



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE MEDICIÓN
SINCROFASORIALES PMU's PARA MEJORAR LA
OBSERVABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

DAVID JAVIER JIMÉNEZ ANALUIZA

davidjimenez1410@hotmail.com

DIRECTOR: ING. WALTER ALBERTO VARGAS CONTRERAS

walter.vargas@celec.gob.ec

CODIRECTOR: DR. CARLOS FABIÁN GALLARDO QUINGATUÑA

carlos.gallardo@epn.edu.ec

Quito, diciembre de 2015

DECLARACIÓN

Yo, David Javier Jiménez Analuiza, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

David Javier Jiménez Analuiza

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por David Javier Jiménez Analuiza, bajo nuestra supervisión.

Ing. Walter Alberto Vargas Contreras

Dr. Carlos Fabián Gallardo Quingatuña

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi madre por haberme inculcado buenos valores a lo largo de mi vida, por cuidarme incluso en momentos difíciles y darme el ejemplo de luchar por lo que más deseamos.

Agradezco a mi familia que me supo ayudar en cada etapa de mi vida, brindándome apoyo, a mi hermana Juanita que es una inspiración más para cumplir mi meta, a mis tíos Ángel y Carlos que fueron un gran apoyo hacia mi madre para que cuide de mí y mi hermana, a mis tíos Lupe y Kelvin por el apoyo que me supieron brindar en mi juventud, a mi abuelito Segundo, a mama Yola.

A mi abuelo René que fue el que me impulso con su ayuda para poder cumplir mi sueño de estudiar esta linda carrera, a mi tío Iván como una figura paternal que con sus consejos y ayuda en mi vida universitaria fue uno de los pilares para poder lograr esto que estoy consiguiendo.

A mi segunda madre Rosario, hermano Luis y a Efraín, que fueron una segunda familia inculcándome buenos valores y cuidando de mí.

A Yessenia Bastidas y a su familia por brindarme un apoyo cuando lo necesité.

A mis compañeros y amigos de mi carrera, Daniel, Santiago, Andrés, Francisco por su ayuda tanto en la universidad como en la vida diaria.

Gracias al Ingeniero Walter Vargas por ser mi director y por la ayuda brindada para realizar este proyecto.

DEDICATORIA

Este logro va dedicado para el ser más lindo que puede existir en la vida, mi madrecita Amparo de las Mercedes Analuiza, que con su lucha diaria logró que llegue a cumplir una de mis metas más importantes, siendo un ejemplo a seguir, transfiriéndome el hecho de nunca rendirse por más que las cosas se pongan difíciles. Antes cuidaste de mí, ahora cuidaré de ti.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA	IV
CONTENIDO	V
RESUMEN	VIII
PRESENTACIÓN	IX
CAPÍTULO 1	1
1. MARCO TEÓRICO	1
1.1 UNIDADES DE MEDICIÓN SINCROFASORIALES PMU's	1
1.2 RESEÑA HISTÓRICA DE LOS MEDIDORES SINCROFASORIALES	1
1.2.1 SITUACIÓN ACTUAL EN EL ECUADOR	2
1.3 SISTEMA DE MEDICIÓN FASORIAL	5
1.4 ESTRUCTURA DE UNA PMU.....	7
1.4.1 ELEMENTOS DE UNA PMU	7
1.4.2 CONCENTRADOR DE DATOS PDC.....	8
1.5 OBSERVABILIDAD	10
1.5.1 PRIMERA REGLA DE OBSERVABILIDAD	11
1.5.2 SEGUNDA REGLA DE OBSERVABILIDAD	12
1.5.3 TERCERA REGLA DE OBSERVABILIDAD.....	13
1.6 APLICACIONES DE LAS PMU's	14
CAPÍTULO 2	17
2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE UBICACIÓN ÓPTIMA DE PMU'S	17
2.1 FORMULACIÓN SIN MEDIDAS CONVENCIONALES.....	18

2.1.1	CASO DE ESTUDIO	19
2.2	FORMULACIÓN CON MEDIDAS CONVENCIONALES.....	21
2.2.1	MATRIZ GANANCIA G Y SU DESCOMPOSICIÓN	22
2.2.2	CASO DE ESTUDIO	24
2.3	FORMULACIÓN CON MEDIDAS DE INYECCIÓN	28
2.3.1	CASO DE ESTUDIO	29
CAPÍTULO 3		31
3. ALGORITMO HEURÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN		31
3.1	DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO HEURÍSTICO BPSO	31
3.2	APLICACIÓN DEL ALGORITMO HEURÍSTICO BPSO AL PROBLEMA DE UBICACIÓN OPTIMA DE PMU'S.....	35
CAPÍTULO 4		36
4. DESARROLLO DEL SOFTWARE		36
4.1	DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA EMPLEANDO EL ALGORITMO HEURÍSTICO BPSO DESARROLLADO	36
4.1.1	DIAGRAMA DE FLUJO DEL ALGORITMO HEURÍSTICO BPSO	38
4.2	DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA EMPLEANDO LA FUNCIÓN DE OPTIMIZACIÓN BINARIA DE MATLAB	40
CAPÍTULO 5		42
5. SIMULACIÓN CON SISTEMAS DE PRUEBA DE LA IEEE		42
5.1	SISTEMA DE 14 BARRAS	42
5.1.1	CASO 1: SIN MEDIDAS CONVENCIONALES	43
5.1.1.1	Considerando la Pérdida de una PMU.....	44
5.1.2	CASO 2: CON MEDIDAS CONVENCIONALES	44
5.1.2.1	Considerando la Pérdida de una PMU.....	45
5.1.3	CASO 3: CON MEDIDAS DE INYECCIÓN	45
5.1.3.1	Considerando la Pérdida de una PMU.....	46
5.2	SISTEMA DE 30 BARRAS	46
5.2.1	CASO 1: SIN MEDIDAS CONVENCIONALES	47
5.2.1.1	Considerando la Pérdida de una PMU.....	48
5.2.2	CASO 2: CON MEDIDAS DE INYECCIÓN.....	48

5.2.2.1	Considerando la Pérdida de una PMU.....	49
5.3	SISTEMA DE 57 BARRAS	49
5.3.1	CASO 1: SIN MEDIDAS CONVENCIONALES	50
5.3.1.1	Considerando la Pérdida de una PMU.....	51
5.3.2	CASO 2: CON MEDIDAS DE INYECCIÓN.....	52
5.3.2.1	Considerando la Pérdida de una PMU.....	53
5.4	SISTEMA DE 118 BARRAS	53
5.4.1	CASO 1: SIN MEDIDAS CONVENCIONALES	54
5.4.1.1	Considerando la Pérdida de una PMU.....	55
5.4.2	CASO 2: CON MEDIDAS CONVENCIONALES	56
5.4.2.1	Considerando la Pérdida de una PMU.....	57
5.4.3	CASO 3: CON MEDIDAS DE INYECCIÓN.....	57
5.4.3.1	Considerando la Pérdida de una PMU.....	58
5.5	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	59
5.5.1	CASO 1: SIN MEDIDAS CONVENCIONALES	61
CAPÍTULO 6	62
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	62
6.1	CONCLUSIONES.....	62
6.2	RECOMENDACIONES.....	64
REFERENCIAS	65
ANEXOS	71
ANEXO A:	BASE DE DATOS SISTEMA 14 BARRAS IEEE	71
ANEXO B:	BASE DE DATOS SISTEMA 30 BARRAS IEEE	73
ANEXO C:	BASE DE DATOS SISTEMA 57 BARRAS IEEE	76
ANEXO D:	BASE DE DATOS SISTEMA 118 BARRAS IEEE	81
ANEXO E:	BASE DE DATOS SNI ECUATORIANO	94
ANEXO F:	CODIFICACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL.....	119
ANEXO G:	ENTORNO MATLAB.....	124
ANEXO H:	CÓDIGO FUENTE DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	130

RESUMEN

El constante crecimiento de la demanda conlleva a que los sistemas eléctricos de potencia sean más robustos y confiables, la aparición de las unidades de medición sincrofasoriales (PMU's), han ayudado para que esto sea posible. En el presente trabajo se analizará la ubicación óptima de las unidades de medición sincrofasoriales en los sistemas eléctricos de potencia considerando la existencia de medidas convencionales o solamente el uso de PMU's con el objetivo de hacerlos completamente observables. Las PMU's tienen aplicaciones en la estimación de estado en condiciones normales de operación, y detección de fallas, medición y control en condiciones anormales, en el trabajo se analizará específicamente para condiciones normales de operación. Los sistemas IEEE 14, 30, 57, 118 y el SNI (Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano) serán probados en la realización de este trabajo. Para plantear el problema de la ubicación óptima se procedió a analizar los datos disponibles de los sistemas, como son sus topologías, mediciones convencionales, así como el número y ubicación de las barras de inyección cero. Dos métodos de optimización serán utilizados para la solución del problema, en primera instancia la función propia del programador matemático MatLab llamada bintprog, y en segunda el algoritmo heurístico de optimización binaria por enjambre de partículas (BPSO) desarrollado en este trabajo. Los diferentes casos planteados son: la ubicación de PMU's tomando en cuenta solo las unidades de medición sincrofasoriales, las mediciones convencionales con la metodología de la fusión de islas observables y considerando las barras de inyección cero con la metodología de transformación topológica.

PRESENTACIÓN

Los centros de control y operación de los sistemas eléctricos de potencia son los encargados de que éstos sean más confiables y seguros en cualquier instante de tiempo para brindar un servicio de calidad al usuario. Estos centros son los encargados de recibir información de datos y sistemas de comunicación denominados sistemas de control y adquisición de datos (SCADA).

