica Nataly
060459021-6
Lector 2

.....
MSc. Jefferson Alberto Porras Reyes
0704400449
Lector 3



AGRADECIMIENTO

Extiendo mi agradecimiento a mi familia por ser mi fortaleza que me ha permitido continuar en cada etapa de mi carrera universitaria, a la Universidad Técnica de Cotopaxi y sus buenos docentes que con experiencias y buenas prácticas han moldeado un camino de ética y de bien para continuar ejerciendo esta noble profesión.

Leyton Fernando Tacle Mora



RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, octubre, 14, 2022

.....
Ing. Leyton Fernando Tacle Mora
220013290-6



RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, octubre, 14, 2022

.....
Ing. Leyton Fernando Tacle Mora
220013290-6



AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: Ubicación óptima de unidades de medición fasorial para la observabilidad de sistemas de potencia usando un algoritmo evolutivo. contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, octubre, 14, 2022

PhD. Secundino Marrero Ramírez
175710790-7



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Título: Ubicación óptima de unidades de medición fasorial para la observabilidad de sistemas de potencia usando un algoritmo evolutivo.

Autor: Ing. Leyton Fernando Tacle Mora

Tutor: Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza MSc.

RESUMEN

La investigación se enfoca en resolver el problema de Ubicación Óptima de Unidades de Medición Fasorial (PMU), tomando en cuenta que son un instrumento necesario para dar el seguimiento y administrar de manera oportuna al sistema eléctrico en tiempo real; este equipo brinda mediciones de variables eléctricas como voltajes, corrientes en nodos y ángulos de fase donde el equipo se encuentre instalado. Bajo este contexto, en este documento se propone una metodología para resolver dicho problema para que el sistema de distribución sea completamente observable bajo condiciones operativas nominales y considerando el efecto de los Nodos de Inyección Cero (NIC). Se utiliza el método de algoritmos genéticos con la ayuda del software MatLab para encontrar el número mínimo de equipos para que el sistema sea 100% observable, para ello se utilizan los estándares IEEE de 14 y 30 barras, a finalizar se logró producir resultados comparables con otras técnicas disponibles.

PALABRAS CLAVE: PMU, Sistema de Distribución, Algoritmo Genético, Ubicación óptima, Observabilidad.



**UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI
DIRECCION DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**Title: OPTIMAL LOCATION OF PHASOR MEASUREMENT UNITS USING
AN EVOLUTIONARY ALGORITHM FOR POWER SYSTEM
OBSERVABILITY**

**Author: Leyton Fernando Tacle Mora
Tutor: Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza MSc.**

ABSTRACT

This research focuses on solving the problem of Optimal Location of Fasorial Measurement Units (PMU). Whereas they are devices to monitor and manage the electrical system in an appropriate manner and in real time; This equipment provides measurements of electrical variables such as voltages, currents and phase angles nodes where it be installed. This document proposes a methodology to solve this problem so that the distribution system is completely observable under nominal operating conditions and considering the effect of Zero Injection Nodes (ZINs). The genetic algorithms method is used with the help of MatLab software to find the minimum number of devices so that the system is 100% observable, the IEEE standards of 14 and 30 buses are used for this. At the end it was possible to produce comparable results to other available techniques.

KEYWORD: PMU, Distribution System, Genetic Algorithm, Optimal placement, Observability.



FLOR KATHY TOSCANO CAISALITIN con cédula de identidad número: 0504232687 Licenciada en: Ciencias de la Educación Especialidad: Inglés, con número de registro de la SENESCYT: 1020-2019-2124411; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: **Ubicación óptima de unidades de medición fasorial para la observabilidad de sistemas de potencia usando un algoritmo evolutivo.** de: Leyton Fernando Tacle Mora, aspirante a magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Latacunga, octubre, 14, 2022

.....
Flor Kathy Toscano Caisalitin.
CI: 0504232687



ÍNDICE DE CONTENIDOS

AVAL DEL TUTOR.....	ii
AVAL DEL TRIBUNAL	iii
AGRADECIMIENTO	iv
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA	v
RENUNCIA DE DERECHOS.....	vi
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL.....	vii
RESUMEN	viii
ABSTRACT	ix
ÍNDICE DE CONTENIDOS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
ÍNDICE DE TABLAS.....	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I FUNDAMENTACIÓN TEORICA - METODOLOGICA.....	6
1.1. Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte.	6
1.2. Fundamentación Teórica.....	8
1.2.1. Técnica de medida con PMU	8
1.2.2. Formulación del problema para la ubicación Optima de PMUs	14
1.2.3. Aplicaciones de las PMU en los Sistemas de Distribución	18
1.2.4. Técnicas de Optimización para encontrar la ubicación Optima de PMU	22
1.3. Fundamentación metodológica.....	24
1.3.1. Enfoque.....	24
1.3.2. Tipo de investigación.....	24



1.3.3.	Técnica de recolección de información	24
1.3.4.	Definición de hipótesis o supuestos de partida	25
1.3.5.	Procedimientos empleados para la obtención y análisis de la información	25
1.4.	Conclusiones Capítulo I.....	26
CAPÍTULO II	. PROPUESTA.....	28
2.1.	Título del proyecto.....	28
	Ubicación óptima de unidades de medición fasorial para la observabilidad de sistemas de potencia usando un algoritmo evolutivo	28
2.2.	Objetivo del proyecto.	28
2.3.	Descripción de la propuesta.....	28
2.4.	Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.....	28
2.4.1.	Comportamiento del algoritmo	30
2.4.2.	Casos de aplicación	30
2.4.3.	Medida de redundancia.....	34
2.5.	Conclusiones Capítulo II.....	35
CAPÍTULO III	APLICACIÓN Y/O VALIDACION DE LA PROPUESTA ...	37
3.1.	Análisis de los resultados.....	37
3.1.1.	Caso 1: Operación Normal.....	37
3.1.2.	Caso 2: Nodos de Inyección cero (ZIN)	40
3.2.	Validación técnica	43
3.3.	Evaluación de resultados.....	44
3.3.1.	Análisis de pérdida de observabilidad.....	46
3.4.	Conclusiones del III capitulo.....	48



CONCLUSIONES GENERALES	50
RECOMENDACIONES	52
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
ANEXOS	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. a representación sinusoidal. b representación fasorial.	8
Fig. 2. Representación fasorial -90° con respecto al coseno de referencia.....	10
Fig. 3. Representación fasorial 90° con respecto al coseno de referencia.	10
Fig. 4. Diagrama de bloque de una Unidad de Medición Fasorial PMU.....	11
Fig. 5. Diseño de una PMU con estampado de tiempo por medio de GPS.	12
Fig. 6. Jerarquía de las PMUs y PDCs.....	13
Fig. 7. Medida directa, regla 1.	14
Fig. 8. Pseudo-medida, regla 2.....	15
Fig. 9. Observabilidad de la corriente de rama, regla 3.	16
Fig. 10. Modelo de Observabilidad para un nodo de inyección cero (ZIN), regla 4. 16	
Fig. 11. Modelo de inoservabilidad ZIN, regla 5.	17
Fig. 12. Modelo de inoservabilidad ZIN, regla 6.	17
Fig. 13. Uso de PMU para Estimación de Estado en Sistemas de Distribución.	18
Fig. 14. Uso de PMU con enfoques de aprendizaje automático.	20
Fig. 15. Otras aplicaciones importantes en sistemas de distribución	22
Fig. 16. Diagrama de flujo del AG.	29
Fig. 17. Sistema IEEE de 14 barras.	31
Fig. 18. Integración de un Nodo de Inyección Cero (ZIN).....	33
Fig. 19. Sistema IEEE 30 barras.....	34
Fig. 20. Ubicación de PMU IEEE - 14 Barras, caso 1.....	38
Fig. 21. Ubicación de PMU IEEE - 14 Barras, caso 1.....	39
Fig. 22. Resultado de la simulación IEEE - 14 sin nodos de inyección cero, caso 1. 40	
Fig. 23. Resultado de la simulación IEEE - 30 sin nodos de inyección cero, caso 1. 40	
Fig. 24. Ubicación de PMU IEEE - 14 Barras, caso 2.....	41
Fig. 25. Ubicación de PMU IEEE - 30 Barras, caso 2.....	42
Fig. 26. Resultado de la simulación IEEE - 14 sin nodos de inyección cero, caso 2. 43	
Fig. 27. Resultado de la simulación IEEE - 30 sin nodos de inyección cero, caso 2. 43	
Fig. 28. Gráfica de N_{pmu}/N_{barras} para el caso 1 y 2.....	45

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Sistema de tareas en relación a los objetivos específicos.	3
Tabla 2. Revisión de diferentes métodos para resolver la ubicación óptima de PMU.	23
Tabla 3. Resultados obtenidos para el caso 1 IEEE 14 barras.....	38
Tabla 4. Resultados obtenidos para el caso 1 IEEE 30 barras.....	39
Tabla 5. Resultados obtenidos para el caso 2 IEEE 14 barras.....	41
Tabla 6. Resultados obtenidos para el caso 2 IEEE 30 barras.....	42
Tabla 7. Comparación con estudios previos en el caso de operación normal, IEEE-14 Barras.	44
Tabla 8. Comparación con estudios previos tomando en cuenta los ZIN, IEEE-14 Barras.	44
Tabla 9. Resumen de Npmu/Nbarras para el caso 1 y 2.	45
Tabla 10. Resumen de resultados para caso 1 y caso 2.....	46
Tabla 11. Porcentaje de pérdida de observabilidad de n-1 PMU, solución óptima...	46
Tabla 12. Porcentaje de pérdida de observabilidad de n-1 PMU, soluciones múltiples.	47

INTRODUCCIÓN

El crecimiento económico y poblacional provoca una necesidad de integrar fuentes renovables de energía a la red eléctrica, dando como resultado un cambio constante en dicha red y su forma tradicional de operarla. Para hacer frente a esta constante evolución del sistema eléctrico se requiere la incorporación de nuevas tecnologías que permitan asegurar la estabilidad y confiabilidad de la red.

Las empresas que ofrecen servicios públicos de energía eléctrica en todas las etapas del SEP están trabajando hacia el concepto de una red inteligente: una red en la que la generación ya no sigue ciegamente al consumo, si no que existe una relación dinámica bidireccional entre la empresa distribuidora y el consumidor para mejorar la eficiencia de la red.

La medición fasorial sincronizada es una tecnología clave que puede mejorar el monitoreo y la medición de aspectos críticos de la red eléctrica, mejorando directamente, entre otras cosas, el monitoreo en tiempo real, el control y la estimación de estado del sistema.

Las unidades de medición fasorial (PMU) observan las unidades métricas clave del sistema eléctrico, como magnitudes de voltaje y ángulos de fase, luego las incorporan con las marcas de tiempo del sistema de posicionamiento global (GPS) para sincronizar las mediciones en ubicaciones geográficamente distantes [1].

Antecedentes:

El tema de investigación hace referencia a las Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental siendo esta la línea de investigación de a maestría de electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi, a su vez lleva estrecha relación con el control y optimización en el uso de la energía del sector Industrial, comercial y residencial; encontrar la ubicación óptima de PMU ha sido uno de los problemas principales a la hora de hablar de smart grid ya que requiere una serie de

restricciones y funciones objetivo que buscan la optimización de sistemas eléctricos y su recursos.

Planteamiento del problema

Durante décadas, los sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) han brindado la información necesaria a los operadores de redes eléctricas en función a los resultados de flujos de potencia en estado estable. En consecuencia, en bases de datos en estado estable no se pueden observar las características dinámicas de los sistemas de potencia a gran escala.

La necesidad de medición de datos en tiempo real se sintió cuando ocurrió un gran apagón en América del Norte en 2003. El informe de análisis del apagón sugirió que la falta de disponibilidad de la medición de datos en tiempo real restringió al operador de la red para ejecutar correctamente los planes de respaldo, que ya estaban presentes allí. Después de la instalación de la PMU [2], se ha encontrado que el rendimiento de varias aplicaciones mejoró, como la protección [3], la estimación de estado [4] y el análisis de estabilidad transitoria [5].

Los investigadores se han centrado en el monitoreo y operación de redes eléctricas. A principios de la década de 1980, se introdujo la Unidad de Medición de Fasores [6, 7] o Phasor Measurement Unit (PMU) en inglés, para proporcionar una medición sincronizada de fasores en tiempo real, como corrientes y voltajes en diferentes nodos del sistema eléctrico con la ayuda de un reloj satelital del sistema de posicionamiento global (GPS).

Esta propiedad permite que una PMU genere una captura instantánea en el tiempo de un Sistema de Monitoreo de Área Amplia o Wide Area Monitoring System (WAMS) en inglés, esto hace que el sistema sea completamente observable. El término “completamente observable” implica que cada barra de la red tiene al menos una medida de tensión fasorial y una medida de corriente, sin embargo, no sería económico ubicar una PMU en cada barra del sistema, más aún siendo una red de distribución.

Por lo tanto, en el contexto emergente de las Smart grid, la identificación de los nodos o barras donde ubicar las unidades de medición fasorial (PMU) se formula como un problema de optimización donde la función objetivo es lograr la observabilidad completa del sistema con un número mínimo de PMU ubicadas estratégicamente, sin embargo, previamente se debe identificar los requerimientos y restricciones de la red para determinar su ubicación óptima.

Formulación del problema

¿En qué medida favorece la ubicación óptima de PMUs para mejorar la observabilidad en los sistemas de distribución?

Objetivo General

Desarrollar un algoritmo usando optimización evolutiva para estimar la ubicación óptima de PMU's en la red de distribución.

Objetivos Específicos:

- Recopilar información bibliográfica revisando el estado del arte de los métodos de optimización para ubicación de PMU en redes eléctricas.
- Elaborar un algoritmo mediante programación en Matlab para encontrar la ubicación óptima de PMU's.
- Implementar el algoritmo en los estándar IEEE de 15 y 30 barras para compararlos con resultados de otras investigaciones.

Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos

Tabla 1. Sistema de tareas en relación a los objetivos específicos.

OBJETIVOS	ACTIVIDADES	RESULTADOS DE LA ACTIVIDADES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS
<ul style="list-style-type: none"> • Recopilación de información bibliográfica revisando el estado del arte de los métodos de 	<ul style="list-style-type: none"> Estudio de trabajos con temáticas similares 	<ul style="list-style-type: none"> Determinación de la metodología y algoritmo de optimización adecuado para 	<ul style="list-style-type: none"> Investigación bibliográfica

optimización para ubicación de PMU en redes eléctricas.		encontrar las ubicaciones óptimas.	
<ul style="list-style-type: none"> •Elaboración de un algoritmo mediante programación en Matlab para encontrar la ubicación óptima de PMU's. 	<ul style="list-style-type: none"> -Aplicación los diferentes métodos de optimización de búsqueda y minimización de funciones objetivo 	<ul style="list-style-type: none"> Determinación las ubicaciones óptimas de PMU en sistemas eléctricos estándar. 	<ul style="list-style-type: none"> - Métodos de estudio como PSO, AG o Programación Lineal Entera.
<ul style="list-style-type: none"> • Implementación el algoritmo en los estándar IEEE de 15 y 30 barras para compararlos con resultados de otras investigaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> -Apoyo el resultado de los cálculos usando programación evolutiva en Matlab. 	<ul style="list-style-type: none"> Comprobación el éxito de la metodología aplicada para el estudio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Herramienta de ingeniería el paquete informático

Fuente: Autor.

Justificación

El objetivo de los enfoques tradicionales para la ubicación de unidades de medida fasorial (PMU) es encontrar el número mínimo de PMU para lograr la observabilidad total del sistema. Muy pocos consideran la probabilidad y la severidad de las consecuencias de la pérdida de observabilidad.

Por ejemplo, después de fallas en cascada, las líneas se disparan y la topología de la red cambia, lo que puede resultar en una pérdida de observabilidad para ciertas partes del sistema.

En los sistemas de energía eléctrica, la observabilidad es un requisito previo para la estimación del estado, la evaluación de la seguridad del sistema y la toma de decisiones. Desde principios de la década de 1990, los sistemas de medición de área amplia (WAMS) basados en unidades de medida fasorial (PMU), con muestreo sincronizado y altas tasas de actualización de datos, han ido evolucionando. A través del sistema de posicionamiento global, los WAMS nos permiten monitorear sistemas de energía de área amplia en el mismo marco de referencia de tiempo con una precisión de 1 ms [8].

En comparación con las bajas tasas de actualización de datos (entre 2 y 10 s) de los sistemas tradicionales de control de supervisión y adquisición de datos, los WAMS pueden proporcionar capturas instantáneas casi en tiempo real de la dinámica del sistema eléctrico para monitoreo en línea, evaluación de seguridad y control.

Para lograr los beneficios antes mencionados, normalmente se requiere la observabilidad del sistema proporcionada por las PMU. Para la ubicación óptima de PMU (OPP), una estrategia tradicional es encontrar ubicaciones de ubicación óptimas para que un número mínimo de PMU nos permita obtener la máxima observabilidad del sistema. Los enfoques existentes en esta línea de investigación se pueden clasificar en dos grupos principales: enfoques estocásticos basados en búsquedas inteligentes [9], [10, 11, 12] y enfoques basados en programación de enteros [13, 14, 15, 16].

El algoritmo propuesto basado en programación evolutiva que se presenta en esta investigación permitirá encontrar la ubicación óptima de las μ PMUs, para la completa observabilidad e independientemente de la configuración de la red.

Hipótesis

En qué medida favorece la ubicación óptima de PMUs para mejorar la observabilidad en los sistemas de distribución.

CAPÍTULO I FUNDAMENTACIÓN TEORICA - METODOLOGICA

1.1. Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte

A principios de la década de 1980, se introdujo la Unidad de medición de fasores sincronizados (PMU) para proporcionar una medición sincronizada de fasores en tiempo real, como corrientes y voltajes en diferentes nodos del sistema eléctrico con la ayuda de un reloj satelital del sistema de posicionamiento global (GPS) [6, 17].

A partir 1990 el uso de las PMU ha ido evolucionando sobre todo aquellas que ha sido desplegadas en los sistemas de transmisión de energía han desempeñado un papel clave con fines de protección [18] al igual que el evento sucitado en América del Norte en 2003, es decir, para detectar fallas u otras condiciones operativas críticas inminentes de manera oportuna.

Durante las últimas décadas, muchos científicos e investigadores han hecho sus valiosas contribuciones al introducir varias metodologías para resolver el problema OPP basadas en algoritmos deterministas y heurísticos. En [16], el autor formuló el problema OPP como programación lineal entera (ILP) con variables de decisión de valor binario. En [15, 19], Gou, Sajan y Tyagi ampliaron la formulación ILP con una variable de decisión de valor binario para incorporar el efecto de la observabilidad incompleta. Debido a la variable de decisión de valor binario, el problema OPP puede tratarse como un problema ILP binario (BILP). BILP es un problema de PL para encontrar una solución binaria que minimice una función objetivo lineal sujeta a restricciones lineales [20] . Se puede resolver utilizando la rutina del optimizador bintprog (MATLAB 2013), que implementa el algoritmo de ramificación y límite basado en LP como se indica en [21]. En [22], Li et al. propuso un algoritmo codicioso para resolver el problema de OPP con instalaciones de PMU de varias etapas con presupuestos limitados. Ghosh et al. [23] maximizar la redundancia de medición mediante la teoría de grafos y el enfoque de toma de decisiones basado en criterios múltiples basado en el proceso de jerarquía analítica (AHP) para resolver el problema

OPP y lograr una observabilidad completa. El problema de OPP con buses de inyección cero ha sido discutido en [24]. Los buses de inyección cero son los buses que no inducen ninguna corriente en la red. Los autores utilizan el proceso de fusión de topología para obtener la ubicación óptima de la PMU. Esto disminuye la cantidad de PMU que se instalarán para una observabilidad completa. En [25], Korkali y Abur abordaron el problema de la limitación de canales presente en PMU. La limitación de canales restringe el número de alimentadores a monitorear con PMU, lo que aumenta el número de PMU a instalar para un bus. Además de los métodos deterministas, recientemente también se han propuesto varios algoritmos heurísticos, como la búsqueda exhaustiva [16], la evolución diferencial [26], la búsqueda tabú [27], la optimización de enjambre de partículas [28] y el algoritmo genético (GA) [29, 30] para resolver Problemas de OPP. En [31], Babu y Bhattacharyya utilizaron la caja de herramientas de análisis del sistema de potencia (), una herramienta de MATLAB para implementar ecuaciones OPP utilizando varias técnicas heurísticas. Esto ayuda a resolver el problema de OPP utilizando algoritmos heurísticos. La investigación anterior muestra que las técnicas heurísticas [2, 27, 29] proporcionan múltiples soluciones óptimas para el problema OPP. En [32], el índice de observabilidad del bus y el índice de redundancia de la observabilidad del sistema (SORI) se utilizan para emitir un juicio sobre la selección de la solución adecuada entre múltiples soluciones óptimas. La solución que tiene el SORI más alto se considera para la instalación de PMU. Estos índices dan énfasis a la redundancia de medida presente en la red. SORI considera la interrupción de la PMU, pero no considera la interrupción de otros equipos involucrados en la medición de datos.

En la actualidad [2] considera índices como overall system reliability index (OSRI), bus reliability index (BRI) y otros más, estos nuevos índices se asocian a la confiabilidad de los equipos bajo contingencias como pérdidas de la PMU, Comunicación, línea de transmisión, TC y TP, este autor indica nuevos factores clave para la selección de la ubicación óptima de PMU.

Sin embargo, en Ecuador [33] los estudios de ubicación óptima de PMU se han realizado tomando en cuenta contingencias N-1 en líneas de transmisión considerando barras de inyección cero (ZIB).

1.2.Fundamentación Teórica

1.2.1. Técnica de medida con PMU

En su forma más orgánica, la Unidad de Medición de Fasores (PMU) básica en la red inteligente son los dispositivos de detección ubicados estratégicamente para capturar los fasores del sistema de energía utilizando una fuente de tiempo común para la sincronización. El proceso se suele realizar sobre amplias áreas geográficas, a través de un sistema de posicionamiento global habilitado para el sellado de tiempo. Los datos obtenidos del dispositivo forman la base de todas las acciones de monitoreo y control para los sistemas de medición de área amplia. La medida resultante se conoce como sincrofasor [34]. Dicho esto, es seguro decir que una PMU es la forma estructurada de un sistema de medición de área amplia.

Una PMU puede ser un dispositivo dedicado, o la función de la PMU puede incorporarse a un DFR (Registrador digital de fallas), PQA (Analizador de calidad de energía) u otro dispositivo.

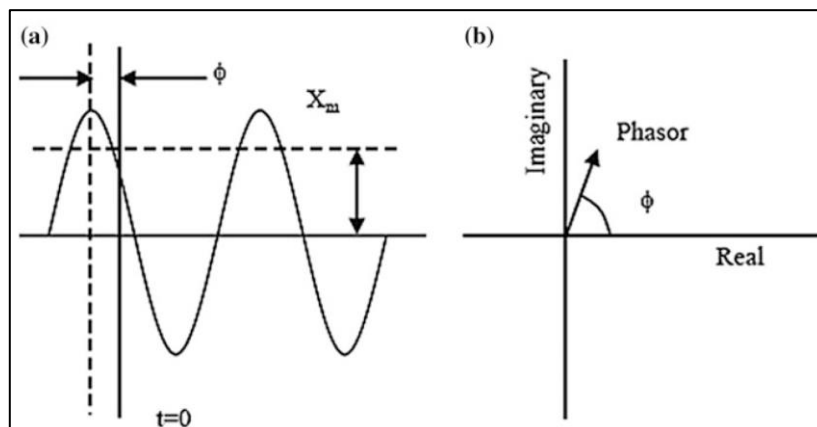


Fig. 1. a representación sinusoidal. **b** representación fasorial.

Fuente: [34].

Cualquier señal sinusoidal pura se puede presentar como fasor con amplitud y ángulo de fase, ambas representaciones se ilustran en la fig 1.

1.2.1.1. Los fasores y su representación

Tomar en cuenta una forma de onda sinusoidal pura, que se describe en la ecuación 1.

$$x(t) = \sqrt{2}X \sin(\omega t + \varphi) \quad (1)$$

Donde ω es a frecuencia de la señal en radianes por segundo, y φ el ángulo de fase en radianes.

En consecuencia, la ecuación (1) también se puede escribir como sigue

$$x(t) = \text{Re}\{X e^{j(\omega t + \varphi)}\} = \text{Re}\left[\left\{e^{j(\omega t)}\right\} X e^{j(\varphi)}\right] \quad (2)$$

La senoide de la ecuación (1) está representado por un número complejo X^* conocido como su representación fasorial, de acuerdo con la fig. 1 y la ecuación (3).

$$X^* = X e^{j(\varphi)} = X[\cos \varphi + j \sin \varphi] \quad (3)$$

En un período particular, el ángulo de fase de voltaje y la magnitud y las formas de onda sinusoidales de corriente se expresan como números reales e imaginarios que se conocen como fasores. El valor de la magnitud depende de la amplitud de la forma de onda sinusoidal, mientras que el ángulo de fase se obtiene en función de la posición temporal, tal como se presenta en las figuras. La Fig. 2 muestra que la forma de onda sinusoidal está detrás en cuanto a la referencia del coseno, ya que está detrás, el ángulo de fase será negativo, aunque, en la Fig. 3, la forma de onda sinusoidal está adelante en cuanto a la referencia del coseno. Posteriormente, el ángulo de fase es positivo.

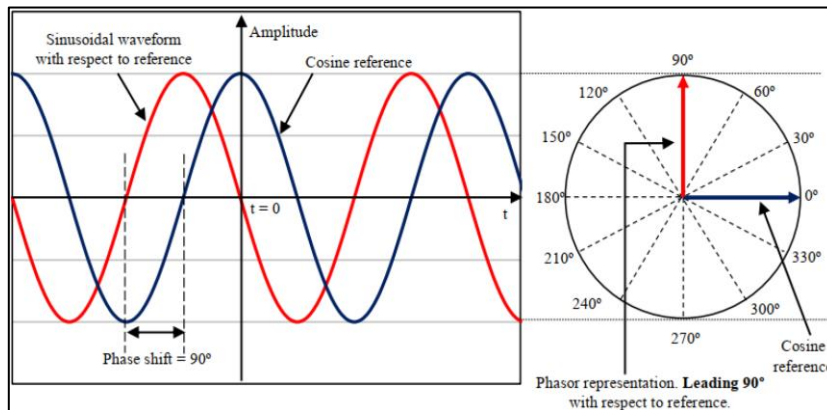


Fig. 2. Representación fasorial -90° con respecto al coseno de referencia.
Fuente: [35].

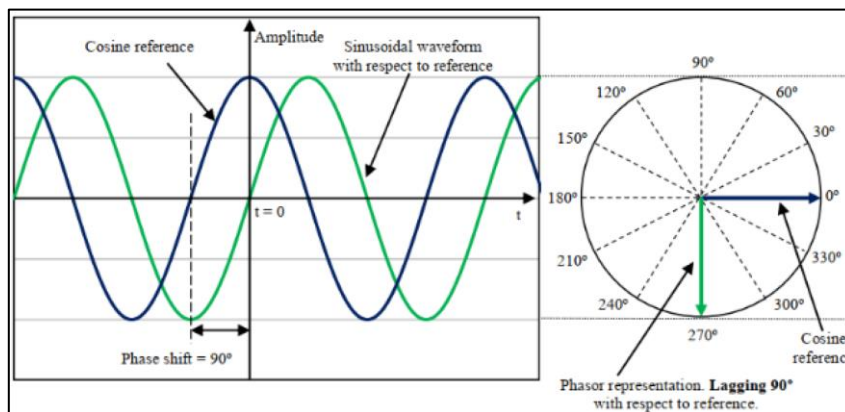


Fig. 3. Representación fasorial 90° con respecto al coseno de referencia.
Fuente: [35].

1.2.1.2. Diagrama de bloques de una Unidad de Medición Fasorial

Dado que la unidad de medición fasorial (PMU) proporciona información fasorial (tanto la magnitud como el ángulo de fase) en tiempo real, lo que permite sincronizar las estimaciones de fasores obtenidas de las PMU en diferentes posiciones en del sistema [35], y su diagrama de bloques se muestra en la Fig. 4.

Las entradas analógicas son corrientes y tensiones obtenidas de los devanados secundarios de los transformadores de corriente y tensión. Las señales de corriente y voltaje se convierten a voltajes con derivaciones apropiadas o transformadores de instrumentos para que coincidan con los requisitos de los convertidores de analógico a digital.

La tasa de muestreo elegida para el proceso de muestreo dicta la respuesta de frecuencia de los filtros antialiasing. En la mayoría de los casos, se trata de filtros de tipo analógico con una frecuencia de corte inferior a la mitad de la frecuencia de muestreo para satisfacer el criterio de Nyquist.

Además, mediante el uso de un convertidor analógico a digital (anti-aliasing filter), las señales de entrada se digitalizarán en intervalos de muestreo que pueden ser de desde 12 muestras por ciclo de la frecuencia de potencia nominal hasta 96 o 128 muestras por ciclo junto con las señales de tiempo desde el oscilador de seguimiento de fase antes de alimentarlo al microprocesador fasorial. El microprocesador vuelve a muestrear las señales de la información de muestra digitalizada y estima la secuencia positiva de todas las señales de corriente y voltaje [36].

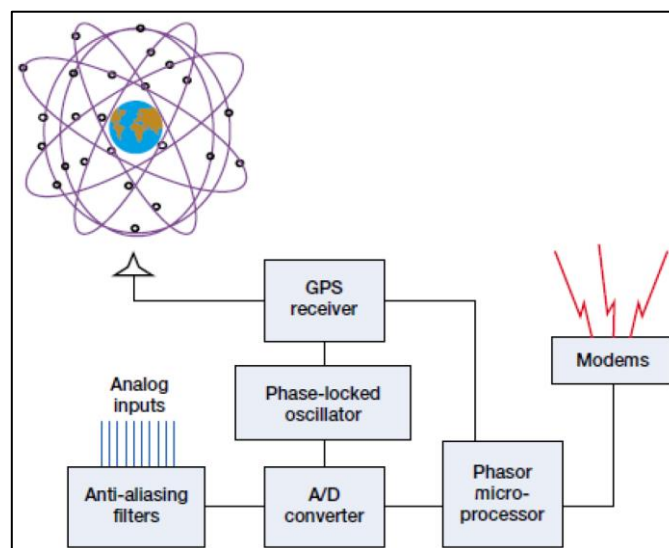


Fig. 4. Diagrama de bloque de una Unidad de Medición Fasorial PMU.

Fuente: [37]

1.2.1.3. Sistema de Posicionamiento Global

El uso más importante del sistema GPS es generar la señal de un pulso por segundo. Este pulso, cuando lo recibe cualquier receptor en la tierra, coincide con todos los demás pulsos recibidos dentro de $1\mu s$. En la práctica, se han obtenido precisiones de sincronización mucho mejores del orden de unos cientos de nanosegundos. Hay cuatro satélites en cada uno de los seis planos orbitales desplazados entre sí 60° y con una

inclinación de unos 55° con respecto al plano ecuatorial, que orbitan alrededor de la Tierra con un período de medio día [36] como se muestra en la Fig. 4 y 5.

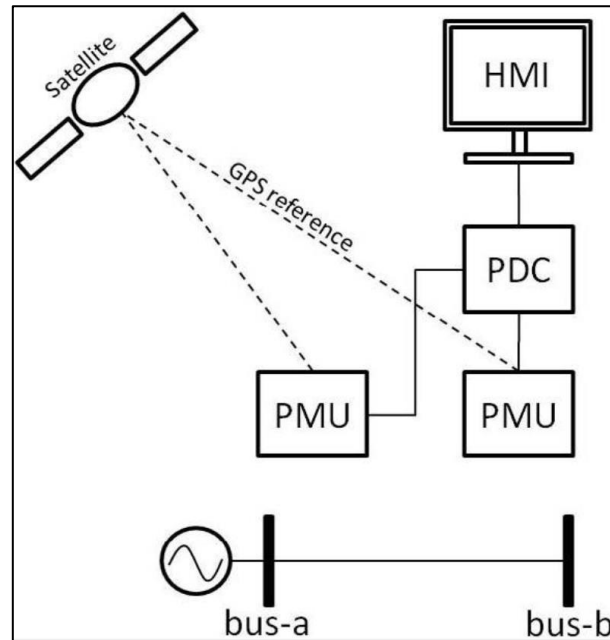


Fig. 5. Diseño de una PMU con estampado de tiempo por medio de GPS.
Fuente: [37].

1.2.1.4. Jerarquía de las PMUs

La Fig. 5 muestra las PMU dispersas geográficamente para formar un Sistema de Monitoreo de Área Amplia (WAMS) en el que las PMU entregan mediciones GPS con etiqueta de tiempo a un Concentrador de Datos de Fasores (PDC). El PDC recopila, registra y rechaza los datos alterados y alinea las marcas de tiempo de varias PMU, antes de que la señal se convierta en datos que la PMU pueda presentar a un operador en forma de interfaz hombre-máquina (HMI) [37]. Esta HMI proporciona al operador información importante sobre el estado del sistema de energía.

Otro nivel de la jerarquía se denomina superconcentrador de datos (SDC), donde existe la posibilidad de almacenar datos alineados con etiquetas de tiempo, así como un flujo constante de datos casi en tiempo real para aplicaciones que requieren datos en todo el sistema [36]. La Fig. 6 muestra que los enlaces de comunicación son bidireccionales.

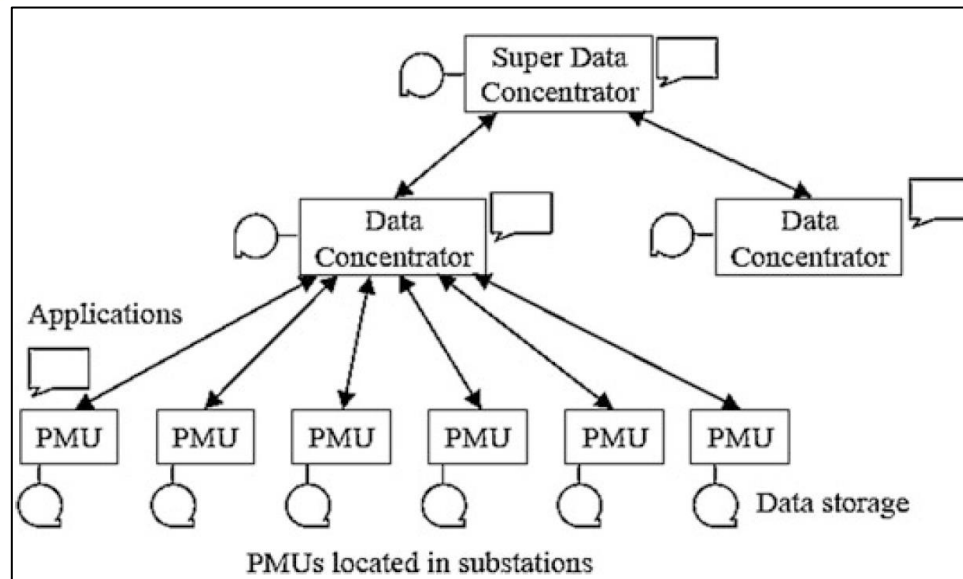


Fig. 6. Jerarquía de las PMUs y PDCs.