La información suministrada por los sistemas de comunicación llega a los centros de control, donde se opera y controla los sistemas eléctricos de potencia, información la cual es procesada por diferentes métodos matemáticos que simulan un estado de operación de los sistemas en tiempo real. Las medidas comúnmente utilizadas son magnitudes de voltajes, corrientes, inyecciones y flujos de potencia activa y reactiva.

Las medidas suministradas por los sistemas de información y comunicación de datos son ingresadas a una herramienta computacional, la cual se encarga de verificar y obtener los valores más cercanos al estado real de los sistemas eléctricos de potencia, herramienta llamado estimador de estado.

La etapa de mayor importancia para la solución del estimador de estado es determinar si el número de medidores ubicados en los sistemas eléctricos de potencia, es suficiente para estimar el estado de operación de los sistemas, etapa denominada estudio de observabilidad.

La utilización de unidades de medición sincrofasorial tiene un costo de inversión, es por este motivo que debemos obtener el mínimo de PMU's a ser instalados para mejorar la observabilidad de los sistemas. Para determinar los puntos óptimos de ubicación es necesario mejorar la investigación de métodos matemáticos y computacionales, por ese motivo se recurre a los algoritmos heurísticos.

La principal ventaja de la ubicación de PMU's es otorgar a los sistemas de control valores de voltaje y corriente tanto en magnitud como en ángulo. Muchas de las decisiones operativas de los sistemas vienen reflejadas por mediciones de voltaje y corriente, motivo por el cual deben ser precisas y fiables para obtener una mejor estimación de estado de los sistemas. Las PMU's son consideradas como una herramienta de medición prometedora para sistemas eléctricos de potencia. Suministran voltajes de secuencia positiva y medidas de corriente sincronizadas con una precisión de microsegundos gracias a la disponibilidad del Sistema de Posicionamiento Global (GPS), y los algoritmos de procesamiento de datos de la muestra. Aparte de la voltaje de secuencia positiva y mediciones de corriente, estos sistemas son capaces de cuantificar tanto la frecuencia local y de la velocidad de cambio de frecuencia. Además se pueden modificar según el usuario para obtener las cantidades de secuencia negativa, armónicos, así como los voltajes de fase y las corrientes individuales.

En este trabajo se plantea el problema de optimización en el cual se considera dónde y cuántas unidades de medición sincrofasoriales se necesitan, con el objetivo de minimizar costos de inversión aumentando la redundancia de la información, mejorando la observabilidad y robustez de los sistemas eléctricos de potencia. En el problema se considera que los costos de instalación de los PMU's en las barras de los sistemas eléctricos de potencia son los mismos.

Utilizando el paquete computacional MatLab y sus herramientas básicas, se resolverá el problema de minimización de instalación de PMU's para mejorar la observabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, y posteriormente comparar los resultados obtenidos por el software desarrollado con otros trabajos publicados sobre este tema. El programa desarrollado será probado en los sistemas de prueba de la IEEE 14, 30, 57, 118 y en el SNI Ecuatoriano.

El problema de minimización de instalación de PMU's será resuelto empleando el algoritmo heurístico BPSO desarrollado en este trabajo, así como utilizando funciones de optimización lineal del tipo binario propias de Matlab.

CAPÍTULO 1

1. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se recoge toda la información necesaria para la realización del presente trabajo.

1.1 UNIDADES DE MEDICIÓN SINCROFASORIALES PMU's

Las unidades de medición sincrofasoriales son un recurso tecnológico que brinda con gran precisión la observación del estado dinámico de los sistemas eléctricos de potencia. Mediante los avances tecnológicos e investigaciones las PMU's permiten la obtención de magnitudes y ángulos de los voltajes y corrientes de forma sincronizada.

1.2 RESEÑA HISTÓRICA DE LOS MEDIDORES SINCROFASORIALES

Teniendo en cuenta que los cortes de energía se producen con cierta frecuencia en las redes eléctricas existentes, la ubicación de PMU's ha ganado un enorme interés, particularmente las mediciones de secuencia positiva, que proporcionan la accesibilidad al estado del sistema de potencia en cualquier instante. Varias aplicaciones de las unidades de medición sincrofasoriales se han presentado en la literatura, y más aplicaciones podrían ser desarrolladas en los próximos años.

Con el desarrollo de las PMU's, existen una gran cantidad de investigaciones sobre las aplicaciones de las medidas que proporcionan las unidades de medición sincrofasoriales. En este sentido, el avance en las PMU's está tomando cada vez más

importancia, y la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia modernos en todo el mundo las están colocando continuamente.

Debido al gran desarrollo por las empresas pioneras de la tecnología en mediciones fasoriales para el monitoreo, protección y control de los sistemas eléctricos de potencia en grandes áreas (WAMS), muchas compañías inmersas en el sector eléctrico han dado interés en apoyar y complementar el avance de esta tecnología. Países de Norte América, Europa, China, Rusia, India, Chile, Brasil y Colombia ya han implementado algunas aplicaciones basadas en mediciones con unidades de medición sincrofasoriales.

Uno de los países con mayor cantidad de PMU's es China, país que empezó en 1995 con la instalación de los mismos. Para el 2002 tenían instaladas entre 30 y 40 PMU's y varias estaciones principales WAMS, para el 2006 ya tenían 300 PMU's, 7 redes WAM regionales y 6 provinciales, siendo unos de los países con mayor inversión en esta tecnología [1].

1.2.1 SITUACIÓN ACTUAL EN EL ECUADOR

Actualmente en el Ecuador existen dos arquitecturas diferentes de sistemas que pueden utilizarse para PMU's: concentración central y concentración local. En la arquitectura de concentración central, cada una de las PMU's en una subestación envía datos de un fasor al centro de control, donde los datos son concentrados. En la concentración local, los PDC's (Concentrador de Datos) concentran los datos de los PMU's en la subestación y luego envían una sola salida desde el PDC hasta el centro de control [2].

La infraestructura del sistema WAMS del SNI es de concentración central, pero de acuerdo a la expansión del sistema y con la experiencias que se encuentren en la operación del mismo, además de las necesidades y conveniencias que establezca el

CENACE, esta infraestructura puede ser modificada, por ejemplo con la instalación de PDC's locales o regionales [3].

Las PMU's instaladas en el Ecuador corresponde a la marca Arbiter modelo 1133^a, este equipo cuenta con el software Power Sentinel CSV, para la configuración de la PMU, que permite conexión por puerto serial o Ethernet al equipo y realizar tareas de configuración [3].

Las principales características de estas unidades son:

- Sincronización vía GPS incorporado.
- Precisión para Medición de Ingreso de 0.025%
- Calidad de la energía: Armónicas, Flickres, Interrupción.
- Medición de Sincrofasores con referencia absoluta UTC para estabilidad y análisis de flujo.
- Desviación de sistemas de tiempo y frecuencia.
- Recolección de datos interna y almacenamiento de eventos.
- Permite análisis dinámico de pérdidas en el sistema.
- Para las comunicaciones posee dos puertos: SERIAL 1 y SERIAL 2, IEEE 802.3i conector 10 base-T. Los puertos seriales permiten comunicaciones RS-232. RS485 Half dúplex, Módem V.34 bits Ethernet [3].

En la actualidad se encuentran 22 PMU's instaladas en el sistema nacional interconectado como lo indica la tabla 1.1, pero se pretende la instalación de 8 PMU's adicionales en las principales centrales de generación del Ecuador, con el objetivo de realizar análisis en el SNI y ampliar la observabilidad de las oscilaciones de baja frecuencia presentes en el sistema [3].

SUBESTACIÓN	N° PMU's	PMU's	BAHÍAS
POMASQUI	2	POMA_JAMO2_230	L/T2 POMASQUI-JAMONDINO
		POMA_JAMO3_230	L/T3 POMASQUI-JAMONDINO 24
STA. ROSA	4	SROS_POMA1_230	L/T1 STA.ROSA-POMASQUI 37
		SROS_TOTO1_230	L/T1 STA.ROSA-TOTORAS 31
		SROS_TOTO2_230	L/T2 STA.ROSA-TOTORAS 35
		SROS_SDOM1_230	L/T1 STA.ROSA-STO.DOMINGO 36
TOTORAS	1	TOTO_SROS1_230	L/T1 TOTORAS-STA. ROSA 20
MOLINO	3	MOLI_AT1_138	TRAFO S/E MOLINO 27
		MOLI_TOTO1_230	L/T1 MOLINO-TOTORAS 28
		MOLI_PASC1_230	L/T1 MOLINO-PASCUALES 29
VILLONACO	1	LOJA_VILL_69	L/T VILLONACO 38
ZHORAY	1	ZHOR_MILA2_230	L/T2 ZHORAY-MILAGROS 30
MILAGRO	1	MILA_SIDE1_138	L/T1 MILAGRO-SAN IDELFONSO 26-GENERACION TERMOGAS MACHALA
PASCUALES	3	PASC_MOLI1_230	L/T1 PASCUALES-MOLINO 33
		PASC_MOLI2_230	L/T2 PASCUALES-MOLINO 34
		PASC_ELEC3	L/T3 PASCUALES-ELECTROQUIL CHONGON
QUEVEDO	2	QUEV_PASC1_230	L/T1 QUEVEDO-PASCUALES 21
		QUEV_ATT_138	TRAFO S/E QUEVEDO 22
SALITRAL	1	SALI_ATR(138-69)_138 69	L/T SALITRAL 24
STO. DOMINGO	2	SDOM_BABA_230	L/T STO. DOMINGO-BABA
		SDOM_ESME1_138	L/T STO. DOMINGO-ESMERALDA
MONTECRISTI	1	MONT_JARA_230	L/T MONTECRISTI-JARAMIJO 43

Tabla 1.1: Ubicación de PMU's en el SNI Ecuatoriano a julio del 2015 [3], CELEC EP TRANSELECTRIC, Autor.