Fuente: [36].

1.2.1.5. Enlaces de comunicación para PMUs

Las instalaciones de comunicación son esenciales para las aplicaciones que requieren datos de fasores en ubicaciones remotas. Generalmente, se utilizan dos tipos de transferencia de datos en cualquier tarea de comunicación. La capacidad del canal es la medida de la velocidad de datos que se puede mantener en el enlace de datos disponible. El segundo aspecto es la latencia, definida como el tiempo que transcurre entre el momento en que se crean los datos y cuando están disponibles para la aplicación deseada [36].

Las aplicaciones de análisis de diagnóstico requieren datos de PMU para ayudar a analizar el rendimiento del sistema de energía durante perturbaciones importantes. Los circuitos telefónicos arrendados estuvieron entre los primeros medios de comunicación utilizados para estos fines. Los circuitos telefónicos conmutados se pueden utilizar cuando la latencia de la transferencia de datos no es importante. También se han utilizado medios de comunicación de servicios públicos eléctricos, como portadores de líneas eléctricas y enlaces de microondas. Pero, ahora los enlaces de fibra óptica se utilizan como el medio que tiene altas tasas de transferencia de datos, capacidad de canal insuperable e inmunidad a la interferencia electromagnética [36].

1.2.2. Formulación del problema para la ubicación Óptima de PMUs

Existen dos técnicas usadas en el análisis de observabilidad, una es de manera numérica y la segunda de manera topológica [38]. La observabilidad numérica adolece de cálculos matriciales; por lo tanto, no es recomendable usarse para analizar grandes sistemas. La observabilidad topológica por otro lado, se logra cuando todo el alimentador es observado.

Algunas reglas simplificadas y mejoradas cuando se analiza sistemas eléctricos de forma topológica se detallan a continuación:

Regla 1: Para un nodo instalado con PMU, el fasor de voltaje y el fasor de corriente de las ramas de conexión se conocen como se muestra en la Fig. 7. Esta medición se conoce como medición directa. En la misma figura, la PMU está instalada en el nodo 1; en consecuencia, se conoce el fasor de tensión del nodo, y también se conoce el fasor de corriente de la línea de conexión siguiendo la primera regla.

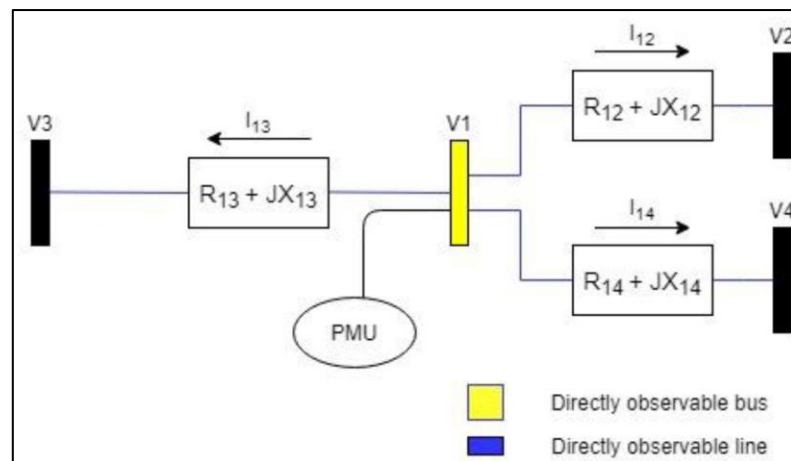


Fig. 7. Medida directa, regla 1.

Fuente: [35].

Regla 2: Cuando se conoce el fasor de tensión y corriente en un extremo de la rama, se garantiza que el otro extremo sea observable calculando su el fasor de tensión, como se ilustra en la Fig. 8. Este tipo de medida es conocida como pseudo-medida.

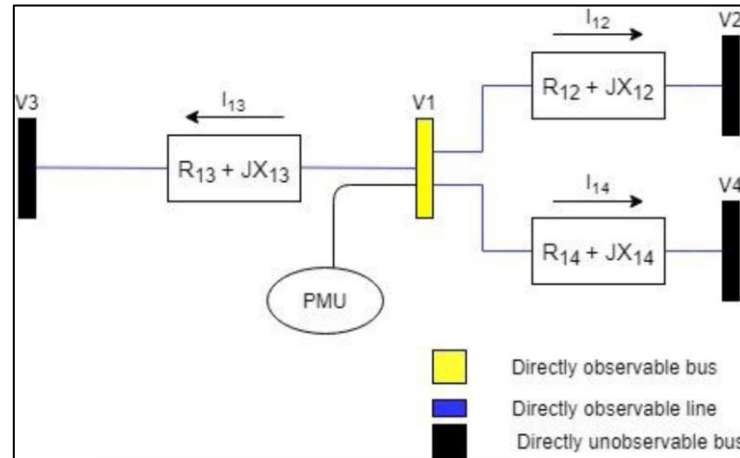


Fig. 8. Pseudo-medida, regla 2.

Fuente: [35].

Tomando en cuenta que la PMU está conectada el nodo 1, es posible conocer el valor de los fasores de corriente de las líneas conectadas, el valor de los otros nodos se puede resolver utilizando la ley de Ohm.

$$I_{12} = \frac{V_1 - V_2}{R_{12} + jX_{12}} \quad (4)$$

$$V_2 = V_1 - I_{12}(R_{12} + jX_{12}) \quad (5)$$

$$I_{13} = \frac{V_1 - V_3}{R_{13} + jX_{13}} \quad (6)$$

$$V_3 = V_1 - I_{13}(R_{13} + jX_{13}) \quad (7)$$

$$I_{41} = \frac{V_4 - V_1}{R_{14} + jX_{14}} \quad (8)$$

$$V_4 = V_1 - I_{41}(R_{14} + jX_{14}) \quad (9)$$

Regla 3: En caso de que se conozca el fasor de voltaje para ambos extremos, el fasor de corriente de la rama de conexión se puede obtener usando la ley de Ohm como se muestra en la Fig. 9.

$$I_{12} = \frac{V_1 - V_2}{R_{12} + jX_{12}} \quad (10)$$

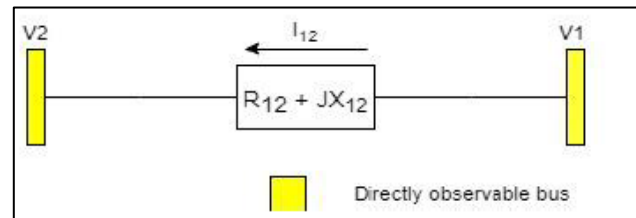


Fig. 9. Observabilidad de la corriente de rama, regla 3.
Fuente: [35].

Regla 4: Para un nodo de inyección cero, conociendo toda la corriente de todas las ramas conectadas, excepto una, el cálculo de la corriente para la rama desconocida se puede lograr utilizando la ley de corriente de Kirchhoff (KCL), esta regla se demuestra en la Fig. 10. El nodo 3 es el nodo de inyección cero, y se conoce el fasor de corriente de cada rama excepto la corriente de la rama entre el nodo 3 y el nodo 4.

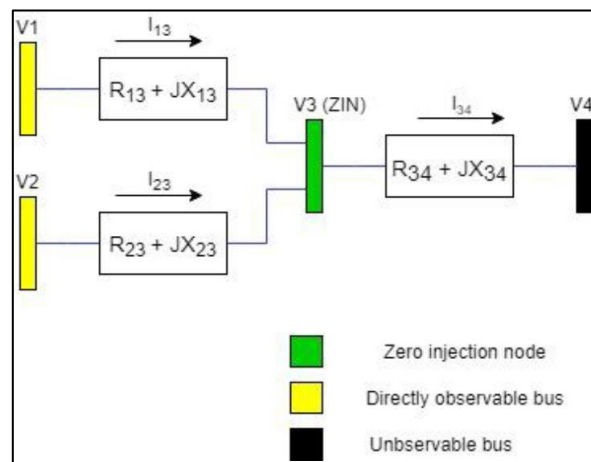


Fig. 10. Modelo de Observabilidad para un nodo de inyección cero (ZIN), regla 4.
Fuente: [35].

Regla 5: Para un nodo de inyección cero donde no se conoce el fasor de voltaje, si se conocen todos los nodos vecinos, el nodo de inyección cero puede conocerse a través de cálculos, como se muestra en la Fig. 11.

En el diagrama, el nodo 3 es el nodo de inyección cero, donde si se conoce los voltajes para los nodos vecinos. Mediante el uso de cálculos de nodo, se conoce el voltaje para el nodo 3.

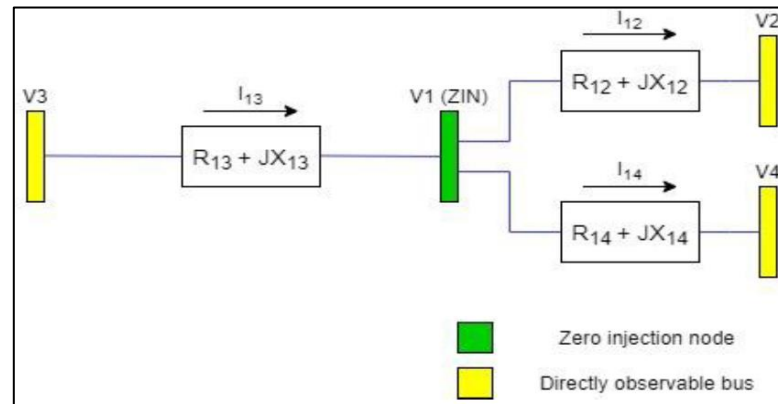


Fig. 11. Modelo de inoservabilidad ZIN, regla 5.
Fuente: [35].

$$V_3 = V_1 - I_{13}(R_{13} + jX_{13}) \quad (11)$$

$$V_3 = V_2 + I_{32}(R_{32} + jX_{32}) \quad (12)$$

$$V_3 = V_4 + I_{34}(R_{34} + jX_{34}) \quad (13)$$

$$0 = I_{12} - I_{32} - I_{24} \quad (14)$$

Regla 6: Para un grupo de nodos vecinos de inyección cero que no son observables porque no se conocen los voltajes, pero se conocen los nodos vecinos conectados al grupo de nodos de inyección cero. Los fasores de voltaje desconocidos de los nodos de inyección cero se pueden conocer utilizando las leyes de voltaje y corriente de Kirchhoff, como se ilustra en la Fig. 12. En esta figura, el voltaje del nodo 3 y el nodo 4, pero los voltajes de los nodos conectados a ellos se les conoce.

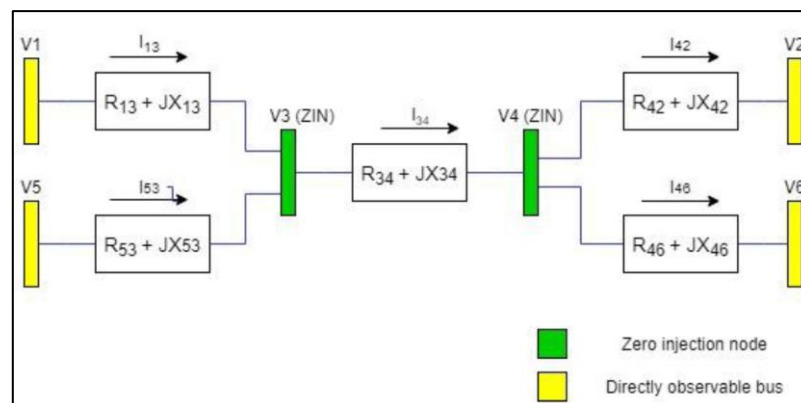


Fig. 12. Modelo de inoservabilidad ZIN, regla 6.
Fuente: [35].

1.2.3. Aplicaciones de las PMU en los Sistemas de Distribución

La tecnología de medición de fasores sincronizados es relativamente nueva y, en consecuencia, varios grupos de investigación de todo el mundo están desarrollando activamente aplicaciones de esta tecnología. Parece claro que muchas de estas aplicaciones se pueden agrupar convenientemente como se detalla a continuación [39]:

1.2.3.1. Estimación de Estado

Una de las aplicaciones significativas de PMU en el sistema de distribución es la estimación del estado. Estimamos variables de estado realizando análisis en el sistema caracterizado por datos de medición en tiempo real. Debido a la proliferación de la generación distribuida, los vehículos eléctricos y las necesidades del mercado eléctrico más activo, el sistema de distribución se vuelve cada vez más flexible, lo que requiere una conciencia situacional y un seguimiento avanzado sin precedentes, a continuación, se abordan algunas temáticas relacionadas a la estimación de estado en sistemas de distribución [39], en la fig. 6. se detalla las áreas de estudio de esta temática.

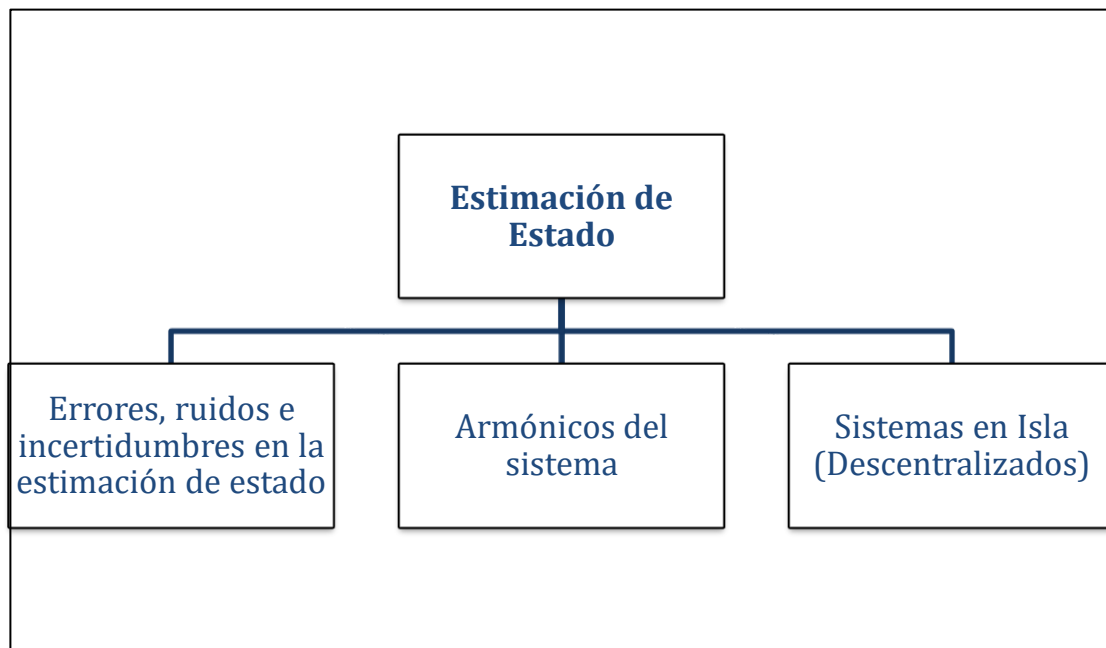


Fig. 13. Uso de PMU para Estimación de Estado en Sistemas de Distribución.
Fuente: [39].

1.2.3.2. Detección y localización de eventos y fallas en el sistema de distribución.

Otra aplicación basada en D-PMU es detectar y localizar eventos y fallas en el sistema de distribución. Comparado con el sistema eléctrico convencional, el sistema de distribución puede experimentar continuamente más eventos debido a la proliferación de generación distribuida.

En micro redes solares fotovoltaicas, las D-PMU permite la detección de fluctuaciones irregulares, permite el control de carga residencial sobre todo en fluctuaciones de frecuencia y potencia [39]. Además, las fallas de cortocircuito se detectan y ubican mediante un enfoque de estimación de estado basado en D-PMU [40]. La ubicación de la falla de alta impedancia es estimada por un algoritmo que identifica información inconsistente obtenida de ambos lados de un bus, con un error de ubicación inferior al 0,15% [41]. Es decir, el uso de las PMU nos ayuda como un registrador de eventos o DFR e identificación y previsión de fallas.

1.2.3.3. Enfoques de aprendizaje automático

Con la digitalización de la mayoría de actividades que desarrolla la sociedad se tiene una gran cantidad de datos acumulados, lo que conlleva a una nueva necesidad de generar aplicaciones basadas en aprendizaje automático para mejorar los procesos productivos. De manera similar, en los últimos años en los sistemas de distribución se han desarrollado varias aplicaciones con las grandes cantidades de datos que arroja una PMU. En la fig. 7 se detalla las áreas de estudio en cuanto a aprendizaje automático.

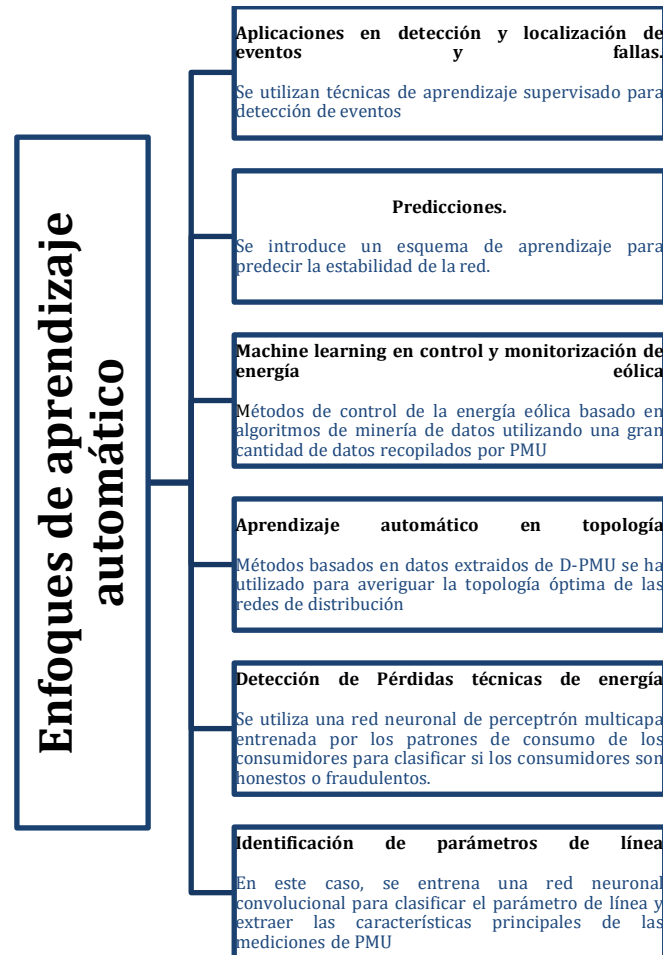


Fig. 14. Uso de PMU con enfoques de aprendizaje automático.

Fuente: [39].

1.2.3.4. Topología

Las técnicas tradicionales de control coordinado en sistemas de distribución dependen de la información completa de las redes. Sin embargo, en miras a las Smart Grid se prevea tener energía renovable en gran proporción que pueden carecer de sistemas de mediciones e información topológica.

Si bien es cierto, la observabilidad total se puede lograr en redes automatizadas que pueden ser reconfigurables en un marco de estudio estocástico y aprovechado para mejorar la confiabilidad, este análisis se lo aborda en [42].

Otros autores como [43], proponen un algoritmo de verificación de firmas de series temporales basado en D-PMU, que muestra resultados satisfactorios con un

conocimiento parcial del estado de la red, es decir, mediciones finitas. Estos programas convexos manejables propuestos muestran resultados precisos en el seguimiento de cambios en la topología de la red.

1.2.3.5. Otras aplicaciones importantes en sistemas de distribución.

Dado que se han eliminado gradualmente los inconvenientes en cuanto al costo de inversión por PMU en las redes de distribución, muchas aplicaciones se vuelven factibles esto se puede observar en la fig. 8.

Sensibilidad de tensión - potencia

El método de estimación de mínimos cuadrados basado en datos de medición históricos y en tiempo real se utiliza para estimar la sensibilidad de tensión - potencia.

Identificación de impedancia de línea

Se propone un método basado en regresión para estimar todos los parámetros de cables trifásicos basados en mediciones de DPMU con la presencia de errores de sesgo de medición desconocidos.

Análisis

Es posible analizar el impacto de la participación del lado de la carga con datos de voltaje y corriente de alta resolución de DPMU y su influencias en la confiabilidad de la red.

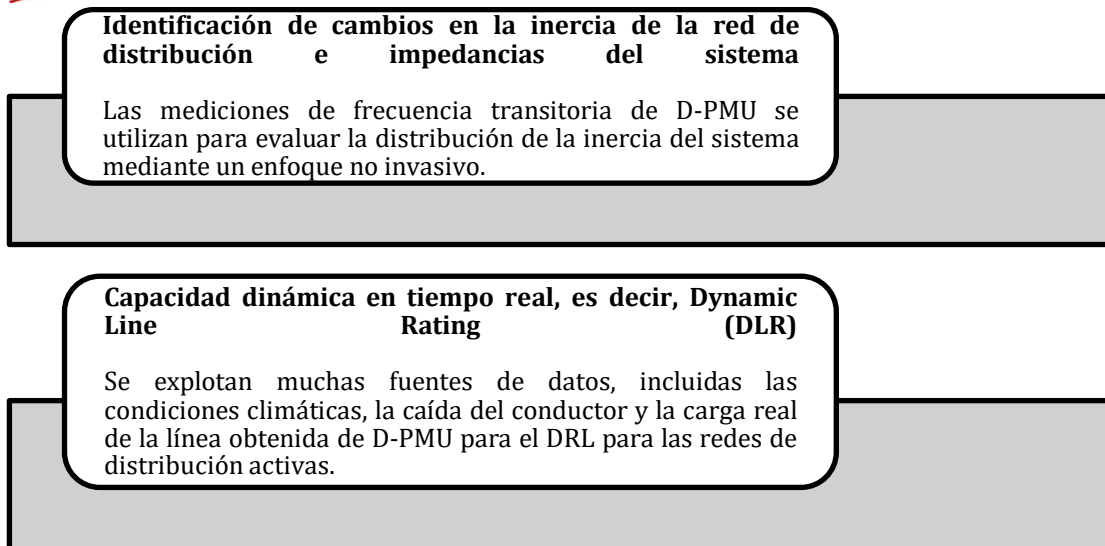


Fig. 15. Otras aplicaciones importantes en sistemas de distribución
Fuente: [39].

1.2.4. Técnicas de Optimización para encontrar la ubicación Óptima de PMU

Si bien es cierto, los enfoques basados en matemáticas han ganado gran popularidad recientemente debido a su simplicidad y soluciones definidas. Como enfoque más común de este grupo, se presenta la programación lineal entera para encontrar la mejor ubicación de las PMU al considerar diferentes contingencias, como la falta de algunas unidades de medición, cortes de línea, restricciones de comunicación y falta de observabilidad completa para toda la red. Además, las incertidumbres de los sistemas de potencia, las generaciones distribuidas, los sistemas interconectados y las tecnologías recientes de los sistemas de potencia hacen que los problemas de optimización sean más cuestionables [44].

Tomando en cuenta lo citado en el apartado 1.1; en esta sección se tabula en la tabla 2 algunas técnicas para para ubicar las PMU de manera óptima.



Ref.	Año	Técnica / Algoritmo	Sistemas probados			Considerando tiempo de consumo	Efecto del flujo de potencia	Efectos ZIBs
			Transmisión	Distribución	En diferentes escalas			
[45]	2015	Cuckoo Search Algorithm	✓	x	✓	✓	x	✓
[27]	2013	Recursive Tabu search	✓	x	✓	✓	x	✓
[46]	2009	Immunity Genetic Algorithm	✓	x	✓	x	x	x
[28]	2011	Binary Particle Swarm	✓	x	✓	✓	x	x
[47]	2009	Ant Colony Algorithm	x	✓	x	x	x	x
[16]	2009	Integer quadratic programming	✓	x	✓	✓	x	x
[48]	2020	Simulated Annealing Method	✓	x	✓	✓	x	✓
		Modified-Simulated Annealing	✓	x	✓	✓	x	✓
		Minimum Spanning Tree	✓	x	✓	✓	x	✓
[49]	2019	Integer linear programming	x	✓	✓	✓	✓	✓
[50]	2014	Greedy Algorithm	x	✓	x	x	x	x
[51]	2014	Greedy Algorithm with Ant colony	x	✓	✓	x	x	x
[52]	2020	Integer linear programming	x	✓	✓	x	x	✓
[53]	2020	Depth Search Algorithm	x	✓	✓	x	x	x
		Hybrid Depth Search Algorithm	x	✓	✓	x	x	x
[54]	2014	Integer linear programming	x	✓	✓	✓	x	x
[55]	2017	Graph-theoretic approach	x	✓	✓	x	x	x
[56]	2016	Global Search Algorithm	x	✓	✓	✓	x	x
[57]	2016	Modified imperialist competitive algorithm	✓	x	✓	✓	x	✓
[58]	2011	Binary Particle Swarm Optimization	✓	x	✓	x	x	✓
[59]	2020	Non-Linear Programming	✓	x	✓	✓	✓	✓
[60]	2018	Integer linear programming	✓	✓	✓	x	x	✓
[61]	2017	Exponential binary particle swarm optimization	✓	x	✓	x	x	x
[62]	2017	Taguchi Binary Bat Algorithm	✓	x	✓	✓	✓	✓
[63]	2018	Modified Greedy Algorithm	✓	x	✓	✓	x	✓
[44]	2022	Binary Integer Programming Genetic Algorithm	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 2. Revisión de diferentes métodos para resolver la ubicación óptima de PMU.

Fuente: [44].

1.3. Fundamentación metodológica

1.3.1. Enfoque

La temática que se aborda en esta investigación toma un enfoque cuantitativo con alcance exploratorio, en vista de que se requiere una cantidad de información (base de datos) de parámetros eléctricos y topológicos del sistema y a través de una técnica de optimización adecuada se podrá encontrar las ubicaciones óptimas de PMU en un sistema de distribución; es importante indicar que esta temática ha sido poco estudiada en el país.

Para este caso se ha seleccionado un sistema estándar IEEE 14 y 30 barras, de esta manera se podrá probar la validez de los resultados con mayor precisión, debido a su cantidad de barras y disponibilidad de información de la red.

1.3.2. Tipo de investigación

El objeto de estudio se caracteriza por ser de tipo documental y exploratoria en vista de la revisión del estado del arte a nivel nacional e internacional que se aborda en los apartados anteriores es el punto de partida de la investigación.

Luego de haber revisado la bibliografía; se puede afirmar que existen PMU existentes en el país han sido ubicadas estratégicamente en transmisión y subtransmisión, mas no en distribución. Por lo tanto, se determina que la temática no ha sido explotada a nivel nacional, es decir que actualmente existe la necesidad de conocer permanentemente el estado de los sistemas de distribución.

En este contexto, se toma en cuenta a la investigación exploratoria, puesto que, esta investigación podrá ser el punto de partida para implementar la metodología propuesta en diferentes sistemas de acuerdo a las necesidades del país.

1.3.3. Técnica de recolección de información

Para este caso se toma la base de datos disponible en los estándares internacionales IEEE 14 e IEEE 30 barras con la finalidad de corroborar los resultados con investigaciones similares, es importante indicar que la metodología seleccionada es aplicable para los sistemas de distribución.

1.3.4. Definición de hipótesis o supuestos de partida

Los resultados de la simulación se obtienen considerando que en el sistema de distribución se tiene Nodos de Inyección Cero (ZIN), de acuerdo a lo indicado en el apartado 1.2.2.

Número mínimo de PMU: Uno de los propósitos del problema de ubicación óptima de PMU es resolver el número mínimo de PMU necesarias para un sistema de potencia y su asignación correcta para garantizar que el sistema sea totalmente observable. Este objetivo se puede representar matemáticamente a continuación:

$$\min \sum_{i=1}^{N \text{ nodos}} Z_{ij} \quad (15)$$

Sujeto a

$$B * Z \geq I \quad (16)$$

Donde

$$I = [1 \ 1 \ 1 \ \dots \ \dots \ 1]_{N \times 1}^T \quad (17)$$

$$Z(i) = \begin{cases} 1 & \text{si la PMU es instalado en el nodo } i \\ 0 & \text{si la PMU no es instalado en el nodo } i \end{cases} \quad (18)$$

$$B(i, j) = \begin{cases} 1 & \text{si } i = j \\ 1 & \text{si los nodos } i \text{ y } j \text{ están conectados} \\ 0 & \text{si los nodos } i \text{ y } j \text{ no están conectados} \end{cases} \quad (19)$$

De acuerdo con la ecuación 16, se afirma que para que un nodo o barra sea observable, al menos una PMU debe estar en la ubicación prescrita o en cualquiera de sus nodos incidentes.

1.3.5. Procedimientos empleados para la obtención y análisis de la información

Para la solución del problema de ubicación óptima de PMUs se seleccionó la técnica optimización llamada Algoritmos Genéticos. El algoritmo genético opera en una población formada por ciertos resultados, por lo que el número de resultados se conoce como tamaño de la población. Cada resultado se nombra un individuo. Cada resultado

individual tiene un cromosoma. El cromosoma se define como una colección de rasgos que caracterizan al individuo. Cada cromosoma separado tiene una colección de factores genéticos. Cada factor genético a menudo se interpreta como una secuencia de ceros y unos. Cada individuo también tiene un valor de condición física. Se emplea una función objetivo para localizar a los personajes más aptos.

El resultado de la función objetivo es el valor de aptitud que indica el rendimiento del resultado. Cuanto mayor sea el valor de aptitud, mayor será el resultado en efectividad.

En el proceso de crianza los personajes son conocidos como padres. Cualquier par de padres designados dentro de la población reproductora dará descendencia doble. A través de la cría de caracteres de buena calidad, se produce una descendencia de mejor calidad que sus padres. Eso evitará que los individuos malos produzcan más personas malas. Al elegir y emparejar personajes de buena calidad, habría mejores posibilidades de tener solo a los buenos y descartar a los malos. Eventualmente, la solución ideal o apropiada terminará en el ciclo. Pero la descendencia ya producida utilizando los padres elegidos todavía tiene las características de sus padres, y no más sin alteraciones.

No se le agrega ninguna diferencia y, por lo tanto, la última descendencia aún tendría las mismas desventajas en sus padres. Se deben agregar algunas mejoras a cada descendiente para producir nuevos personajes para resolver estos problemas. El grupo de todos los caracteres recién producidos sería la población reciente y sustituirá a la población existente que se utilizó anteriormente. A cada población producida se le llama generación. El método de intercambio de la población existente con la nueva generación se conoce como reemplazo. En el siguiente capítulo se desglosa el código de programación y algoritmo utilizado.

1.4. Conclusiones Capítulo I

La necesidad de conocer el estado actual las redes eléctricas toman fuerza en la década de los 80, luego de varios eventos que llevaron al colapso de grandes sistemas eléctricos, como es el caso de Estados Unidos; desde entonces se ha estudiado varios métodos para resolver el problema de ubicación óptima de PMU y tener el 100% de

observabilidad, o al menos acercarse a ello. En Ecuador, esta temática ha sido poco estudiada, sobre todo en distribución, esto abre un abanico de posibilidades en cuanto a Smart grid, nuevas regulaciones incluyendo índices de observabilidad para analizar la calidad del servicio, estimación de estado, enfoques de inteligencia artificial y muchos más usos a estos equipos.

La técnica de algoritmos genéticos es seleccionada en función a su robustez y capacidad de buscar soluciones y no enfrascarse en óptimos locales y flexibilidad en cuanto a las librerías disponibles en Matlab, al final los resultados obtenidos serán comparados con soluciones usando otras técnicas de optimización.

CAPÍTULO II . PROPUESTA

2.1. Título del proyecto.

Ubicación óptima de unidades de medición fasorial para la observabilidad de sistemas de potencia usando un algoritmo evolutivo

2.2. Objetivo del proyecto.

Desarrollar un algoritmo usando técnicas de optimización que estime la ubicación óptima de PMU's en la red de distribución.

2.3. Descripción de la propuesta.

El problema de la ubicación óptima de PMU se aborda ante la necesidad de mantener los sistemas eléctricos 100% observables, sobre todo que permitan determinar su estado en tiempo real y sincronizado desde diferentes lugares geográficos, la investigación que se desarrolla en este caso, se usa algoritmos genéticos para solucionar el problema de optimización.

Para ello se consideran dos casos especiales en condiciones normales de operación, el primero sin tomar en cuenta los Nodos de Inyección Cero (ZIN) y el segundo caso si se considera los ZIN, además, para garantizar la evaluación de la eficiencia de cada grupo de asignación de PMU, se utilizan el método de medición de redundancia del índice de observabilidad del bus (BOI) y el índice de redundancia del sistema (SORI).

Durante una falla que provoque la salida de servicio ciertos tramos de un alimentador, se podrá identificar mucho más rápido el lugar de la falla, permitiendo que las cuadrillas de una pronta atención, reduciendo los tiempos de indisponibilidad del sistema que a su vez reducirá la energía no suministrada, dando como resultado menos pérdidas económicas por este último índice de confiabilidad.

2.4. Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados

El diagrama de flujo del algoritmo genético se muestra en la Fig. 16. Los resultados de la simulación se obtienen bajo la premisa de que cada PMU tiene la mayor cantidad de canales y el costo es el mismo para cada PMU.

El procedimiento del algoritmo genético para el problema OPP se detalla a continuación:

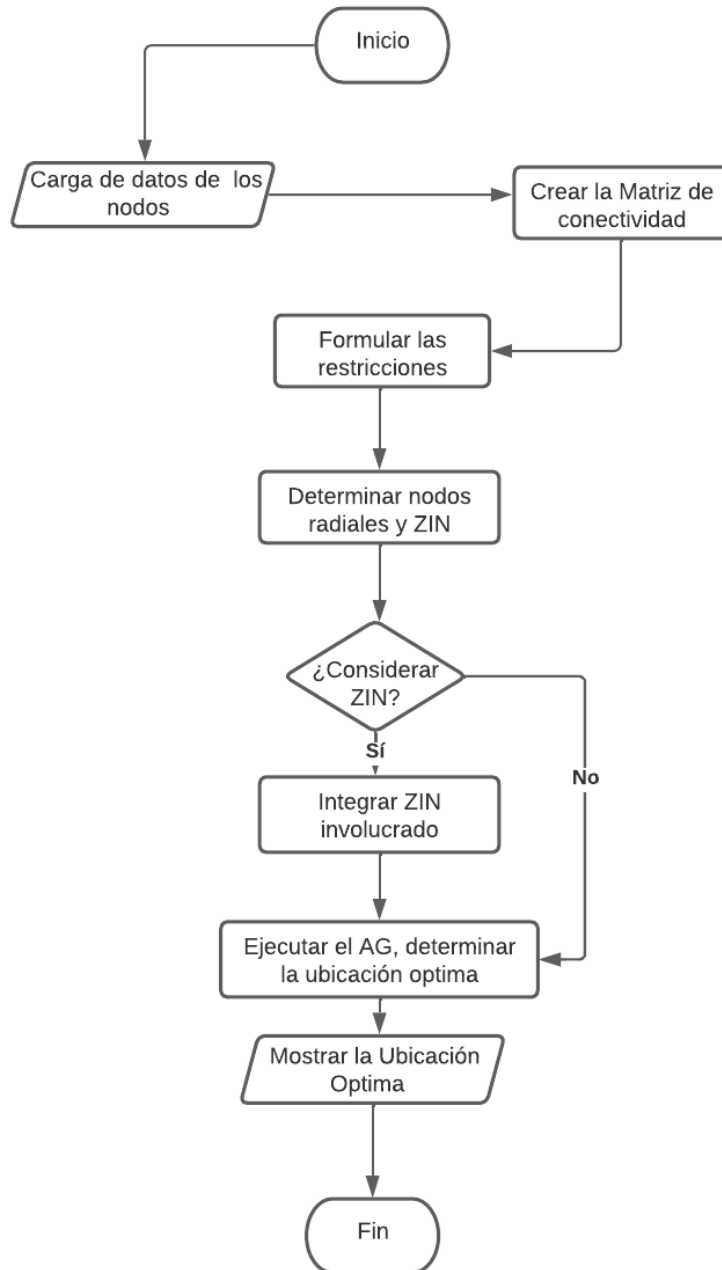


Fig. 16. Diagrama de flujo del AG.