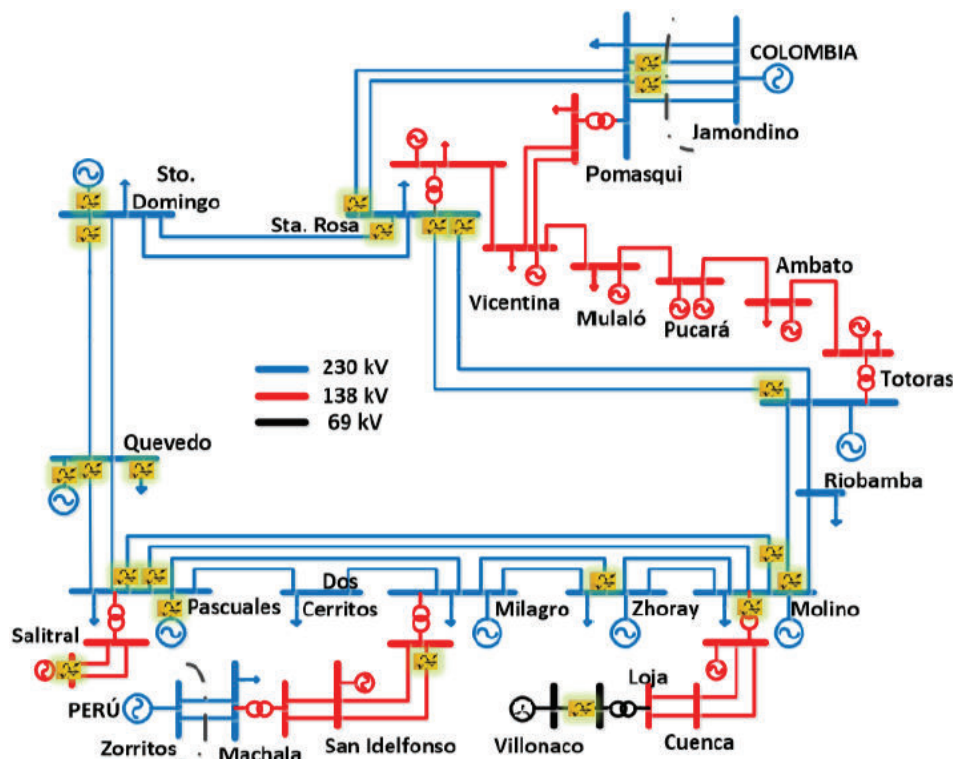


Figura 1.1: Ubicación física de los PMU's en el SNI Ecuatoriano [3].

La figura 1.1 muestra el número de PMU's y su ubicación, pero no son suficientes para tener una observabilidad completa del sistema eléctrico de potencia, las ubicaciones actuales fueron determinadas por los puntos más críticos del sistema, pero con la proyección de incrementar los mismos y mejorar la observabilidad. [3]

1.3 SISTEMA DE MEDICIÓN FASORIAL

La distribución de los fasores de voltaje y corriente a través de una red es una de las informaciones más importantes de que dispone el operador para conocer el estado del sistema. El conocimiento real de los fasores, mejora la capacidad de respuesta de los operadores y permite el desarrollo de sistemas de previsión de inestabilidades y de respuesta automática más rápidos y eficaces. Por esta situación las PMU's son de gran importancia por su lectura fasorial de voltaje y corrientes [4].

El fasor es un concepto fundamental en los sistemas eléctricos de potencia, que está compuesto por magnitud y fase que gira a una frecuencia constante. Como se muestra en la figura 1.2 la distancia entre el pico de la señal sinusoidal y el tiempo de referencia se define como el ángulo de fase.

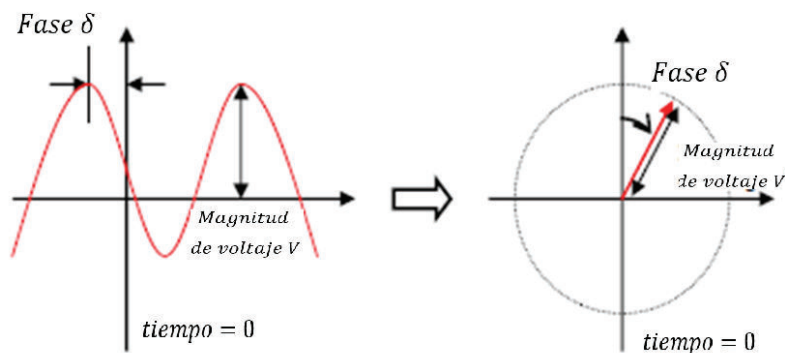


Figura 1.2: Forma de onda sinusoidal y su representación fasorial [4]

La tecnología fasorial está incluida en una PMU y como se muestra en la figura 1.3 la componente del fasor 1 es obtenida en base a una conversión analógica/digital de la forma de onda que es sincronizada con la señal de reloj del GPS, lo cual se lo realiza de igual forma para el fasor 2. El tiempo de referencia es el mismo para los fasores lo cual ayuda a sincronizar todas las diferentes formas de onda de todos los lugares de la red.

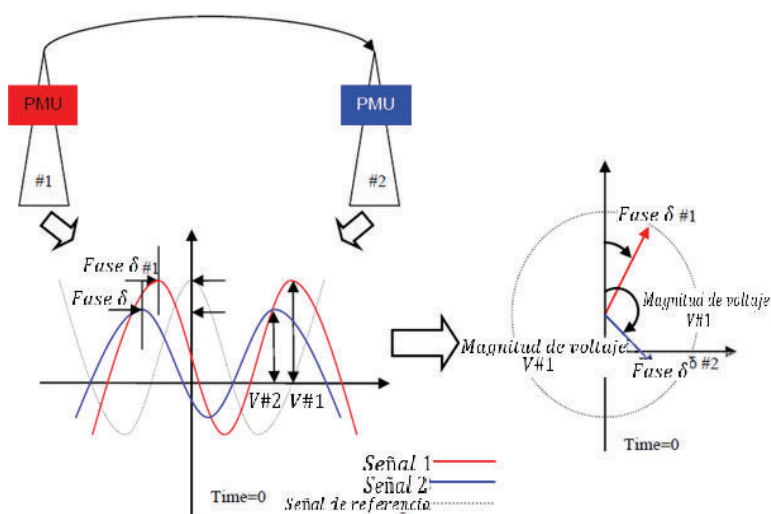


Figura 1.3: Señales recibidas por una PMU [4]

1.4 ESTRUCTURA DE UNA PMU

Las unidades de medición sincrofatorias son equipos electrónicos capaces de estimar la representación fasorial de las componentes fundamentales de las ondas de voltaje y de corriente basándose en un punto de referencia absoluta proporcionada por el sistema de posicionamiento global (GPS). La unidad de medición sincrofatorial PMU está compuesta integralmente como se visualiza en la figura 1.4:

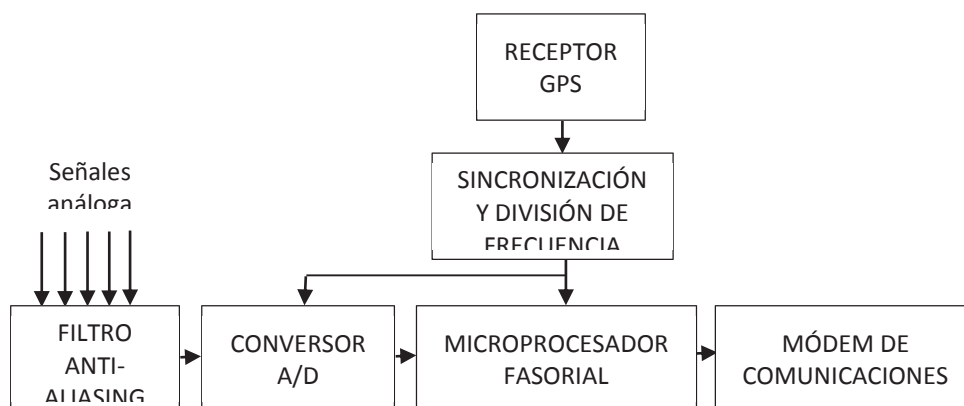


Figura 1.4: Estructura básica de una PMU, Autor.

Una PMU es el elemento en el cual está basado el sistema de medición fasorial. La PMU adquiere los datos de los bobinados secundarios de los transformadores de potencial TP's y los de corriente TC's, los procesa y obtiene los fasores de voltajes y corrientes. Luego, estos fasores son enviados al concentrador de datos. Las PMU miden las tres fases de voltaje y corriente (y todas las armónicas) relativas a la señal en tiempo de un pulso por minuto, sincronizadas a un microsegundo por el Universal Time Coordinated (UTC) en cualquier parte del mundo. [5]

1.4.1 ELEMENTOS DE UNA PMU

Una PMU consta de un receptor de GPS, el cual le proporciona una señal de un pulso por segundo y la etiqueta de tiempo, un filtro antialiasing, un conversor analógico-digital, un microprocesador y un sistema de adquisición de datos. Ya que

constantemente se hace el muestreo, se pueden calcular los fasores de una forma recursiva. El sistema GPS proporciona el pulso para la sincronización, y además etiqueta los fasores obtenidos con el tiempo en que se hizo la adquisición del primer dato en la ventana de tiempo [5].

El llamado filtro antialiasing es el encargado de filtrar las frecuencias superiores a la frecuencia de muestreo, con la finalidad de evitar que las mismas sean digitalizadas.

El sistema GPS transmite una señal de un pulso por segundo de forma continua, señal que sincroniza todas las unidades para que empiecen su proceso de adquisición de datos y procesamiento. En cada unidad de medición sincrofasorial, la señal de un pulso por segundo es dividida por el oscilador PLL (Phase-Locked Loop) el cual realiza un muestreo de las señales analógicas de voltaje y corrientes que llegan de los TC's y TP's. Después de la etapa de conversión analógica/digital, el microprocesador calcula los fasores de frecuencia fundamental de cada una de las fases tanto en voltajes y corrientes con el proceso matemático de la transformada discreta de Fourier (DFT). Los valores obtenidos por el microprocesador están sincronizados, es decir tienen la misma referencia de tiempo y se pueden utilizar para conocer el estado real del sistema en un determinado instante [5].

Para que haya el intercambio de datos se necesita de los canales de comunicación cuya función principal es la de permitir la comunicación entre las PMU y el concentrador de datos de forma ágil y eficiente, así como la comunicación entre distintos PDC.

1.4.2 CONCENTRADOR DE DATOS PDC

El concentrador de datos es el elemento encargado de recibir y concentrar los datos de fasores que emiten las PMU's para que puedan ser analizados en tiempo real o sean almacenados para el uso en muchas aplicaciones. Estos PDC's están colocados

en un área de control determinada, haciendo que pueda comunicarse con otros PDC's ubicados en otras áreas [5].

Los PDC's reciben los datos de fasores en forma asincrónica, y mediante las etiquetas de tiempo de GPS, el PDC organiza esa información de modo que corresponda a un mismo instante de tiempo. Los datos recibidos por el PDC se pueden presentar gráficamente en pantallas. En la figura 1.5 se presenta un gráfico que ilustra la función principal del concentrador de datos [5].

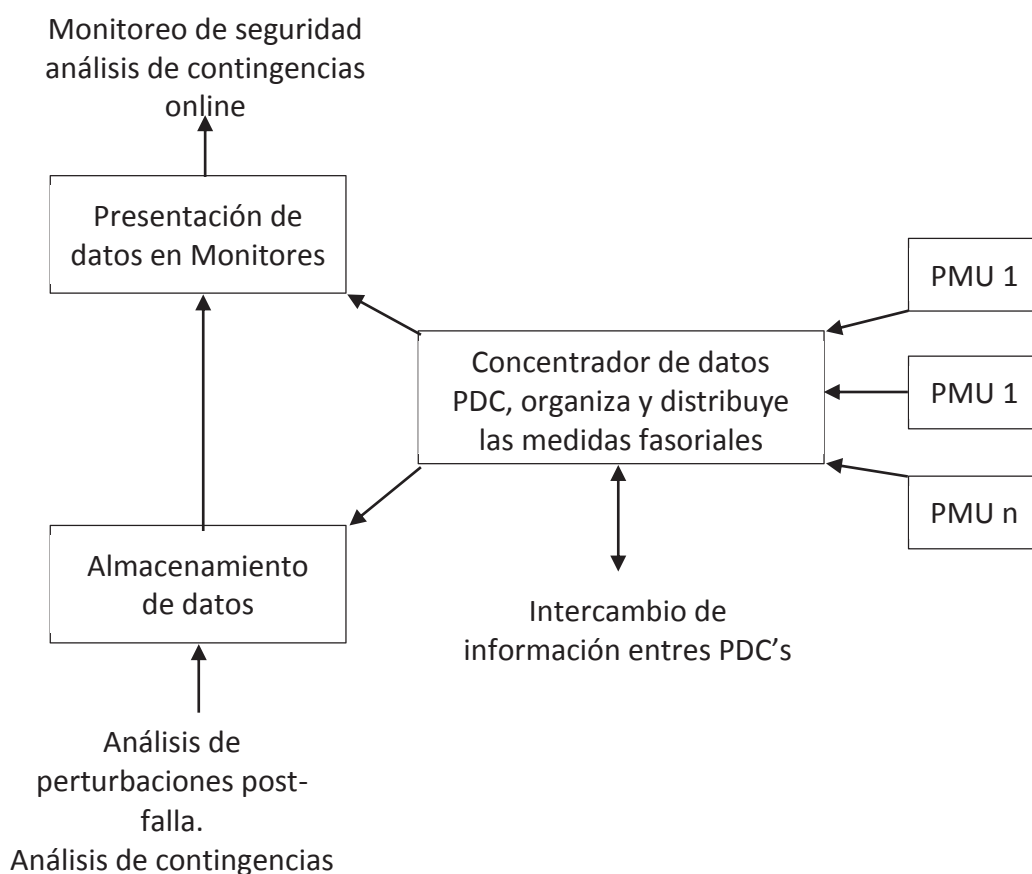


Figura 1.5: Función de un concentrador de datos PDC, Autor

La figura 1.6 presenta una unidad de medición sincrofasorial modelo 933A de la compañía Arbirer System.



Figura 1.6: Unidad de Medición Sincrofasorial (PMU) modelo 933A fabricada por Arbiter System [5].

1.5 OBSERVABILIDAD

La colocación de PMU's en todas las barras obviamente hará a un sistema eléctrico de potencia completamente observable, entregando medidas en tiempo real, sin embargo esto resultaría muy redundante además de costoso, haciendo necesario utilizar conceptos de observabilidad para reducir el número de unidades de medición sincrofasoriales. Una PMU en una barra proporciona fasores de voltaje y de corrientes con todas las líneas conectadas a la barra [6].

Es necesario tener muy claro el concepto de observabilidad para el objetivo de la ubicación de PMU's, en esta sección se revisara los diferentes conceptos necesarios para ello.

La observabilidad de un sistema eléctrico de potencia se refiere al hecho de que los conjuntos de medición y su distribución, son suficientes para resolver el estado actual de los sistemas [6].

Aquí se detallan conceptos necesarios de otras terminologías de observabilidad:

- Barra directamente observable: es aquella barra donde se encuentra una PMU. La magnitud del voltaje y el ángulo son medibles.
- Barra calculada: es aquella barra que mediante parámetros de las barras vecinas puede convertirse en observable.
- Barra no observable: es aquella barra que no se puede calcular debido a uno o más parámetros desconocidos, tales como la inyección, la conexión de corrientes de las líneas, o falta de cualquier fasor de voltaje vecino.
- Observabilidad completa: sistema eléctrico de potencia en el cual todas las barras están directamente bien observadas o calculadas.
- Observabilidad incompleta: sistema eléctrico de potencia en el cual una o más barras no son observables. [6]

1.5.1 PRIMERA REGLA DE OBSERVABILIDAD

Si se conoce el fasor voltaje en una barra se puede calcular el fasor voltaje en la barra vecina con las ecuaciones (1, 2, 3), simplemente aplicando el concepto de caída de voltaje en una línea. Esto configura la primera regla de observabilidad, que todas las barras conectadas a una barra directamente observada, son observables y viceversa, llamándose ‘medidas directas’ [7] como se muestra en la figura 1.7:

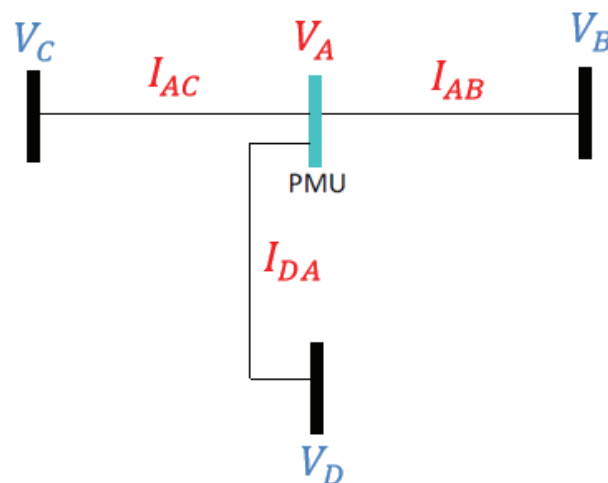


Figura 1.7: Primera regla de observabilidad: Los datos en rojo son conocidos, Autor.

$$V_B = V_A - I_{AB} (R_{AB} + j X_{AB}) \quad (1)$$

$$V_C = V_A - I_{AC} (R_{AC} + j X_{AC}) \quad (2)$$

$$V_D = V_A - I_{DA} (R_{AD} + j X_{AD}) \quad (3)$$

Con esto se reduce el número de PMU's y por lo tanto el costo de instalación, haciendo a un sistema completamente observable. Debido a esto se estima que para un sistema real, la cantidad de PMU's es alrededor de un mínimo del 20% al 30% de las barras para lograr observabilidad completa del sistema según la literatura, lo cual será verificado en el presente trabajo.

1.5.2 SEGUNDA REGLA DE OBSERVABILIDAD

Si se conocen los fasores de voltaje y corrientes en un extremo de una línea sin inyección, el fasor de voltaje en el otro extremo de la línea se puede calcular con las ecuaciones (4, 5, 6, 7), llamando a estas "pseudo medidas" [7], como se indica en la figura 1.8.