Fuente: El Autor.

2.4.1. Comportamiento del algoritmo

En primera instancia con la información de la red eléctrica ingresada se formula la matriz de incidencia para encontrar los nodos o barras radiales con lo que se podrá determinar los nodos de inyección cero, con esta data es posible calcular los índices de observabilidad indicado en el ítem 2.3, a partir de esto se ubican las pmu y se analiza nuevamente la observabilidad de la red para obtener el mejor resultado, este resultado se obtiene por medio de la medida de redundancia que se detalla en el apartado 2.4.3. En general el algoritmo genético en Matlab utiliza la siguiente secuencia:

- Analizar la configuración de la red eléctrica.
- Tomar el tamaño de la variable cromosómica y se la iguala a número de nodos.
- Crear la población inicial.
- Crear la función objetivo para cada variable.
- Aplicar la función de selección de tournament (método para seleccionar un individuo de una población de individuos).
- Aplicar la función de cruce (crossover) simple.
- Aplicar la función de mutación uniforme y una tasa de mutación de 0,01.
- Volver a calcular la función objetivo hasta completar el número de iteraciones.

Se utilizan dos casos experimentales para mostrar la viabilidad del enfoque propuesto para lograr el problema de ubicación óptima de la PMU. Todos los casos se describen utilizando el modelo de red de bus IEEE 14 y IEEE 30 como se muestra a continuación y se simulan utilizando MATLAB, respectivamente.

2.4.2. Casos de aplicación

Caso 1: Sin considerar la medición estándar para la máxima observabilidad de la red.

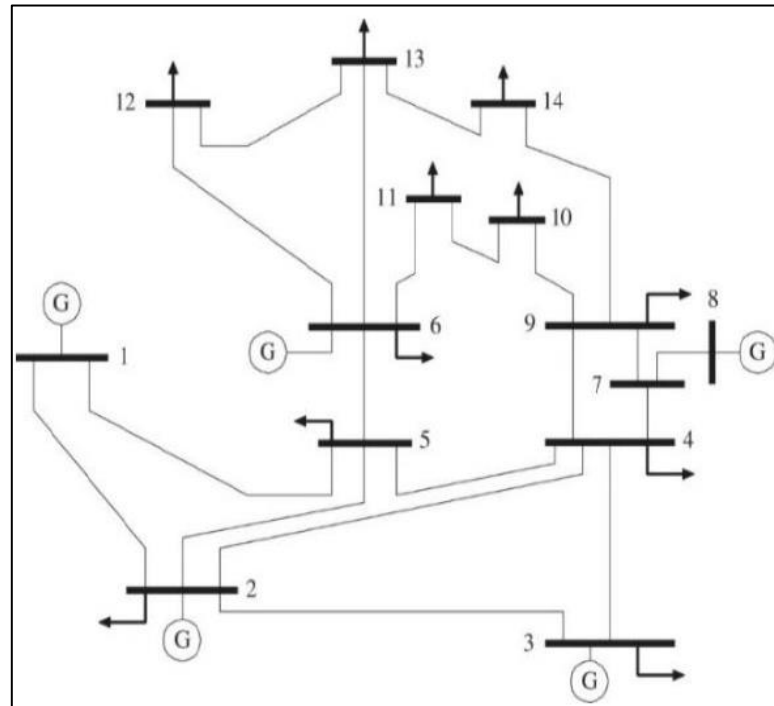


Fig. 17. Sistema IEEE de 14 barras.

Fuente: El Autor.

En este escenario, las mediciones de los ZIN y el flujo de potencia no se tienen en cuenta. Además, no se preasigna ninguna PMU al nodo radial incidente. La matriz de conectividad binaria A se genera a partir de la Fig. 17 mediante el uso de la ecuación 19 de la siguiente manera:

$$B = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Finalmente, las restricciones de desigualdad finales de la matriz B para cada nodo se muestran en las siguientes expresiones:

$$Nodo_1 = Z_1 + Z_2 + Z_5 \geq 1 \quad (20)$$

$$Nodo_2 = Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 \geq 1 \quad (21)$$

$$Nodo_3 = Z_2 + Z_3 + Z_4 \geq 1 \quad (22)$$

$$Nodo_4 = Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_7 + Z_9 \geq 1 \quad (23)$$

$$Nodo_5 = Z_1 + Z_2 + Z_4 + Z_5 + Z_6 \geq 1 \quad (24)$$

$$Nodo_6 = Z_5 + Z_6 + Z_{11} + Z_{12} + Z_{13} \geq 1 \quad (25)$$

$$Nodo_7 = Z_4 + Z_7 + Z_8 + Z_9 \geq 1 \quad (26)$$

$$Nodo_8 = Z_7 + Z_8 \geq 1 \quad (27)$$

$$Nodo_9 = Z_4 + Z_7 + Z_9 + Z_{10} + Z_{14} \geq 1 \quad (28)$$

$$Nodo_{10} = Z_9 + Z_{10} + Z_{11} \geq 1 \quad (29)$$

$$Nodo_{11} = Z_6 + Z_{10} + Z_{11} \geq 1 \quad (30)$$

$$Nodo_{12} = Z_6 + Z_{12} + Z_{13} \geq 1 \quad (31)$$

$$Nodo_{13} = Z_6 + Z_{12} + Z_{13} + Z_{14} \geq 1 \quad (32)$$

$$Nodo_{14} = Z_9 + Z_{13} + Z_{14} \geq 1 \quad (33)$$

Caso 2: Considerando los ZIN para la máxima observabilidad de la red.

Según la Fig. 17, el nodo 7 es ZIN, por lo tanto, el nodo 8 es un nodo radial.

Dado que el nodo 8 es un nodo radial, se elige para integrarse con el ZIN (nodo 7) de acuerdo con las reglas indicadas en el apartado 1.2.2. Este procedimiento de integración indica que la restricción del nodo 7 se elimina de la ecuación y el nodo 8 ahora se une al nodo 4 y al nodo 9. A continuación, debido a que este procedimiento incluye un nodo radial, es importante preasignar una PMU a uno de los nodos incidentes al mismo.

Sin embargo, debido a que ni el nodo 4 ni el nodo 9 son ZIN, no hay una ubicación previa de una PMU para habilitar más soluciones potenciales. En la situación de que el nodo 4 sea un ZIN, se preasignaría una PMU al nodo 9 para garantizar que el nodo 8 se observe como se muestra en la Fig. 18.

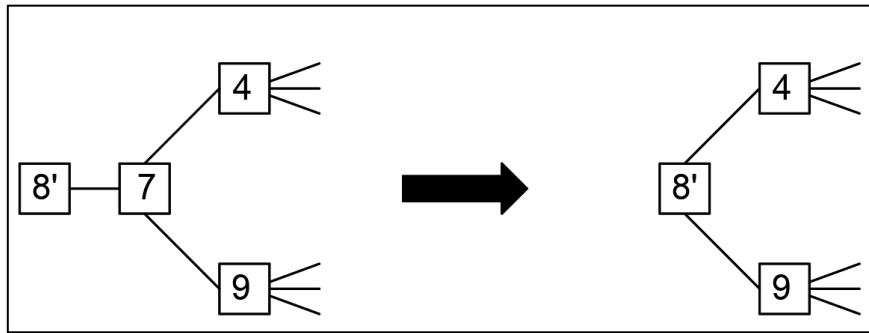


Fig. 18. Integración de un Nodo de Inyección Cero (ZIN).

Fuente: El Autor.

Este cambio de topología implica que se han modificado las restricciones de nodo para los nodos 4, 7, 8 y 9. Hay que recordar que la restricción del nodo 7 se elimina porque no ocurre después del cambio de topología. Mientras tanto, las restricciones de nodo 4, 8 y 9 se revisan para mostrar la modificación de la topología que se realizó durante el proceso de integración. Las restricciones modificadas se dan de la siguiente manera:

$$Nodo_4 = Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_8 + Z_9 \geq 1 \quad (34)$$

$$Nodo_8 = Z_4 + Z_8 + Z_9 \geq 1 \quad (35)$$

$$Nodo_9 = Z_4 + Z_8 + Z_9 + Z_{10} + Z_{14} + \geq 1 \quad (36)$$

Se debe instalar un mínimo de tres PMU en los nodos 2, 6 y 9 para garantizar la máxima observabilidad de la red a partir de estas restricciones recién creadas.

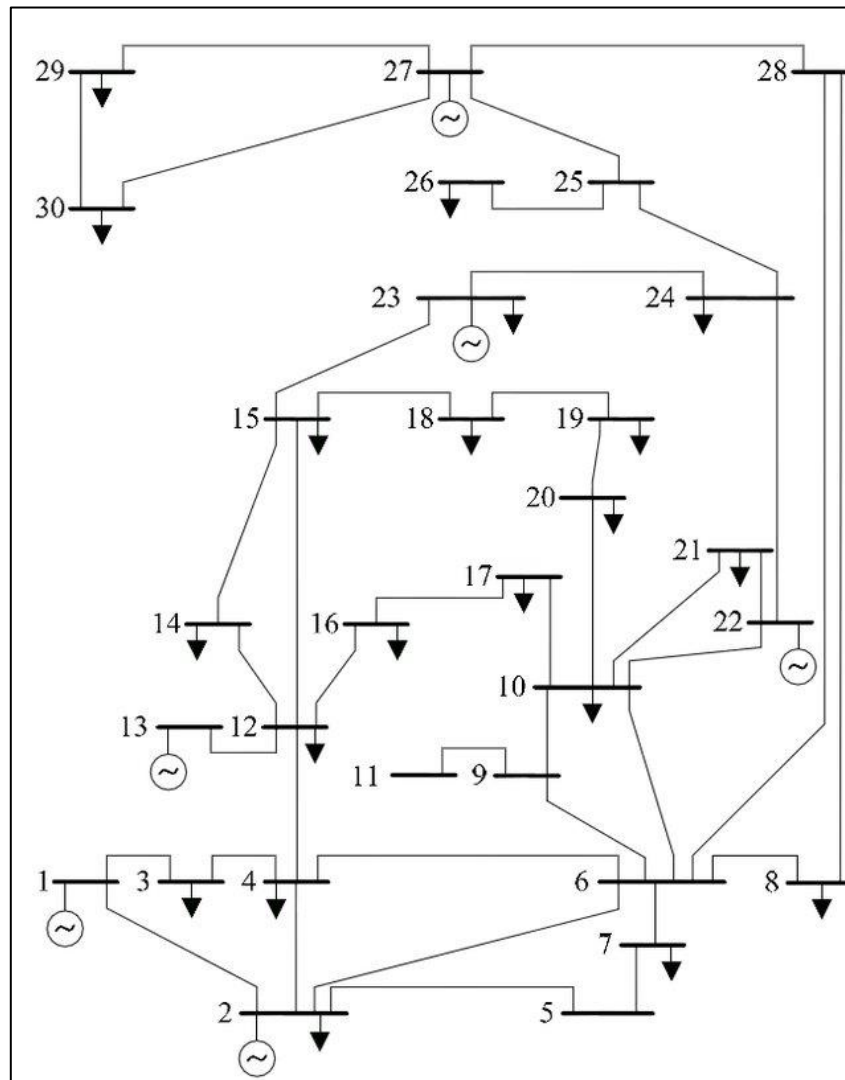


Fig. 19. Sistema IEEE 30 barras.

Fuente: El Autor.

Por lo tanto, el mismo modelo se aplica al nuevo sistema de 30 barras de la fig. 19 para una observabilidad total de la cantidad de PMU necesarias.

En este caso no se consideran las medidas de los ZIN y del flujo de potencia.

2.4.3. Medida de redundancia

Debido a que el algoritmo genético es una técnica heurística, del grupo de ubicaciones óptimas de PMU habrá una matriz que incluye la cantidad exacta del menor número de PMU necesarias para la observabilidad completa.

Para garantizar la evaluación de la eficiencia de cada grupo de asignación de PMU, para medir la redundancia se utiliza el método del índice de observabilidad del bus (BOI) o bus observability index en inglés y el índice de redundancia del sistema (SORI) o system of redundancy index.

El BOI se define como la cantidad de veces que el conjunto de ubicación de PMU observa un nodo, mientras que el SORI se refiere a la suma de BOI para todos los nodos. El grupo de asignación de PMU que tiene la cantidad máxima de SORI significa que el grupo de asignación de PMU tiene un rendimiento superior y una solución más eficiente para posibles contingencias en comparación con el grupo de asignación de PMU que tiene una cantidad menor de SORI. Por lo tanto, este principio se utilizará en esta investigación para probar y comparar los conjuntos de asignación de PMU generados en términos de redundancia de medición a partir de la técnica sugerida y estudios previos. Las siguientes definiciones en las ecuaciones 6 y 7 se refieren a BOI y SORI:

$$BOI_i = A \times B_i \quad (37)$$

$$SORI = \sum_{i=1}^N BOI_i \quad (37)$$

Es decir, en cada simulación el algoritmo arrojará un conjunto de soluciones optimas, y se utiliza el índice SORI para seleccionar la mejor solución, por ejemplo, para un número determinado de simulaciones se tomará el resultado de la simulación con un SORI más alto, puesto que indica que aquella medición es más redundante.

2.5. Conclusiones Capítulo II

Tomando en cuenta las ecuaciones 15 y 18 se puede formular la matriz de conectividad, que analizada de otra manera es un análogo de la matriz Y de barra de un sistema eléctrico, es decir, donde hay admitancia habrá un 1 y un 0 donde no lo hay; con esta premisa, en software de simulación como DigSilent o Cyme se puede automatizar el sistema y obtener la matriz Z a partir de la matriz Y de barra, siendo una gran ayuda

para migrar la metodología propuesta en esta investigación hacia estas herramientas que utilizan la mayoría de las empresas de distribución y transmisión del país.

Dado que un Nodo de Inyección Cero o Zero Injection Node (ZIN) en inglés, es un nodo que radial, es común encontrarlos en distribución por el mismo hecho de su topología radial, a diferencia de transmisión que es más común observar sistemas en anillo; por lo tanto, es importante clasificar adecuadamente los nodos ZIN, puesto que de ello dependerá que se pueda minimizar la cantidad de PMU del sistema.

La medida de la redundancia en una técnica útil que sirve no solo para evaluar el rendimiento del algoritmo si no también para seleccionar la solución óptima del conjunto de soluciones adecuadas, a partir del índice de SORI más alto, lo que indica que desde esas ubicaciones permite observar más nodos con la posibilidad de utilizar la técnica de reducción de nodos.

CAPÍTULO III APLICACIÓN Y/O VALIDACION DE LA PROPUESTA

3.1. Análisis de los resultados

En la estructura del sistema eléctrico, algunas barras o nodos no están asociados con ningún generador, compensador o sistema de almacenamiento, en dichos nodos, el flujo de corriente es aproximadamente equivalente a cero, lo que se denomina Nodos de inyección cero (ZIN). Estos nodos se consideran de antemano para limitar la distribución de PMU.

Para resolver el OPP se usa el algoritmo de optimización conocido como Algoritmo Genético ejecutado con Matlab y probado por en estandartes IEEE 14 y 30 barras. Los resultados se dan y contrastan con diferentes técnicas recopiladas en la revisión bibliográfica.

Ahora bien, a continuación, se establecen los resultados de las simulaciones realizadas en MATLAB. La metodología propuesta se desarrolla en los sistemas de 14 y 30 barras tomando en cuenta la operación en estado normal, es decir, sin considerar los efectos de un ZIN y otro caso donde si se los tomará en cuenta, con el fin de verificar el funcionamiento del enfoque metodológico propuesto para resolver el problema de ubicación óptima de PMU.

El propósito del enfoque sugerido es lograr la menor cantidad de PMU que mantengan la observabilidad total mientras se maximiza la redundancia de las mediciones. Debido a que el algoritmo genético es meta-heurístico, se prevé que tenga varias ubicaciones de PMU y para distinguir la eficiencia de cada conjunto de ubicaciones de PMU, se elegirá el conjunto con la mayor cantidad de SORI como el resultado ideal.

3.1.1. Caso 1: Operación Normal

Estándar 14 barras IEEE

En la tabla 3 se presenta los resultados obtenidos para el sistema IEEE de 14 barras, el algoritmo utilizado arroja un número de 4 PMU para que el sistema sea 100%

observable, mismas que están distribuidas en las barras 2, 6, 7 y 9, como resultado se a su vez se obtiene un SORI de 19. En la fig. 20 y 24 se muestra de manera esquemática la distribución de las PMU en los sistemas de 14 Barras para el caso uno y dos respectivamente.