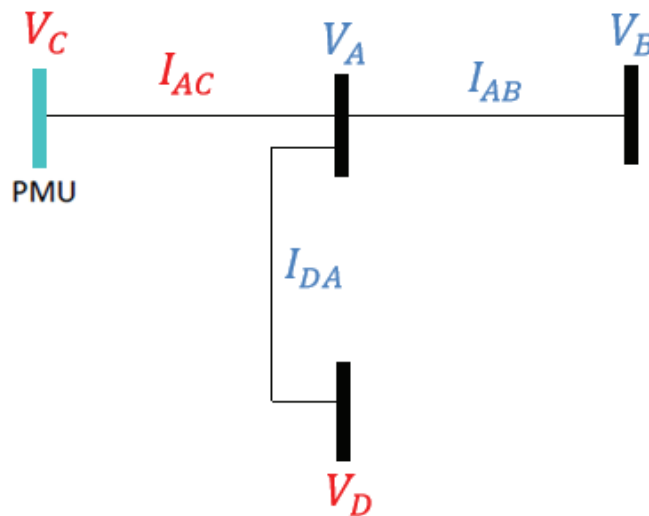


Figura 1.8: Segunda regla de observabilidad. Los datos en rojo son conocidos, Autor

$$V_A = V_C - I_{AC} (R_{AC} + j X_{AC}) \quad (4)$$

$$I_{DA} = \frac{V_D - V_A}{R_{AC} - j X_{AC}} \quad (5)$$

$$I_{AB} = I_{DA} - I_{AC} \quad (6)$$

$$V_B = V_A - I_{AB} (R_{AB} + j X_{AB}) \quad (7)$$

1.5.3 TERCERA REGLA DE OBSERVABILIDAD

Si los valores de fase de voltaje en ambos extremos de una línea son conocidos, el fasor de corriente en esta línea se puede calcular, llamándose a estas mediciones también como ‘pseudo medidas’. Teniendo en cuenta esto, si tenemos los fasores de voltajes en la barras B, C y D la corriente en las líneas, así como el fasor voltaje en A se pueden calcular con las ecuaciones (8, 9, 10 ,11) como se indica en la figura 1.9

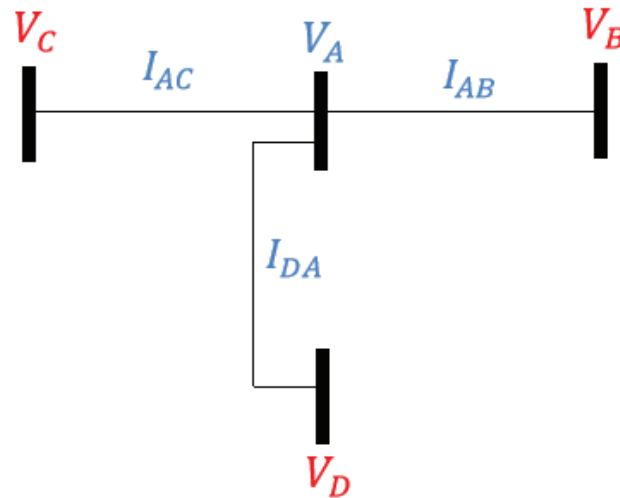


Figura 1.9: Tercera regla de observabilidad. Los datos en rojo son conocidos, Autor

$$V_A = V_B - I_{AB} (R_{AB} + j X_{AB}) \quad (8)$$

$$V_A = V_C - I_{AC} (R_{AC} + j X_{AC}) \quad (9)$$

$$V_A = V_D - I_{AD} (R_{AD} + j X_{AD}) \quad (10)$$

$$0 = I_{DA} - I_{AC} - I_{AB} \quad (11)$$

A partir de estas reglas obtenidas con las leyes de Kirchhoff se puede concluir que las barras vecinas a una barra que contenga una PMU son observables por ésta. Además una barra sin inyección es observable también cuando todas sus barras vecinas son observables.

1.6 APLICACIONES DE LAS PMU's

El estimador de estado de los sistemas eléctricos de potencia se calcula a partir de datos de medición, impedancias de línea, configuración de conductores, datos de transformadores, etc., conjuntamente con algoritmos matemáticos complejos. Debido a la variación de estos datos y las mediciones no sincronizadas, pueden existir datos sin mucha precisión e inclusive erróneos. La estimación de estado puede ser mejorada con la inclusión de PMU's, ya que se obtendrían mediciones sincronizadas de fasores voltajes y corrientes, y así no tener la necesidad de correr flujos de potencia en cada barra del sistema, y solo se calcularían las potencias tanto activa como reactiva sin necesidad de otros parámetros de la red [8].

La tecnología de las unidades de medición sincrofasoriales PMU's permiten realizar el monitoreo de los sistemas eléctricos de potencia, simplificando matemáticamente los procesos de cálculo al transformar los números complejos en fasores, logrando con esto el proceso de las señales de forma más ágil. Además del monitoreo nos permiten el análisis y control para explicar o prevenir algunos eventos en gran escala de los sistemas eléctricos de potencia [9].

Los sistemas actuales cuentan con elementos de protección con tiempos de respuesta de varios milisegundos, son suficientes, pero para proteger de mejor manera un área, los datos de las PMU's se deben integrar a los sistemas SCADA para obtener una visión dinámica de la red. La tecnología PMU se complementa con los sistemas SCADA y contribuyen en el aumento de la toma de decisiones, de forma más rápida en los problemas que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia. La ventaja de la interfaz gráfica que el equipo presenta contribuye a la visualización de la dinámica del sistema de forma más fácil, lo que le permite al operador evaluar rápidamente y tomar decisiones correctivas y preventivas en los problemas que se puedan suscitar en los sistemas eléctricos de potencia [9].

Las principales aplicaciones de las unidades de medición sincrofasorial PMU's son las siguientes [8]:

- Estimación de estado.
- Visualización del sistema eléctrico en "tiempo real".
- Análisis de estabilidad.
- Control y protección.
- Mejora la confiabilidad de las acciones de control, disminuyendo incertidumbres en la toma de decisiones.
- Comportamiento del ángulo de potencia, frecuencia y voltaje.
- Protecciones de respaldo.
- Detección más precisa del punto de falla.
- Calculo preciso de los parámetros de la red eléctrica.
- Detección de oscilaciones.

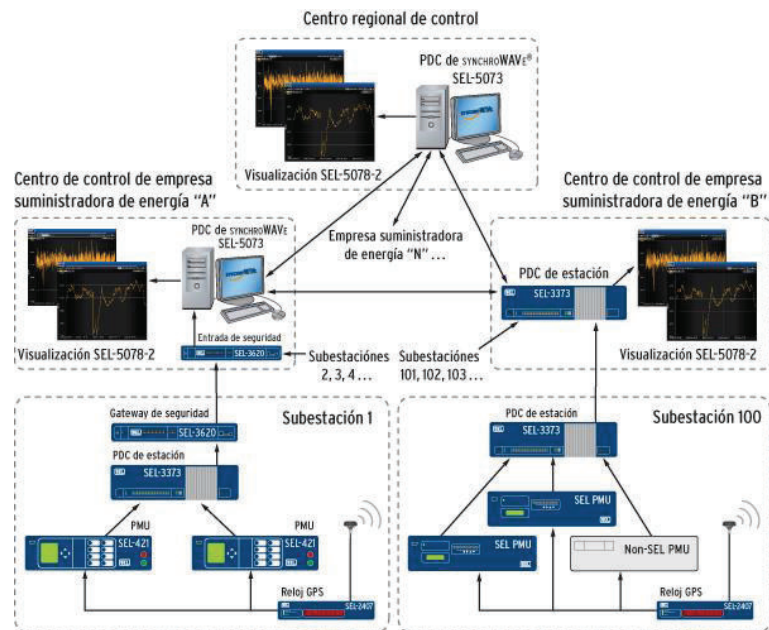


Figura 1.10: Diagrama de la tecnología PMU, SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES [17]

La figura 1.10 muestra la configuración de la tecnología PMU, desde la recolección de datos en las subestaciones, hasta el centro de control general.

Las aplicaciones comúnmente en los sistemas eléctricos de potencia están basadas en modelos, y los resultados que nos entregan son tan buenos como lo sea la precisión de los modelos. Las PMU's permiten muchas aplicaciones para incrementar la confiabilidad de una red basada en mediciones en lugar de modelos matemáticos. [8]

Las aplicaciones se pueden agrupar en tres divisiones en forma general:

- Medición: supervisión de sistemas eléctricos de potencia.
- Protección: sistemas de protección avanzados de los sistemas eléctricos de potencia.
- Control: esquema de control avanzado. [8]

CAPÍTULO 2

2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE UBICACIÓN ÓPTIMA DE PMU'S

El uso de las medidas fasoriales es de gran importancia en el estudio de los sistemas eléctricos de potencia, teniendo en cuenta la ventaja de la diferencia angular y flujo de potencia entre las barras. Las unidades de medición sincrofasoriales han tenido un alto impacto en el sistema de medida de los sistemas eléctricos de potencia, debido que los PMU's nos permiten medir fasores de corriente y voltaje.

En el presente trabajo se realizará la formulación del problema en tres casos: sin medidas convencionales, es decir tomando en cuenta únicamente PMU's, con medidas convencionales de inyección y de flujo de potencia, y solamente con medidas de inyección o llamadas de inyección cero. Adicionalmente se considerará la pérdida de una PMU para los 3 casos antes mencionados.

Para las explicaciones pertinentes se hará uso del sistema de 14 barras de la IEEE como red de prueba, y posteriormente se programará y calculará para las demás redes de prueba y el SNI Ecuatoriano.

El problema propuesto para describir la ubicación óptima de PMU's en sistemas eléctricos de potencia es lineal del tipo binario, este modelo considera variables del tipo binario (ceros o unos) las cuales están asociadas a la instalación de PMU's. Se debe tener en cuenta que el costo de instalación de los PMU's es igual, sea cual sea su ubicación.

El modelo matemático es el siguiente:

$$Z = \min \sum_{i=0}^n C_i * X_i \quad (12)$$

sujeto a $f(x) \geq b$

$$A \cdot X \geq b$$

Donde,

Z función objetivo

C_i costo de instalación de una PMU en el nodo i

X_i variable binaria de decisión del problema

$x_i = \begin{cases} 1 & \text{si una PMU es ubicada en el nodo } i \\ 0 & \text{caso contrario} \end{cases}$

La ecuación describe la función objetivo, con la cual se busca minimizar los costos de inversión de instalación de PMU's en el sistema eléctrico de potencia.

$f(x)$ Es la función donde se encuentran las ecuaciones que representan la topología del sistema dependiendo el caso de estudio realizado.

El propósito de la ubicación de PMU en un sistema eléctrico de potencia es hacerlo completamente observable, lo que hace que el vector b tome valores iguales a 1, $b = I_{nbx1}$, sin embargo puede existir la pérdida de una unidad de medición sincrofasorial. Para este caso en especial es necesario que cada barra del sistema sea observada más de una vez es decir que el vector b tome valores iguales a 2, $b = 2 * I_{nbx1}$.

2.1 FORMULACIÓN SIN MEDIDAS CONVENCIONALES

En esta sección se formulará el problema de ubicación óptima de unidades de medición sincrofasoriales considerando únicamente PMU's, para ello se calcula la matriz de conectividad A que representa la topología del sistema.

La matriz de conectividad A se obtiene de la siguiente manera:

$$A_{i,j} = \begin{cases} 1, & i = j \text{ y la barra } i \text{ esta conectado con } j \\ 0, & \text{caso contrario} \end{cases}$$

Esta matriz se puede obtener fácilmente con la matriz de admitancias o conectividad de los sistemas eléctricos de potencia.

Con esto se puede formular el problema como lo indica (12).

2.1.1 CASO DE ESTUDIO

Se considera el sistema de 14 barras de la IEEE como ejemplo para las explicaciones pertinentes el cual se encuentra en la figura 2.1:

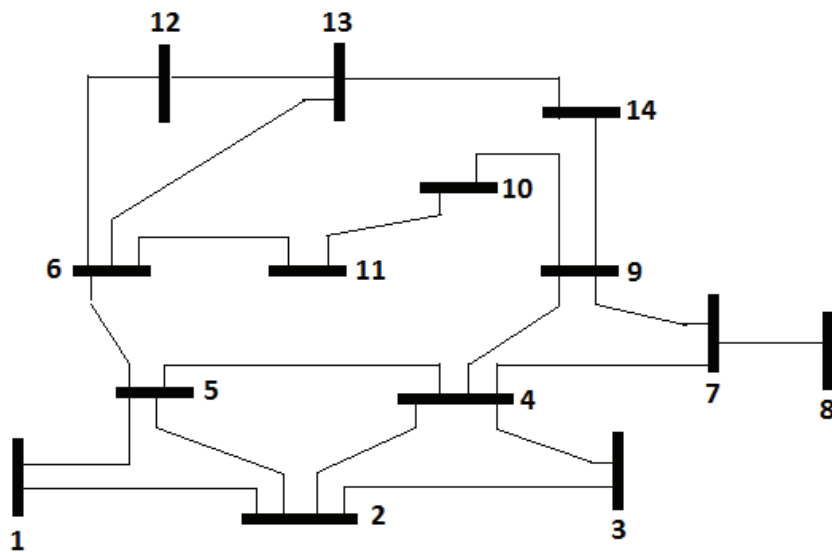


Figura 2.1: Sistema de 14 barras de la IEEE, Autor

Matriz A de conectividad de dimensión 14×14 para el caso de estudio:

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

Las ecuaciones a partir de la matriz de conectividad sin tomar en cuenta la pérdida de una PMU pueden ser mostradas como:

$$f(x) = A \cdot X = \begin{cases} f_1 = x_1 + x_2 + x_5 & \geq 1 \\ f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 & \geq 1 \\ f_3 = x_2 + x_3 + x_4 & \geq 1 \\ f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 & \geq 1 \\ f_5 = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 & \geq 1 \\ f_6 = x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ f_7 = x_4 + x_7 + x_8 + x_9 & \geq 1 \\ f_8 = x_7 + x_8 & \geq 1 \\ f_9 = x_4 + x_7 + x_9 + x_{10} + x_{14} & \geq 1 \\ f_{10} = x_9 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ f_{11} = x_6 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ f_{12} = x_6 + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ f_{13} = x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \\ f_{14} = x_9 + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \end{cases}$$

El operador matemático “+” simula el operador lógico “OR”, estas desigualdades garantizan que al menos una de las variables que aparecen en la suma será distinta de cero. Por ejemplo asociando las limitaciones en el bus 2: la restricción $f_2 \geq 1$, significa que al menos una PMU debe estar ubicada en cualquiera de las barras 1, 2, 3, 4 ó 5, y así hacer que el bus 1 sea observable. Así mismo en el bus 3, donde $f_3 \geq 1$, significa que al menos una PMU debe ser ubicada en las barras 2, 3 ó 4, haciendo al bus 2 observable [10].

2.2 FORMULACIÓN CON MEDIDAS CONVENCIONALES

Actualmente los sistemas eléctricos de potencia en realidad tienen medidas convencionales, es decir tanto medidas de inyección y medidas de flujo. Por lo tanto, el método propuesto se aplica a los sistemas de prueba que contienen mediciones convencionales aplicando el concepto de islas observables [11].

La ubicación de solo PMU's puede hacer a un sistema completamente observable sin que tenga importancia la existencia de medidas convencionales. Ya que la tecnología de las unidades de medición sincrofásorial es relativamente nueva, tiene un enfoque más práctico y convencional instalar PMU's de manera gradual conjuntamente con las medidas convencionales existentes en los sistemas eléctricos de potencia.

El objetivo de la metodología aplicada es tener más de una isla observable solamente con medidas convencionales unidas con las líneas llamadas líneas frontera como lo indica la figura 2.2, resolver el problema de la ubicación de PMU's, y hacer al sistema completamente observable en una sola isla para condiciones normales de funcionamiento.

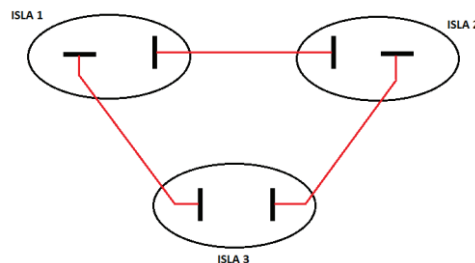


Figura 2.2: Ejemplo de islas y líneas frontera, Autor

El modelo matemático es el siguiente:

$$Z = \min \sum_{i=0}^n C_i * X_i \quad (13)$$

sujeto a $g(x) \geq b$

$$D_s \cdot X \geq b$$

Donde,

Z función objetivo

C_i costo de instalación de una PMU en el nodo i

X_i variable binaria de decisión del problema

Donde D_s es la matriz obtenida por las barras asociadas a las islas, siendo de dimensión $(ns \times nb)$ (siendo ns el número de zonas encontradas en el sistema), con esta matriz se tienen en cuenta las medidas de inyección y de flujo del sistema.

$$D_s = \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \\ \vdots \\ \cdot \\ S_j \end{bmatrix}$$

Este concepto se lo realiza mediante el método algebraico que se basa en la factorización triangular de la matriz ganancia G , para determinar las islas observables de un sistema eléctrico de potencia. Esto se logra mediante el uso de filas seleccionadas de la factorización de la matriz ganancia.

2.2.1 MATRIZ GANANCIA G Y SU DESCOMPOSICIÓN

La matriz ganancia es formulada a partir de la matriz del jacobiano desacoplado H de las mediciones de potencia reales (mediciones de flujo e inyección) versus a todos los ángulos de fase de las barras, y la podemos formar como lo indica en (14):

$$G = H^T \cdot H \quad (14)$$

mediante la eliminación de las líneas no observables. La ubicación de una PMU en un lugar capaz de eliminar las líneas no observables entre dos o más islas observables, hace que las islas sean observables y se conviertan en una sola isla.

2.2.2 CASO DE ESTUDIO

Se considera el sistema de 14 barras de la IEEE como ejemplo para las explicaciones pertinentes. La configuración mostrada en la figura 2.3 contiene mediciones de inyección en las barras 1, 2, 3, 4, 6, 9, 10, 12, 13 (círculos violetas), y mediciones de flujo en las líneas 1-2, 7-4, 7-8, 7-9, 9-4 (cuadrados azules).