Detalle	Resultado
Ubicación	2, 6, 7, 9
SORI	19
Npmu/Nbarras	0,286

Tabla 3. Resultados obtenidos para el caso 1 IEEE 14 barras.

Fuente: El Autor.

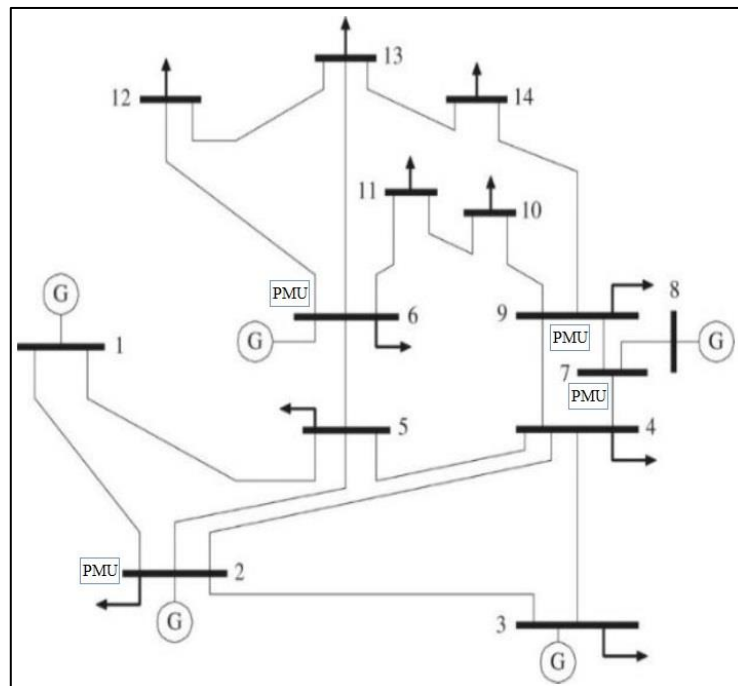


Fig. 20. Ubicación de PMU IEEE - 14 Barras, caso 1.

Fuente: El Autor.

Estándar 30 barras IEEE

De la misma manera, los resultados de la simulación para el sistema de 30 barras se muestran en la tabla 4, siendo 10 el número óptimo de PMU distribuidas en las barras 1, 7, 10, 11, 12, 18, 24, 26, 27 y 28; con un SORI de 30.

Detalle	Resultado
Ubicación	1, 7, 10, 11, 12, 18, 24, 26, 27, 28
SORI	30
Npmu/Nbarras	0,33

Tabla 4. Resultados obtenidos para el caso 1 IEEE 30 barras.

Fuente: El Autor.

En la fig. 21 y 25 se muestra de manera esquemática la distribución de las PMU en los sistemas de 30 Barras para el caso uno y dos respectivamente.

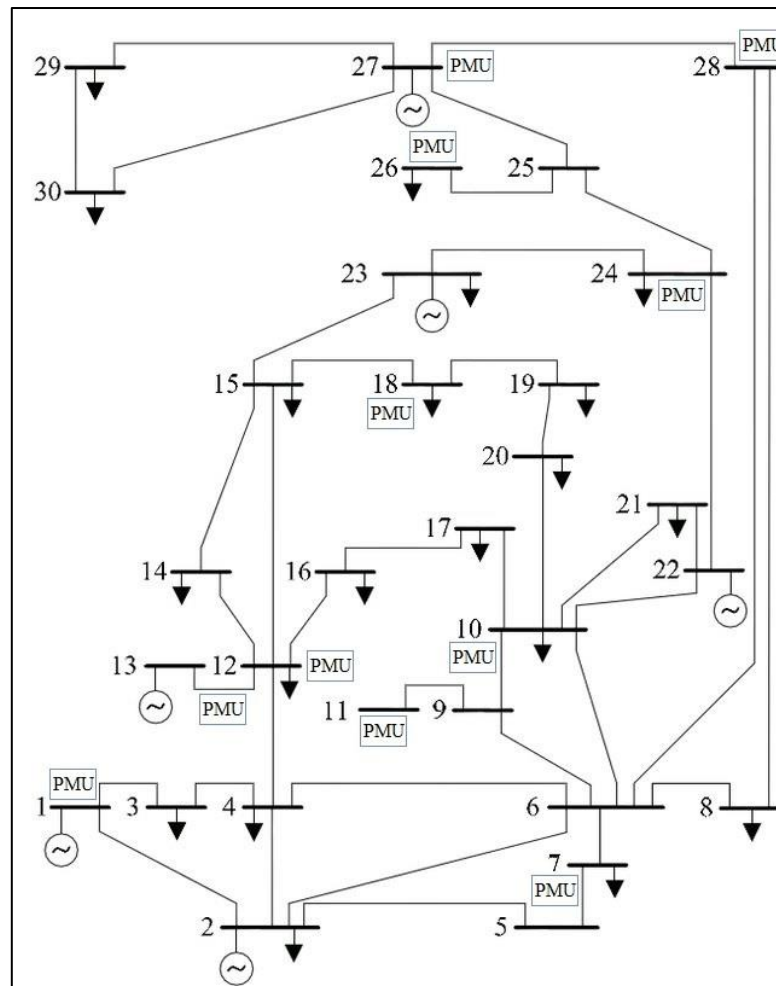


Fig. 21. Ubicación de PMU IEEE - 14 Barras, caso 1.

Fuente: El Autor.

Por otra parte, en la fig. 22 se observa que el algoritmo encuentra la ubicación óptima en la 57^o generación a diferencia del caso de 30 barras que son 51 generaciones para encontrar el óptimo, esto se observa en la fig. 21.

```
1
output =
  struct with fields:

    problemtype: 'integerconstraints'
    rngstate: [1x1 struct]
    generations: 57
    funccount: 2321
    message: 'Optimization terminated: average change in the p
    maxconstraint: 0

-----
Results
-----
The optimally placed PMU are as
PMU =
     2     6     7     9
```

Fig. 22. Resultado de la simulación IEEE - 14 sin nodos de inyección cero, caso 1.
Fuente: El Autor.

```
output =
  struct with fields:

    problemtype: 'integerconstraints'
    rngstate: [1x1 struct]
    generations: 51
    funccount: 5201
    message: 'Optimization terminated: average change in the
    maxconstraint: 0

-----
Results
-----
The optimally placed PMU are as
PMU =
     1     7    10    11    12    18    24    26    27    28
```

Fig. 23. Resultado de la simulación IEEE - 30 sin nodos de inyección cero, caso 1.
Fuente: El Autor.

3.1.2. Caso 2: Nodos de Inyección cero (ZIN)

Estándar 14 barras IEEE

La tabla 5 muestra la cantidad de PMU necesarias para el sistema de 14 barras IEEE que puede lograr la observabilidad total, que es menos del 25 % de la cantidad de nodos en el sistema que se deben observar. El resultado de SORI es se muestra en la Tabla 5.

Detalle	Resultado
Ubicación	2, 6, 9
SORI	16
Npmu/Nbarras	0,2308

Tabla 5. Resultados obtenidos para el caso 2 IEEE 14 barras.

Fuente: El Autor.

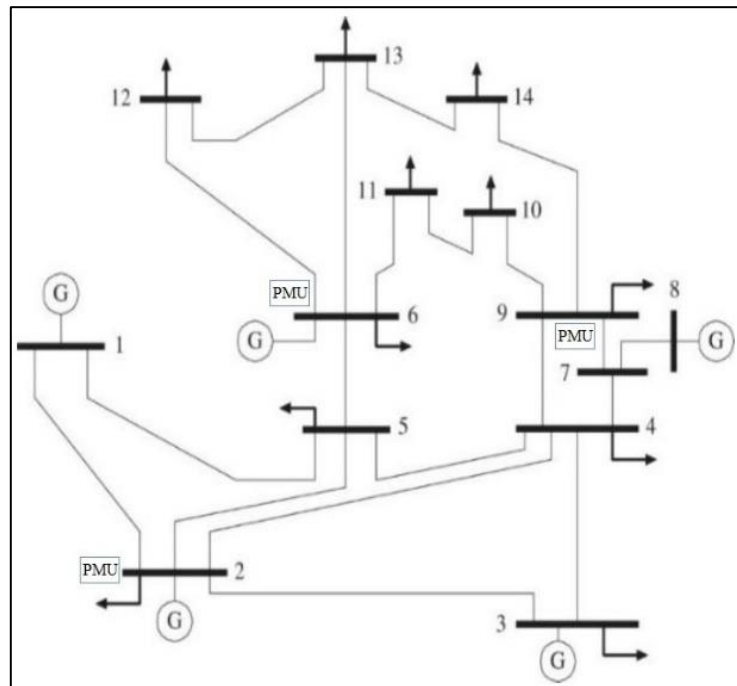


Fig. 24. Ubicación de PMU IEEE - 14 Barras, caso 2.

Fuente: El Autor.

Estándar 30 barras IEEE

En cambio, en el sistema de 30 barras se nota una reducción de PMU de un 10% y el sistema es completamente observable, es decir, que se redujeron 3 PMU con respecto a los resultados de caso 1.

Detalle	Resultado
Ubicación	1, 7, 10, 12, 18, 24, 30
SORI	25

Detalle	Resultado
Npmu/Nbarras	0,23

Tabla 6. Resultados obtenidos para el caso 2 IEEE 30 barras.

Fuente: El Autor.

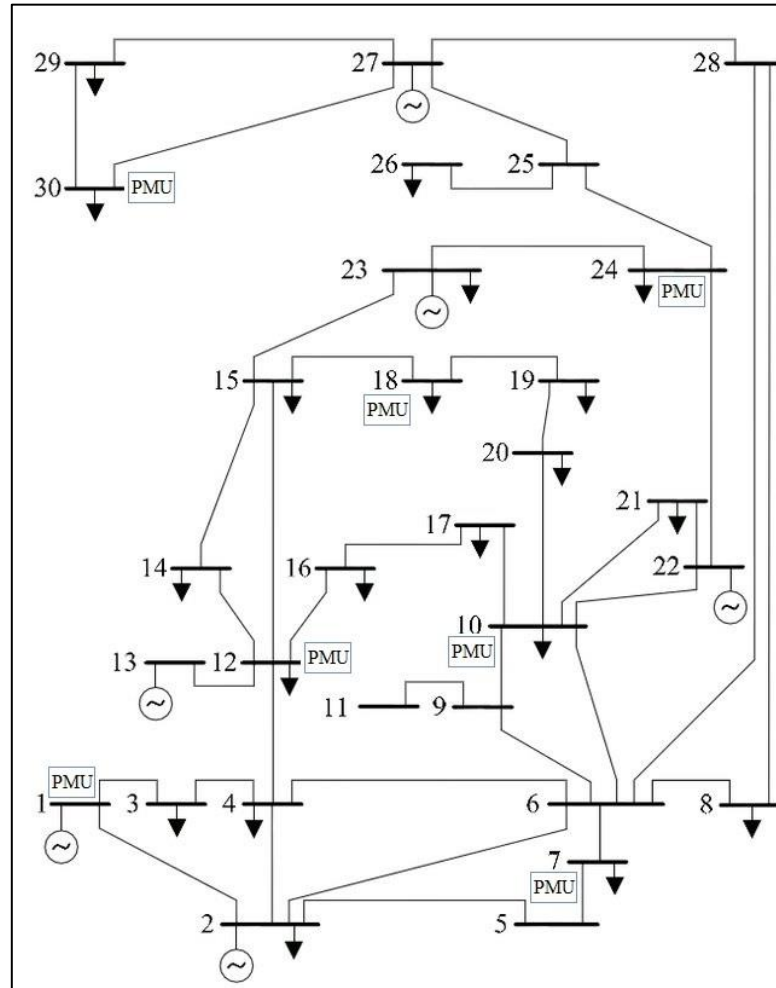


Fig. 25. Ubicación de PMU IEEE - 30 Barras, caso 2.

Fuente: El Autor.

En las fig. 26 y 27 se muestra una captura del resultado obtenido en la simulación, para el caso de las 14 barras tenemos 59 generaciones que realiza el algoritmo para llegar al resultado a diferencia del caso de 30 barras que es de 121, este último mucho más elevado que el caso 1.

```
struct with fields:

    problemtype: 'integerconstraints'
    rngstate: [1x1 struct]
    generations: 59
    funccount: 2401
    message: 'Optimization terminated: average
maxconstraint: 0
-----
Results
-----
The optimally placed PMU are as
PMU =
    2     6     9
```

Fig. 26. Resultado de la simulación IEEE - 14 sin nodos de inyección cero, caso 2.
Fuente: El Autor.

```
output =
struct with fields:

    problemtype: 'integerconstraints'
    rngstate: [1x1 struct]
    generations: 121
    funccount: 12201
    message: 'Optimization terminated: average
maxconstraint: 0
-----
Results
-----
The optimally placed PMU are as
PMU =
    1     7    10    12    18    24    30
```

Fig. 27. Resultado de la simulación IEEE - 30 sin nodos de inyección cero, caso 2.
Fuente: El Autor.

3.2. Validación técnica

La validación de los resultados obtenidos en la presente investigación se realiza mediante una comparación con otras investigaciones; de la bibliografía revisada y tomando en cuenta lo citado en la tabla 2, se concluye que varios autores validan sus propuestas con el sistema IEEE 14 barras como el caso de [35].

Dicho esto, a continuación, en las tablas 7 y 8 se toma en cuenta el caso de estudio 1 y 2 respectivamente, a su vez, se detalla los resultados obtenidos en la presente investigación con respecto a los resultados de otros autores.

Método	# de PMU	SORI
Método de esta investigación	4	19
Algoritmos Genéticos	4	19
Optimización por Enjambre de Partículas Binario	4	19
Programación Lineal Entera	4	19
Evolución diferencial	4	19
Búsqueda Evolutiva	4	19
Búsqueda por Algoritmo Binario	4	19

Tabla 7. Comparación con estudios previos en el caso de operación normal, IEEE-14 Barras.

Fuente: El Autor.

Método	# de PMU	SORI
Método de esta investigación	3	16
Algoritmos Genéticos	3	16
Optimización por Enjambre de Partículas Binario	3	16
Programación Lineal Entera	3	16
Búsqueda Evolutiva	3	16
Búsqueda por Algoritmo Binario	3	16

Tabla 8. Comparación con estudios previos tomando en cuenta los ZIN, IEEE-14 Barras.

Fuente: El Autor.

Por lo expuesto en las tablas anteriores se puede concluir que la técnica de optimización de esta investigación es aplicable a problemas de ubicación óptima de PMU, puesto que se evidencia que los resultados para todos los casos coinciden con los que el algoritmo de AG propuesto arroja.

3.3. Evaluación de resultados

Tomando en cuenta que los sistemas en análisis no poseen los datos necesarios como número de clientes, demanda, tasas de fallas y reparación, no es posible realizar un cálculo adecuado de energía no suministrada y su reducción con los efectos de la implementación de las PMU. Por ello, en esta investigación se ha tomado en cuenta de

que el precio de implementación es el mismo para cada PMU e igual a 1 en la técnica de optimización, tal y como se ha indicado anteriormente en el apartado 2.4.

En la tabla 9 se detalla la relación entre el número de PMU con respecto a la cantidad de barras o nodos del sistema para los dos casos estudiados anteriormente, que en realidad representa el ahorro potencial que una empresa de distribución, puede lograr implementando la metodología propuesta.

Sistema	Npmu/Nbarras (Op. normal)	Npmu/Nbarras (Con ZIN)
IEEE – 14 Barras	0,286	0,2308
IEEE – 30 Barras	0,333	0,23

Tabla 9. Resumen de Npmu/Nbarras para el caso 1 y 2.

Fuente: El Autor.

Es decir, para cada caso, cuando se toma en cuenta los ZIN se tiene un menor número de PMU mucho más bajo que en operación normal esto ayuda a reducir la inversión, de manera gráfica se puede apreciar en la fig. 28. Donde, en el caso dos tanto en el sistema de 14 y 30 barras tienen una aproximación a 0,23 lo que indica que para lograr una observabilidad completa con un mínimo de inversión considerando los Nodos de Inyección Cero la relación Npmu/Nbarras debe ser cercano a un 23%.

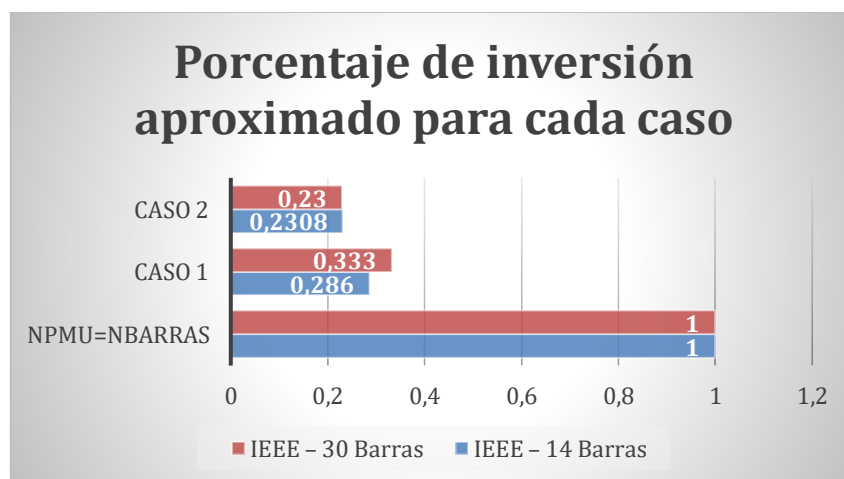


Fig. 28. Gráfica de Npmu/Nbarras para el caso 1 y 2.

Fuente: El Autor.