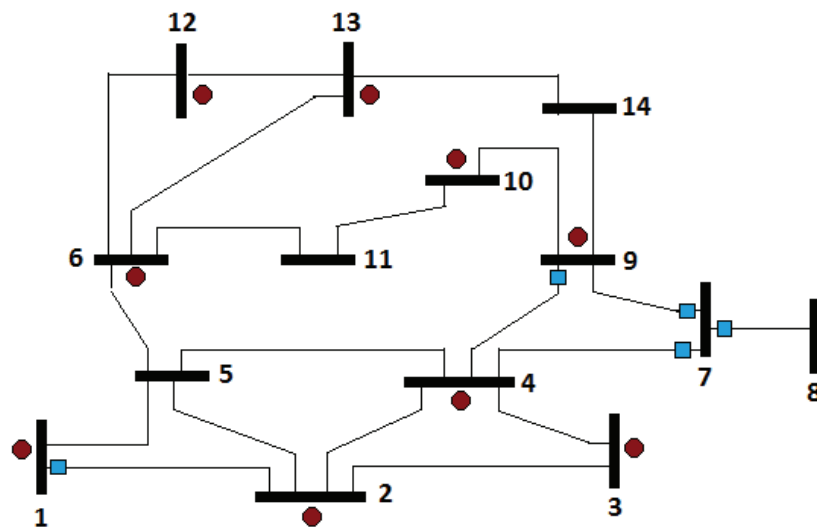


Figura 2.3: Sistema de 14 barras de la IEEE, Autor

Con los datos de las mediciones de inyección y flujo se obtiene el Jacobiano del sistema H :

$$H = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 2 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 4 & -1 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 2 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & 5 & -1 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 4 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 4 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 2 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 3 & -1 \end{bmatrix}$$

Aplicando (14) se encuentra la matriz ganancia G y además sus factores $L1$ y $D1$ (por codificación en el algoritmo), sabiendo que la factorización LDL^T nos refleja el resultado original de G , obtenemos la matriz $D1$:

$$D1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 11,83 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 4,59 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 3,53 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 9,45 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 4,46 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2,03 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1,02 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1,07 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1,40 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,56 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Como ya se revisó en la sección 2.2.1 en este caso tenemos dos elementos iguales a cero, y de esta manera se forma la matriz W con las dos últimas filas de la matriz L^{-1} :

$$W = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1,857 & 3,714 & 0,429 & -0,143 & -1,857 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0,423 & 1 & 1 & 1 & -0,072 & -1,145 & 0,753 & 1,082 & 2,072 \end{bmatrix}$$

Obtenida ya la matriz W y con la matriz de incidencias $A1$ se calcula C aplicando (15):

$$C = \begin{array}{cc|cc} & & \text{LINEAS} & \\ & & 1 & 2 \\ \hline & 0 & 0 & \\ & 0 & 0 & 1 & 5 \\ & 0 & 0 & 2 & 3 \\ & 0 & 0 & 2 & 4 \\ & 0 & 0 & 2 & 5 \\ & 0 & 0 & 3 & 4 \\ & 0 & 0 & 4 & 5 \\ & 0 & 0 & 4 & 7 \\ & 0 & 0 & 4 & 9 \\ & -1 & 0,577 & 5 & 6 \\ & -2,714 & 1,567 & 6 & 11 \\ & 0,571 & -0,330 & 6 & 12 \\ & 1,143 & -0,660 & 6 & 13 \\ & 0 & 0 & 7 & 8 \\ & 0 & 0 & 7 & 9 \\ & -1,857 & 1,072 & 9 & 10 \\ & 1,857 & -1,072 & 9 & 14 \\ & -1,857 & 1,072 & 10 & 11 \\ & 0,571 & -0,330 & 12 & 13 \\ & 1,714 & -0,990 & 13 & 14 \end{array}$$

Las filas de C que no estén completamente llenas de cero son las líneas frontera que separan a las islas, así encontrando 7 islas observables las cuales son $[1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9]$, $[6]$, $[10]$, $[11]$, $[12]$, $[13]$, $[14]$. La figura 2.4 muestra la formación de las islas del ejemplo seleccionado:

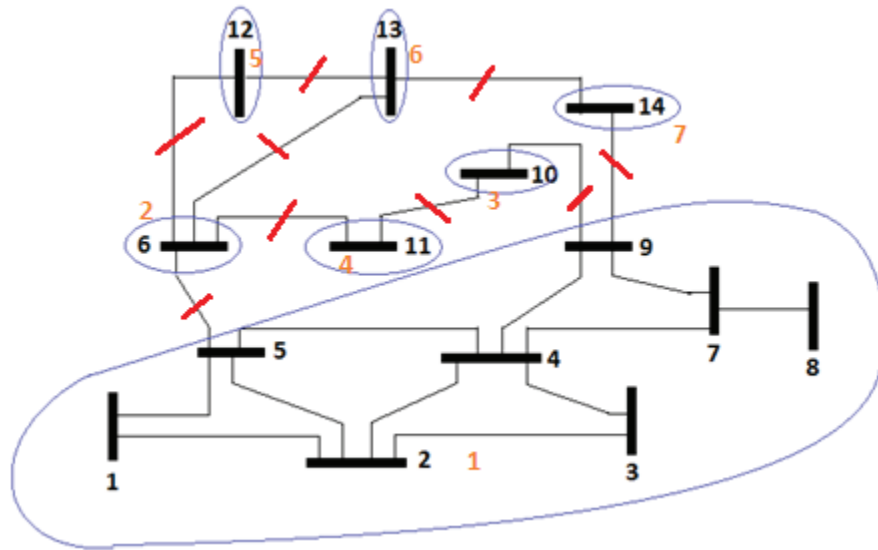


Figura 2.4: Islas observables del sistema de 14 barras de la IEEE con medidas convencionales, Autor

Obtenidas las barras en cada isla y bajo condiciones de operación normal, se necesita el siguiente conjunto de restricciones que deben cumplir para garantizar la observabilidad completa del sistema:

$$D_s \cdot X \geq b$$

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

Las ecuaciones a partir de la matriz D_s sin tomar en cuenta la pérdida de una PMU pueden ser mostradas como:

$$D \cdot X = \begin{cases} s_1 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} + x_{14} & \geq 1 \\ s_2 = x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ s_3 = x_9 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ s_4 = x_6 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ s_5 = x_6 + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ s_6 = x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \\ s_7 = x_9 + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \end{cases}$$

2.3 FORMULACIÓN CON MEDIDAS DE INYECCIÓN

Existen dos maneras diferentes para tratar las medidas de inyección llamadas también medidas de inyección cero y formar las restricciones. El primero es formar restricciones no lineales para las barras vecinas, que tienen mediciones de inyección instalados, el segundo implica una transformación de topología.

En este proyecto se utilizó la transformación topológica, este método alternativo se desarrolló para el manejo de las mediciones de inyección. La principal idea en este método es fusionar la barra con medida de inyección con cualquier barra vecina. Esto se basa en la observación de que si se conocen los fasores de voltaje de todos sus vecinos, el fasor de voltaje de este bus de inyección puede ser calculado por la Ley Kirchhoff [10].

El modelo matemático es el siguiente:

$$Z = \min \sum_{i=0}^n C_i * X_i \quad (16)$$

$$\text{sujeto a } h(x) \geq b$$

$$Dp \cdot X \geq b$$

Donde,

Z *funcion objetivo*

C_i *costo de instalacion de una PMU en el nodo i*

X_i *variable binaria de decisión del problema*

Donde D_p es la matriz obtenida por la transformación de la topología que depende del número de medidas de inyección que se tenga en un sistema eléctrico de potencia.

2.3.1 CASO DE ESTUDIO

Se considera el sistema de 14 barras de la IEEE como ejemplo para las explicaciones pertinentes. La configuración mostrada en la figura 2.1 contiene la medición de inyección en la barra 7 [10].

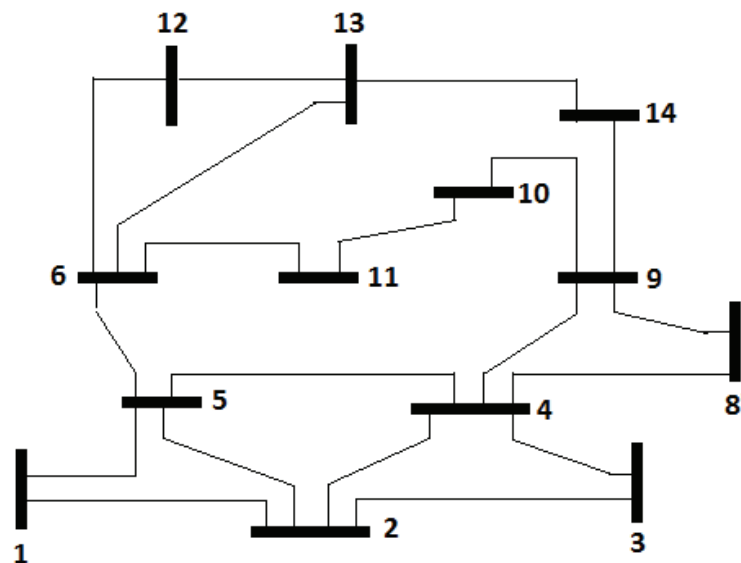


Figura 2.5: Sistema después de la fusión de la barra 7 con la 8, Autor

La figura 2.5 nos muestra el diagrama del sistema actualizado después de la fusión de las barras 7 y 8 formando una nueva barra a la que llamaremos 8'. La línea encontrada

después de la transformación topológica 8'-9, refleja la conexión original entre las barras 7 y 9.