3.3.1. Análisis de pérdida de observabilidad

En la tabla 10 se detalla los resultados de las ubicaciones óptimas para la PMU en cada caso en los sistemas de 14 y 30 barras

Sistema	Op. normal	N° PMU
IEEE – 14 Barras	2, 6, 7, 9	4
IEEE – 30 Barras	1, 7, 10, 11, 12, 18, 24, 26, 27, 28	10

Tabla 10. Resumen de resultados para caso 1 y caso 2

Fuente: El Autor.

Para los sistemas de 14 y 30 barras se obtiene el 100% de observabilidad con la configuración que detalla la tabla anterior, sin embargo, en esta sección se analizará el efecto de pérdida de pmu en el sistema, este efecto puede presentarse en la vida real, ya sea por pérdida de la comunicación, pedida de los equipos de medición, etc.

Ahora bien, en la tabla 11 se describe las barras que son observables desde las ubicaciones optimas, y el porcentaje de observabilidad que se perdería con la salida se servicio en n-1 pmu de la columna 1.

Nodo con PMU	Op. normal	obsevabilidad
2	1, 2, 3, 4 y 5	0.211
6	5, 6, 11, 12, y 13	0.285
7	4, 7, 8 y 9	0.071
9	4, 7, 9, 10, y 14	0.142

Tabla 11. Porcentaje de pérdida de observabilidad de n-1 PMU, solución óptima.

Fuente: El Autor.

La pérdida de la PMU ubicada en la barra N° 6 resulta más representativa por lo que se estaría reduciendo la observabilidad del sistema a un 71,5 % quitando al operador la posibilidad de monitorear en tiempo real a la mayoría de las cargas del sistema, por otra parte, con la pérdida de las PMU ubicadas en las barras 2, 7 y 9 se tiene que la observabilidad se reduce en 21,1 %, 7, 1% y 14,2% respectivamente.

En la tabla 12 se muestra una solución de las múltiples soluciones que arroja el algoritmo genético, se encuentra que el sistema es 100% observable con las mismas 4 PMU similar a lo descrito en la solución óptima de la tabla 11, sin embargo, difiere la ubicación de una PMU en lugar de ser la barra 7, ahora en la barra 8, haciendo que el porcentaje de pérdida de observabilidad para la barra 9 incremente de 14,2% a 21,4%;

Nodo con PMU	Op. normal	obsevabilidad
2	1, 2, 3, 4 y 5	0.214
6	5, 6, 11, 12, y 13	0.285
8	8 y 7	0.071
9	4, 7, 9, 10, y 14	0.214

Tabla 12. Porcentaje de pérdida de observabilidad de n-1 PMU, soluciones múltiples.
Fuente: El Autor.

El SORI para el sistema de 14 barras 100% observable de la solución óptima de la tabla 11 se encuentra sumando las 14 barras más el número de veces que se repite cada medición, por ejemplo, barra 5, 7, 9 se repite 2 veces cada una y la barra 4 se repite 3 veces, entonces sumamos los 14 más 5 redundancias, dando un SORI total de 19. Esto ayuda a que el porcentaje de pérdida de observabilidad no sea grande cuando solamente una PMU sale de servicio.

Diferente de otra solución aleatoria que arroja el algoritmo genético como lo que se describe en la tabla 12; en este caso observamos que las PMU ubicadas en las barras 4, 5 y 7 se repiten dos veces dando un SORI de 14 barras observables más 3 redundancias igual a 17, es así que se selecciona la ubicación óptima tomando en cuenta que mientras mayor sea el SORI menor será el porcentaje de pérdida de observabilidad por n-1 PMU en el sistema; existen casos similares con otras soluciones como por ejemplo (2, 7, 11, 13) y (2, 8, 10, 13), en todos los casos el número de PMU es el mismo.

3.4. Conclusiones del III capítulo

- Para los casos de estudio se aprecia que los al tomar en cuenta los Nodos de Inyección Cero la cantidad de equipos se reduce de manera considerable a 3 y 7 con respecto a los casos en que no se considera los ZIN de 4 y 10 en los sistemas analizados, sin embargo, en distribución por sus características topológicas tienden a ser radiales en su mayoría, por lo tanto, es importante tomar en cuenta los ZIN en las derivaciones o ramificaciones del alimentador, siempre y cuando esta derivación sea trifásica, por el mismo hecho de costos de implementación de PMU.
- El algoritmo genético es una técnica robusta que permite resolver el problema de ubicación óptima de PMU dando soluciones adecuadas con generaciones que van de entre 50 a 60 para los casos de estudio propuestos, además es aplicable para cualquier sistema de distribución en vista de que permite agregar más restricciones como pérdida de pmu, pérdida de la comunicación de la pmu, pérdidas de líneas o tramos de red (contingencias), a diferencia de una programación lineal entera, que acuerdo con carios autores, se enfrasca su búsqueda en óptimos locales y no globales, lo que no permite ser usado con más restricciones, sin embargo esta última técnica evita las incertidumbres o soluciones varias que un algoritmo genético puede proporcionar.
- Los sistemas estándar IEEE 14 y 30 barras son útiles para comparar los resultados de la metodología propuesta con lo que publican otros investigadores, es decir, los resultados de esta investigación a comparación de otros investigadores son inmutables, lo cual indica que el algoritmo es eficiente y funciona, además usando el caso dos en los sistemas eléctricos de gran magnitud permitirá reducir la cantidad de equipos a instalar, en consecuencia, la inversión será menor; siendo este un punto de partida para que se implemente la metodología en sistemas de distribución del país.
- Considerando el supuesto de que una empresa de distribución requiere instalar PMU para tener un sistema completamente observable, opta por instalar los equipos en cada nodo del sistema, por ejemplo, en el caso IEEE 14 Barras se

instalarían 14 PMU, el costo de inversión sería de 14 unidades monetarias, sin embargo, tomando en cuenta la metodología propuesta, para operación normal ese número de PMU se reduce a 4, en consecuencia, con los Nodos de Inyección Cero se reduciría a solamente 3 PMU. Es decir, el costo de inversión por PMU para el segundo caso se reduciría de 14 a 3 que sería un ahorro aproximado del 79%, siendo este un porcentaje representativo para la empresa; de manera análoga de analiza para el caso de 30 barras.

CONCLUSIONES GENERALES

- De la revisión bibliográfica, se verifica que el uso de las PMU en los sistemas eléctricos sobre todo en distribución son diversos, las aplicaciones van desde la estimación de estado hasta el aprendizaje automático que permite predecir eventos en la red de distribución, la presente investigación lleva estrecha relación con la confiabilidad de sistemas de distribución, en vista de que su implementación a futuro permitirá identificar de manera eficiente y rápida una falla y su localización, esto reducirá los tiempos de indisponibilidad de la red, dando como resultado menos pérdidas por energía no suministrada, esto ayudará a recuperar con mayor rapidez la inversión que la empresa distribuidora realice.
- De los resultados obtenidos se verifica que el algoritmo genético genera incertidumbre o soluciones múltiples, pero lo que se debe tomar en cuenta es que la función objetivo de esta investigación es minimizar la cantidad de PMU, y para todas las probables soluciones se tiene el mismo número de equipos a instalar, y todos los resultados se generan de tal manera que con el mismo número de PMU todo el sistema será observable, además la solución adecuada resulta del conjunto de soluciones con un SORI más alto siendo 19 y 16 para el caso de 14 barras y de 30 y 25 para el caso de 30 barras en estado operativo normal y tomando en cuenta los nodos de inyección cero respectivamente para cada caso.
- Del conjunto de soluciones candidatas que arroja el algoritmo genético se selecciona la ubicación con mayor Índice de Redundancia del Sistema (SORI), esto significa que el grupo de asignación de PMU es el mejor y la solución más eficiente, en vista de que el sistema es 100% observable y desde estas ubicaciones óptimas se puede observar a la mayoría de nodos vecinos, es decir que, mientras mayor sea el SORI, menor será el porcentaje de pérdida de observabilidad por n-1 PMU en el sistema, es así que, solamente con el cambio de ubicación de una PMU este porcentaje incrementa representativamente de

14,2% a 21,4% comparando la solución óptima con otra solución del conjunto de soluciones; además, el resultado óptima permite reducir el número de PMU's al estar ubicados junto a los nodos de inyección cero.

RECOMENDACIONES

- El uso de sistemas estándar como los usados en esta investigación son útiles para evaluar los resultados de la metodología con respecto a otras investigaciones, sin embargo, es necesario que sea implementado en sistemas de distribución que tiene el país, en vista de que no se cuenta con estas tecnologías y que son relativamente nuevas, es importante considerar su aplicación en una segunda etapa del estudio.
- Con la implementación de PMU en los sistemas de distribución se abre un abanico de posibilidades en cuanto a las aplicaciones que se le puede dar a los datos extraídos, el retorno de la inversión será corto, debido a que en primera instancia se reduciría costos por energía no suministrada, en posteriores estudios, es recomendable utilizar la metodología propuesta en software de simulación que usa la mayoría de empresa del sector energético del país como DigSilent o Cyme, estos programas disponen de las bases de datos de los sistemas de distribución reales y brindan la facilidad de automatizar sus funciones con lenguajes de programación propios o gratuitos como Python, se podrá realizar análisis de confiabilidad, contingencias, enfoque de aprendizaje automático, etc.
- Las técnicas de optimización deben seleccionarse en función a la necesidad del investigador y las funciones objetivo que disponga, se debe tomar en cuenta por ejemplo que los algoritmos genéticos es una técnica robusta y genera óptimos globales, tiene incertidumbre, esto se podrá evitar usando otras técnicas como Programación Lineal Entera, siendo esta última la más común en usarse en estos casos.
- De los resultados obtenido se observa que la relación N_{pmu}/N_{barras} tiene una relación significativa entre el sistema de 14 y 30 barras considerando los ZIN de 0,23; para estudios posteriores se recomienda evaluar esta relación con otros sistemas con la finalidad de encontrar un patrón y establecer un índice que indique una proporción real de cuanto reduciría el costo de inversión de la

implementación PMU en los sistemas eléctricos, en lo posterior se podría considerar la posibilidad de regular la cantidad de PMU que debe tener una empresa distribuidora en función a sus nodos o barras que disponga, para que su sistema sea observable, esto con la finalidad de reducir tiempos de desconexión y ser el punto de partida aplicando algunas de las funcionalidades citadas en el apartado 1.2.3.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] W. Yuill, A. Edwards, S. Chowdhury y S. P. Chowdhury, «Optimal PMU placement: A comprehensive literature review,» *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2011.
- [2] . K. Sanjay , B. Tyagi, V. Kumar y S. Chohan, «Incremental PMU placement considering reliability of power system network using analytical hierarchical process,» *The Institution of Engineering and Technology*, vol. 12, nº 16, pp. 3900-3909, 2018.
- [3] G. Sivanagaraju, S. Chakrabarti y S. C. Srivastava, «Uncertainty in Transmission Line Parameters: Estimation and Impact on Line Current Differential Protection,» *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 63, nº 6, pp. 1493-1504, 2014.
- [4] M. S. Shahriar, I. O. Habiballah y H. Hussein, «Optimization of Phasor Measurement Unit (PMU) Placement in Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)-Based Power System for Better State-Estimation Performance,» *Energies*, vol. 11, nº 3, 2018.
- [5] I. Kolosok, E. Korkina y A. Tikhonov, «PMU Placement at a HVDC-Link in State Estimation of Electric Power System,» Sochi, Russia, 2021.
- [6] R. P. Haridas, «GPS Based Phasor Technology in Electrical Power System,» *International Journal of Electronics and Electrical Engineering*, vol. 3, nº 6, pp. 493-496, 2015.

- [7] P. Toman y A. Aljazaeri, «A Review of the Use of Phasor Measurement Units in Power System State Estimation,» *A Review of the Use of Phasor Measurement Units in Power System State Estimation*, pp. 16-, 2022.
- [8] S. Wang, R. Huang, K. Xinda , J. Zhao, R. Fan, H. Wang, Z. Huang, A. Sathanur y D. Vrabie, «Risk-oriented PMU placement approach in electric power systems,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, n° 2, pp. 301-307, 2019.
- [9] F. J. Marín, F. García-Lagos, G. Joya y F. Sandoval, «Genetic algorithms for optimal placement of phasor measurement units in electrical networks,» *Electronics Letters*, vol. 39, n° 19, pp. 1403-1405, 2003.
- [10] T. L. Baldwin, L. Mili, M. B. Boisen y R. Adapa, «Power system observability with minimal phasor measurement placement,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. XII, n° 2, pp. 707-715, 1993.
- [11] J. Peng, Y. Sun y H. F. Wang, «Optimal PMU placement for full network observability using Tabu search algorithm,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, n° IV, pp. 223-231, 2006.
- [12] M. Hajian, A. M. Ranjbar, T. Amraee y A. R. Shir, «Optimal Placement of Phasor Measurement Units: Particle Swarm Optimization Approach,» *2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, pp. 1-6, 2007.
- [13] B. Xu y A. Abur, «Observability analysis and measurement placement for systems with PMUs,» *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004*, vol. II, pp. 943-946, 2004.
- [14] B. Gou, «Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. XIII, n° 3, pp. 1525-1526, 2008.

- [15] B. Gou, «Generalized Integer Linear Programming Formulation for Optimal PMU Placement,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. XII, n° 3, pp. 1099-1104, 2008.
- [16] S. Chakrabarti, E. Kyriakides y D. G. Eliades, «Placement of Synchronized Measurements for Power System Observability,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. XIV, n° 1, pp. 12-19, 2009.
- [17] C. Mauryan y V. Ramkumar, «PHASOR MEASUREMENT UNITS IN POWER SYSTEM NETWORKS - A REVIEW,» *IJAICT*, vol. I, n° 1, pp. 120-125, 2014.
- [18] R. ANDREONI, D. MACII, M. BRUNELLI y D. PETRI, «Tri-Objective Optimal PMU Placement Including Accurate State Estimation: The Case of Distribution Systems,» *IEEE Access*, vol. 9, pp. 62102-62117, 2021.
- [19] K. S. Sajan y B. Tyagi, «Optimal placement of PMU with optimal branch current phasors for complete and incomplete observability,» *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2011.
- [20] E. Castillo, A. J. Gonejo y P. Pedrega, *Building and Solving Mathematical Programming Models in Engineering and Science*, John Wiley & Sons, Inc., 2001.
- [21] N. P. Theodorakatos, «Optimal Phasor Measurement Unit Placement for Numerical Observability Using A Two-Phase Branch-and-Bound Algorithm,» *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. IXX, n° 3, 2018.
- [22] Q. Li, T. Cui, Y. Weng, R. Negi, F. Franchetti y M. D. Ilic, «An Information-Theoretic Approach to PMU Placement in Electric Power Systems,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. IV, n° 1, pp. 446-456, 2013.

- [23] P. K. Ghosh, S. Chatterjee y K. Biman, «Optimal PMU placement solution: graph theory and MCDM-based approach,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. XI, n° 13, pp. 3371-3380, 2017.
- [24] H. R. Nadia y Z. Ahmed, «Optimal PMU placement using topology transformation method in power systems,» *Journal of Advanced Research*, vol. VII, n° 5, pp. 625-634, 2016.
- [25] M. Korkali y A. Abur, «Placement of PMUs with channel limits,» *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-4, 2009.
- [26] C. Peng, H. Sun y J. Guo, «Multi-objective optimal PMU placement using a non-dominated sorting differential evolution algorithm,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. XXXII, n° 8, pp. 886-892, 2010.
- [27] N. C. Koutsoukis, N. M. Manousakis, P. S. Georgilakis y G. N. Korres, «Numerical observability method for optimal phasor measurement units placement using recursive Tabu search method,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. VII, n° 4, pp. 347-356, 2013.
- [28] A. Ahmadi, Y. Alinejad-Beromi y M. Moradi, «Optimal PMU placement for power system observability using binary particle swarm optimization and considering measurement redundancy,» *Expert Systems with Applications*, vol. XXXVII, n° 6, pp. 7263-7269, 2011.
- [29] N. P. Theodorakatos, N. M. Manousakis y G. N. Korres, «Optimal placement of PMUS in power systems using binary integer programming and genetic algorithm,» *MedPower*, pp. 1-6, 2014.
- [30] Y. Zhao, P. Yuan, Q. Ai y T. Lv, «Optimal PMU placement considering topology constraints,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. LXXIII, pp. 240-248, 2015.

- [31] R. Babu y B. Bhattacharyya, «Phasor measurement unit allocation with different soft computing technique in connected power network,» *Michael Faraday IET International Summit 2015*, pp. 631-637, 2015.
- [32] D. Dua, S. Damhare, R. K. Gajbhiye y S. A. Soman, «Optimal Multistage Scheduling of PMU Placement: An ILP Approach,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. XII, nº 4, pp. 1812-1820, 2008.
- [33] D. F. Carrion Galarza, «Ubicación Óptima de Pmu Considerando Restricciones de Contingencias N-1 en Sistemas Eléctricos de Potencia,» *Enfoque Ute*, vol. X, nº 1, pp. 1-12, 2019.
- [34] ELSEPEC, [En línea]. Available: <https://www.elspec-ltd.com/pmu/?lang=es>. [Último acceso: 6 Septiembre 2022].
- [35] A. Abdulkareem, D. Ogbe y T. Somefun, «Review of Different Methods for Optimal Placement of Phasor Measurement Unit on the Power System Network,» *Advances in Science, Technology and Engineering Systems*, vol. V, nº 6, pp. 1071-1081, 2020.
- [36] A. Jain y S. Bhullar , «Micro-phasor Measurement Units (μ PMUs) and Its Applications in Smart Distribution Systems,» *ISGW 2017: Compendium of Technical Papers. Lecture Notes in Electrical Engineering*, vol. CDLXXXVII, pp. 81-92, 2018.
- [37] R. H. Shewale, k. K. Bala , U. P. Balaraju, S. K. Bhil y P. D. More, «OPTIMAL PLACEMENT OF PHASOR MEASUREMENT UNIT FOR POWER SYSTEM OBSERVABILITY BY HEURISTIC SEARCH METHOD,» *International Journal of Advanced Technology & Engineering Research (IJATER)*, vol. II, nº 2, pp. 128-133, Mayo 2012.

- [38] M. Nazari-Heris y B. Mohammadi-Ivatloo, «Application of heuristic algorithms to optimal PMU placement in electric power systems: An updated review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. L, pp. 214-228, 2015.
- [39] X. Liu y N.-K. C. Nair, «Review on D-PMU based applications for active electricity distribution system,» *2020 IEEE International Conference on Power Systems Technology (POWERCON)*, pp. 1-6, 2020.
- [40] M. Gholami, A. Abbaspour, M. Moeini-Aghtaie, M. Fotuhi-Firuzabad y M. Lehtonen, «Detecting the Location of Short-Circuit Faults in Active Distribution Network Using PMU-Based State Estimation,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. XI, n° 2, pp. 1396-1406, 2020.
- [41] A. Khaleghi, M. O. Sadegh y M. G. Ahsae, «Permanent Fault Location in Distribution System Using Phasor Measurement Units (PMU) in Phase Domain,» *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. VII, n° 5, pp. 2709-2720, 2018.
- [42] M. A. Mohamed, A. . S. Al-Sumaiti, M. Krid, E. M. Awwad y A. Kavousi-Fard, «A Reliability-Oriented Fuzzy Stochastic Framework in Automated Distribution Grids to Allocate μ -PMUs,» *IEEE Access*, vol. VII, pp. 33393-33404, 2019.
- [43] G. Cavraro y R. Arghandeh, «Power Distribution Network Topology Detection With Time-Series Signature Verification Method,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. XXXIII, n° 4, pp. 3500-3509, 2018.
- [44] A. A. Eladl, A. N. Sheta, M. A. Saeed, M. A. Abido y M. A. Hassan, «Optimal allocation of phasor measurement units in distribution power systems,» *Alexandria Engineering Journal*, vol. LXI, n° 10, pp. 8039-8049, 2022.

- [45] Z. Moravej, V. Behravesht y S. Bagheri, «Optimal PMU Placement for Power System Using Binary Cuckoo Search Algorithm,» *Int. Acad. J. Innovat.*, vol. II, pp. 8-9, 2015.
- [46] F. Aminifar, C. Lucas, A. Khodaei y M. Fotuhi-Firuzabad, «Optimal Placement of Phasor Measurement Units Using Immunity Genetic Algorithm,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. XXIV, n° 3, pp. 1014-1020, 2009.
- [47] B. Wang, D. Liu y X. Li, «An Improved Ant Colony System in Optimizing Power System PMU Placement Problem,» *2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, pp. 1-3, 2009.
- [48] M. A. Abdullah Sufyan, M. Zuhaib y M. Rihan, «Optimal PMU Placement for Smart Grid: A Technical Case Study,» *2020 IEEE 17th India Council International Conference (INDICON)*, pp. 1-7, 2020.
- [49] H. Su, C. Wang, P. Li, Z. Liu, L. Yu y J. Wu, «Optimal placement of phasor measurement unit in distribution networks considering the changes in topology,» *Applied Energy*, vol. CCL, pp. 313-322, 15 Septiembre 2019.
- [50] H. A. Abdelsalam, A. Y. Abdelaziz y V. Mukherjee, «Optimal PMU placement in a distribution network considering network reconfiguration,» *2014 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies [ICCPCT-2014]*, pp. 191-196, 2014.
- [51] H. A. Abdelsalam, A. Y. Abdelaziz, R. A. Osama y R. H. Salem, «Impact of distribution system reconfiguration on optimal placement of phasor measurement units,» *2014 Clemson University Power Systems Conference*, pp. 1-6, 2014.
- [52] R. S. Biswas, B. Azimian y A. Pal, «A Micro-PMU Placement Scheme for Distribution Systems Considering Practical Constraints,» *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5, 2020.

- [53] S. Chauhan y R. Dahiya, «Optimal Placement of μ PMUs in Distribution System Integrated with Distributed Energy Resources,» *2020 IEEE 9th Power India International Conference (PIICON)*, pp. 1-5, 2020.
- [54] E. Jamil, M. Rihan y M. A. Anees, «Towards optimal placement of phasor measurement units for smart distribution systems,» *2014 6th IEEE Power India International Conference (PIICON)*, pp. 1-6, 2014.
- [55] A. Tahabilder, P. K. Ghosh, S. Chatterjee y N. Rahman, «Distribution system monitoring by using micro-PMU in graph-theoretic way,» *2017 4th International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE)*, pp. 159-163.
- [56] X. Chen, T. Chen, K. J. Tseng, Y. Sun y G. Amaratunga, «Hybrid approach based on global search algorithm for optimal placement of μ PMU in distribution networks,» *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, pp. 559-563, 2016.
- [57] S. A. Taher, H. Mahmoodi y H. Aghaamouei, «Optimal PMU location in power systems using MICA,» *Alexandria Engineering Journal*, vol. LV, n° 1, pp. 399-406, 2016.
- [58] M. Hajian, A. M. Ranjbar, T. Amraee y B. Mozafari, «Optimal placement of PMUs to maintain network observability using a modified BPSO algorithm,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. XXXIII, n° 1, pp. 28-34, 2011.
- [59] A. Almunif y L. Fan, «Optimal PMU placement for modeling power grid observability with mathematical programming methods,» *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. XXX, n° 2, 2019.

- [60] C. Lu, Z. Wang, M. Ma, R. Shen y Y. Yu, «An Optimal PMU Placement With Reliable Zero Injection Observation,» *IEEE Access*, vol. VI, pp. 54417-54426, 2018.
- [61] T. K. Maji y P. Acharjee, «Multiple Solutions of Optimal PMU Placement Using Exponential Binary PSO Algorithm for Smart Grid Applications,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. LIII, n° 3, pp. 2550 - 2559, 2017.
- [62] V. Basetti y A. K. Chandel, «Optimal PMU placement for power system observability using Taguchi binary bat algorithm,» *Measurement*, vol. XCV, pp. 8-20, 2017.
- [63] V.-k. Tran y H.-s. Zhang , «Optimal PMU Placement Using Modified Greedy Algorithm,» *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. XXIX, pp. 99-109, 2018.
- [64] J. Yang, W. Wu, W. Zheng y Y. Ju, «A sparse recovery model with fast decoupled solution for distribution state estimation and its performance analysis,» *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. VII, n° 6, pp. 1411-1421, 2019.

ANEXOS

En esta sección se detalla el código realizado en Matlab para los casos el sistema de 14 barras.

Caso 1.

Función que emite resultados nombre (Main_run)

```
clear all
close all;clc;format compact;
global A
global SORI
global PMU_list

fun = @PMU_placement; %function that calculates ASC
nvar = 4; % A 4-D problem
lb = [1 1 1 1]; % lower Bounds selected buses
ub = [14 14 14 14];% upper bounds for selected bus

% the constraints are declared inside the pmu_placement
function.
opts = optimoptions('ga','PlotFcn',@gaplotbestf);
%rng(1,'twister') % for reproducibility
IntCon = [1,2,3,4];
[x,fval,exitflag,output] =
ga(fun,nvar,[],[],[],[],lb,ub,[],IntCon,opts)

%[x,fval,eflag,output] = ga(fun,2,A,b,Aeq,beq,lb,ub)% standard
method to call GA toolbox for optimization for more help type
disp("-----")
disp("          Results")
disp("-----")

disp("The optimally placed PMU are as")
disp("  PMU =")
disp(sort(PMU_list))
disp("  SORI =")
disp(SORI)
```

Función que encuentra que genera las funciones objetivo

```
function [fitness]=PMU_placement(x)

x;
```



```
global PMU_list;
global SORI
PMU_list=[];
```

```
%      | From | To   | R     | X     | B/2   |
X'mer |      |      | pu    | pu    | pu    | TAP
%      | Bus  | Bus  |      |      |      |
(a) |
line_data = [1      2      0.01938  0.05917  0.0264
1
              1      5      0.05403  0.22304  0.0246
1
              2      3      0.04699  0.19797  0.0219
1
              2      4      0.05811  0.17632  0.0170
1
              2      5      0.05695  0.17388  0.0173
1
              3      4      0.06701  0.17103  0.0064
1
              4      5      0.01335  0.04211  0.0
1
              4      7      0.0      0.20912  0.0
0.978
              4      9      0.0      0.55618  0.0
0.969
              5      6      0.0      0.25202  0.0
0.932
              6      11     0.09498  0.19890  0.0
1
              6      12     0.12291  0.25581  0.0
1
              6      13     0.06615  0.13027  0.0
1
              7      8      0.0      0.17615  0.0
1
              7      9      0.0      0.11001  0.0
1
              9      10     0.03181  0.08450  0.0
1
              9      14     0.12711  0.27038  0.0
1
              10     11     0.08205  0.19207  0.0
1
              12     13     0.22092  0.19988  0.0
1
              13     14     0.17093  0.34802  0.0
1 ];
```

```

From =line_data(:,1);           % From bus no...
To   =line_data(:,2);           % To bus no...
global A;
total_b=14;
%% formation of incidence matrix
for i=1:total_b
    for j=1:total_b
        if(check_connection(i,j,line_data))
            A(i,j)=1;
        else
            A(i,j)=0;
        end
    end
end

A;
%%
% Step 2 to find radial buses.
radial_buses=R_Buses(line_data);
% Step 3 Removal of zero injection from BCRB

% Step 4 Find indirect observable buses.

%% Step 5 Find obserability index of each buses (OIB).

    for z=1:total_b
        OIB_all(z)=OIB(A,z);
    end

% case 6
%% step6 Set of sorted OIB
disp(OIB_all)
OIB_=19
[sorted_OIB_all,index] = sorting(OIB_all);

%% step7
% PMU placement from buses selected by GA

    for n=1:length(x)
        PMU_list(n)=index(x(n));
    end

p=1;
for m=1:length(PMU_list)
    length(PMU_list);
    while (p<=length(PMU_list))
        length(PMU_list);
        if(PMU_list(m)==PMU_list(p) && m~=p)

```



```

        PMU_list(p)=[];

        end
        p=p+1;
    end

end

    PMU_list;

if length(sorted_OIB_all)>0
    % goto step 8
end

% step 9
% find observable buses
buses_observed=observable_buses(A,PMU_list);

fitness=length(PMU_list);
%step 10
PMU_listP=PMU_list;
if sum(buses_observed)>=total_b % checkin the obserability
    % all buses are obserable >> go with it, it is ok
else
    fitness=20; % system is not obserable
    SORI=OIB_
end

%disp(fitness);
    assignin('base','PMU_listP',PMU_listP);

end

```

Verifica las conexiones entre los nodos o barras

```

function Output=check_connection(m,n,line_data)
From =line_data(:,1);      % From bus no...
To   =line_data(:,2);      % To bus no...

for i=1:length(To)
    if ((From(i)==m && To(i)==n) || (From(i)==n && To(i)==m))
        Output=1;
        break;
    else

```

```

Output=0;
end

end
end

```

Se identifica los nodos radiales

```

function radial_buses = R_Buses(line_data)
From = line_data(:,1);           % From bus no...
To   = line_data(:,2);           % To bus no...

Out=[];
radial_buses=[]; % initial radial buses.
% identifying the radial buses.
for i=1:length(To)
    Out(i)=0;
    for j=1:length(To)
        if((From(j)==i || To(j)==i))
            Out(i)=Out(i)+1;
        end
    end
    if(Out(i)==1)
        radial_buses=[radial_buses,i];
    end
end

end
end

```

Calculando los índices de observabilidad

```

function index = OIB(A,bus)
From =A(:,1);           % From bus no...
To   =A(:,2);           % To bus no...
index=0;

for i=1:length(From)
    if(is_connected(bus,i,A))
        index=index+1;
    end
end

end
end

```


Caso 2

Similar al caso anterior se utiliza una función de nombre `Main_run` para emitir los resultados con la función `optimoptions` de matlab

```
clear
close all;clc;format compact;
global A
global SORI
global PMU_list

fun = @PMU_placement; %function that calculates ASC
nvar = 4; % A 4-D problem
lb = [1 1 1 1]; % lower Bounds selected buses
ub = [14 14 14 14];% upper bounds for selected bus

% the constraints are declared inside the pmu_placement
function.
opts = optimoptions('ga','PlotFcn',@gaplotbestf);
rng(1,'twister') % for reproducibility
IntCon = [1,2,3,4];
[x,fval,exitflag,output] =
ga(fun,nvar,[],[],[],[],lb,ub,[],IntCon,opts)

%[x,fval,eflag,output] = ga(fun,2,A,b,Aeq,beq,lb,ub)% standard
method to call GA toolbox for optimization for more help type
disp("-----")
disp("           Results")
disp("-----")

disp("The optimally placed PMU are as")
disp("  PMU =")
disp(sort(PMU_listP))
disp("  SORI =")
disp(SORI)
```

Función que encuentra que genera las funciones objetivo

```
function [fitness]=PMU_placement(x)

x;
global PMU_list;
global SORI
PMU_list=[];
```



```

%
X'mer | | From | To | R | X | B/2 |
% | | Bus | Bus | pu | pu | pu | TAP
(a) |
line_data = [1 2 0.01938 0.05917 0.0264
1
1 1 5 0.05403 0.22304 0.0246
1
1 2 3 0.04699 0.19797 0.0219
1
1 2 4 0.05811 0.17632 0.0170
1
1 2 5 0.05695 0.17388 0.0173
1
1 3 4 0.06701 0.17103 0.0064
1
1 4 5 0.01335 0.04211 0.0
1
0.978 4 7 0.0 0.20912 0.0
0.969 4 9 0.0 0.55618 0.0
0.932 5 6 0.0 0.25202 0.0
1
1 6 11 0.09498 0.19890 0.0
1
1 6 12 0.12291 0.25581 0.0
1
1 6 13 0.06615 0.13027 0.0
1
1 7 8 0.0 0.17615 0.0
1
1 7 9 0.0 0.11001 0.0
1
1 9 10 0.03181 0.08450 0.0
1
1 9 14 0.12711 0.27038 0.0
1
1 10 11 0.08205 0.19207 0.0
1
1 12 13 0.22092 0.19988 0.0
1
1 13 14 0.17093 0.34802 0.0
1 ];

```

```

From =line_data(:,1); % From bus no...
To =line_data(:,2); % To bus no...
global A;

```

```
total_b=14;
%% formation of incidence matrix
for i=1:total_b
    for j=1:total_b
        if(check_connection(i,j,line_data))%||i==j)
            A(i,j)=1;
        else
            A(i,j)=0;
        end
    end
end

%%
% Step 2 to find radial buses.
radial_buses=R_Buses(line_data)
% Step 3 Removal of zero injection from BCRB

% Step 4 Find indirect obserable buses.

%% Step 5 Find obserability index of each buses (OIB).

    for z=1:total_b
        OIB_all(z)=OIB(A,z);
    end

% case 6
%% step6 Set of sorted OIB

[sorted_OIB_all,index] = sorting(OIB_all)

%% step7
% PMU placement from buses selected by GA

    ZIB_added=0;
    for n=1:length(x)
        PMU_list(n)=index(x(n));
        if is_connected(index(x(n)),7,A) % checking if any
bus connected to ZIB
            ZIB_added=1;
        end
    end

    p=1;
    for m=1:length(PMU_list)
        length(PMU_list)
        while (p<=length(PMU_list))
            length(PMU_list)
            if(PMU_list(m)==PMU_list(p) && m~=p)
                PMU_list(p)=[];
            end
        end
    end
end
```

```

        end
        p=p+1;
    end

    end

    PMU_listP=PMU_list
    if (ZIB_added) % by adding ZIB it effectively
reduce PMUs
    PMU_list=[PMU_list,7];
    end

    PMU_list

if length(sorted_OIB_all)>0
    % goto step 9
end

% step 9
% find obserable buses
buses_observed=observable_buses(A,PMU_list)

% calculating the fitness considering ZIB
if ZIB_added
    fitness=length(PMU_list)-1;
else
    fitness=length(PMU_list);
end
%step 10
if sum(buses_observed)>=total_b % checkin the obserability

else
    fitness=20;

end

disp(fitness)
assignin('base','PMU_listP',PMU_listP);

end

```

Verifica las conexiones entre los nodos o barras

```

function Output=check_connection(m,n,line_data)
From =line_data(:,1); % From bus no...

```

```
To =line_data(:,2);           % To bus no...

for i=1:length(To)
    if((From(i)==m && To(i)==n) || (From(i)==n && To(i)==m))
        Output=1;
        break;
    else
        Output=0;
    end
end

end
end
```

Se identifica los nodos radiales

```
unction radial_buses = R_Buses(line_data)
From = line_data(:,1);       % From bus no...
To   = line_data(:,2);       % To bus no...

Out=[];
radial_buses=[]; % initial radial buses.
% identifying the radial buses.
for i=1:length(To)
    Out(i)=0;
    for j=1:length(To)
        if((From(j)==i || To(j)==i))
            Out(i)=Out(i)+1;
        end
    end
    if(Out(i)==1)
        radial_buses=[radial_buses,i];
    end
end

end
end
```

Calculando los índices de observabilidad

```
function index = OIB(A,bus)
From =A(:,1);           % From bus no...
To   =A(:,2);           % To bus no...
index=0;

for i=1:length(From)
    if(is_connected(bus,i,A))
        index=index+1;
    end
end
```