Con esta nueva topología se pueden armas las nuevas restricciones ocasionadas por la medida de inyección en la barra 7 sin considerar la pérdida de una PMU.

$$h(x) = Dp \cdot X = \begin{cases} f_1 = x_1 + x_2 + x_5 & \geq 1 \\ f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 & \geq 1 \\ f_3 = x_2 + x_3 + x_4 & \geq 1 \\ f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_{8'} + x_9 & \geq 1 \\ f_5 = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 & \geq 1 \\ f_6 = x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ f_{8'} = x_4 + x_{8'} + x_9 & \geq 1 \\ f_9 = x_4 + x_7 + x_{8'} + x_9 + x_{10} + x_{14} & \geq 1 \\ f_{10} = x_9 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ f_{11} = x_6 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ f_{12} = x_6 + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ f_{13} = x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \\ f_{14} = x_9 + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \end{cases}$$

CAPÍTULO 3

3. ALGORITMO HEURÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN

Los algoritmos heurísticos difieren de los métodos tradicionales de programación matemática, y han sido llamados como métodos modernos que han venido a representar nuevas soluciones para los problemas de ingeniería.

Los Algoritmos Genéticos (GA) se basan en los principios de la genética y selección natural, el recocido simulado (SA) en la simulación del recocido térmico de sólidos calentados en el que se observa cómo cambian sus características al enfriarse. La Optimización de Enjambre de Partículas (PSO) se basa en el comportamiento de una colonia de seres vivos, como un enjambre de hormigas, pájaros, peces, etc. [8].

El algoritmo heurístico elegido para la solución del problema de la ubicación óptima de unidades de medición sincrofasorial PMU's en este trabajo es el BPSO, el cual trabaja con variables binarias que son necesarias para la resolución del problema de ubicación óptima de PMU's. El algoritmo heurístico BPSO presentado en este trabajo busca cumplir dos aspectos: 1) minimizar el número de PMU's necesarios para hacer un sistema completamente observable y 2) maximizar el nivel de redundancia de las barras observables.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO HEURÍSTICO BPSO

Iniciaremos analizando en primera instancia el algoritmo heurístico PSO. Los principios básicos de la optimización por enjambre de partículas PSO se toman del movimiento colectivo de una manada de hormigas, aves, un banco de peces, o un enjambre de abejas. Un número de agentes o partículas están empleados en la búsqueda de la solución óptima para el problema en cuestión. El movimiento de las partículas hacia la

búsqueda de la solución óptima se guía por medio del conocimiento individual y social de las partículas.

El algoritmo PSO consiste en un proceso iterativo que opera en un cúmulo de partículas. La posición por cada partícula representa una potencial solución, normalmente una partícula p_i está formada por tres vectores y dos valores de la llamada función fitness.

Vector $x_i = [x_1 \ x_2 \ x_3 \ \dots \ x_n]$ que almacena la localización de la partícula en un espacio de búsqueda seleccionado.

Vector $pbest_i = [p_1 \ p_2 \ p_3 \ \dots \ p_n]$ que almacena la posición de la mejor solución encontrada por la partícula hasta el momento.

Vector velocidad $v_i = [v_1 \ v_2 \ v_3 \ \dots \ v_n]$ almacena la dirección según la cual se moverá la partícula.

El valor de la función fitness $fitness \ x_i$ que almacena el valor de la solución actual del vector x_i .

El valor de $fitness \ pbest_i$ que almacena el valor de adecuación de la mejor solución local encontrada hasta el momento del vector $pbest_i$. [12]

Las posiciones y velocidades de las partículas generalmente se forman de manera aleatoria. Una vez inicializado el cúmulo de partículas, se deben mover dentro del espacio iterativo.

Como se muestra en (17), la posición de una partícula en cualquier instante se determina por su velocidad en ese instante y la posición en el instante anterior [13]:

$$x_i(t) = x_i(t - 1) + v_i(t) \quad (17)$$

Donde $x_i(t)$ y $x_i(t - 1)$ son los vectores de posición de la partícula i -ésima en el instante t y $t - 1$, respectivamente, y $v_i(t)$ es el vector de velocidad de la partícula.

El vector de velocidad se actualiza mediante el uso de la experiencia de las partículas individuales, así como el conocimiento del desempeño de las otras partículas en su vecindad. La regla de actualización de velocidad para un PSO es:

$$v_i(t) = v_i(t-1) + c1 * r1 * (pbest_i - x_i(t-1)) + c2 * r2 * (gbest - x_i(t-1)) \quad (18)$$

El factor $c1 * r1 * (pbest_i - x_i(t-1))$ es el llamado componente cognitivo y representa la distancia entre la posición actual y la mejor conocida por esa partícula, es decir, la decisión que tomará la partícula influenciada por su propia experiencia a lo largo de su vida. El factor $c2 * r2 * (gbest - x_i(t-1))$ es el llamado componente social que representa la distancia entre la posición actual y la mejor posición del vecindario, es decir, la decisión que tomara la partícula según la influencia que el resto del cúmulo ejerce sobre ella. [12]

Dónde $c1$ y $c2$ son parámetros ajustables llamados constante de aceleración individual y social, respectivamente, que son usualmente definidos como $c1 + c2 = 4$, con $c1 = 2$ y $c2 = 2$; $r1$ y $r2$ son números aleatorios en el intervalo $[0,1]$, $pbest_i$ es el mejor vector individual encontrado en las partículas; $gbest$ es el mejor entre todos los vectores individuales que se encuentran por todas las partículas. Los vectores $pbest_i$ y $gbest$ se evalúan mediante el uso de una función fitness o función objetivo.

Los valores máximos y mínimos de los valores de la velocidad están limitados para evitar grandes oscilaciones alrededor de la solución:

$$v_{ij} = \begin{cases} v_{max}, & \text{si } v_{ij} > v_{max} \\ v_{min}, & \text{si } v_{ij} < v_{min} \end{cases} \quad (19)$$

Los valores de v_{max} y v_{min} son iguales a 4 y -4 respectivamente, valores tomados en [13].

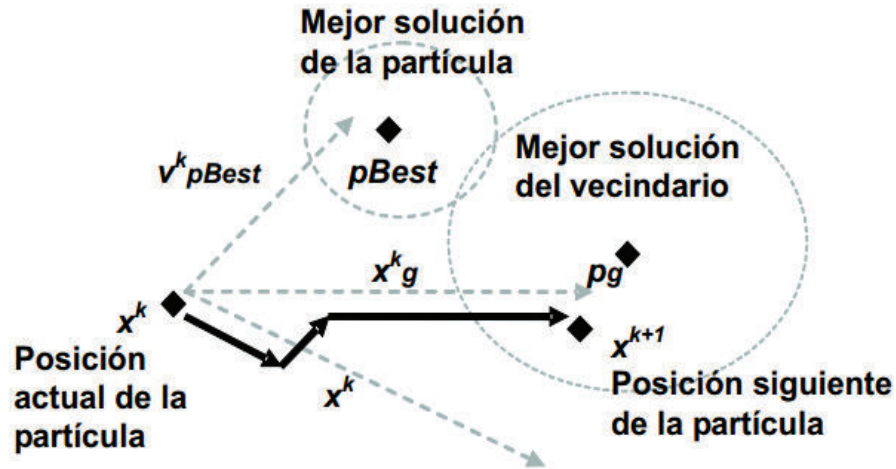


Figura 3.1: Movimiento de la partícula en el espacio [12].

La figura 3.1 muestra cómo se mueve la partícula en el espacio, la mejor solución de la partícula y la mejor solución del vecindario, siendo esta última el vector respuesta.

Para el caso de BPSO, cada elemento del vector de posición puede tomar sólo valores binarios, es decir, 1 ó 0. En cada etapa de iteración, los elementos del vector de posición se actualizan de acuerdo con la siguiente regla [13]:

$$x_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{si } \rho_{ij} < s(v_{ij}) \\ 0, & \text{caso contrario} \end{cases} \quad (20)$$

Donde ρ_{ij} es un número aleatorio para cada elemento de los vectores de velocidad, y cuyo intervalo está entre $[0,1]$, y $s(v_{ij})$ es llamada la función sigmoide definida en [13] como:

$$s(v_{ij}) = \frac{1}{1 + e^{-v_{ij}}} \quad (21)$$

3.2 APLICACIÓN DEL ALGORITMO HEURÍSTICO BPSO AL PROBLEMA DE UBICACIÓN ÓPTIMA DE PMU'S

El primer paso para la localización de PMU's en un sistema eléctrico de potencia es la identificación de las ubicaciones candidatas, pueden existir muchas soluciones a este problema, pero la mejor será la que mayor grado de redundancia tenga. La posición de los vectores de las partículas representa la solución potencial para el problema de ubicación de PMU's, y para esto se necesita definir la función fitness o función objetivo que calcula la mejor posición individual $pbest_i$, y la mejor posición global $gbest$ de las partículas, dada en [14]:

$$f(x) = w_1 * \sum_{i=1}^{Nb} f_i + w_2 * J_1 + C * J_2 \quad (22)$$

Donde w_1 , w_2 y C son valores tomados de [14], $w_1 = -2$, $w_2 = 1$ y $C = 0.01$, $\sum_{i=1}^{Nb} f_i$ representa el número de barras observables por cada partícula encontrada, J_1 representa el número total de PMU's por cada partícula y J_2 grado de redundancia. J_1 y J_2 están definidas como:

$$J_1 = X * X^T \quad (23)$$

$$J_2 = (M - A * X)^T * (M - A * X) \quad (24)$$

Como se mencionó anteriormente el objetivo en este trabajo es minimizar el número de PMU's haciendo a un sistema totalmente observable y con alto grado de observabilidad. La matriz M para este caso toma valores de 2, que quiere decir que el nivel de redundancia es igual a 1.

CAPÍTULO 4

4. DESARROLLO DEL SOFTWARE

En este capítulo se hará una descripción de los diferentes métodos de optimización para aplicarlos al problema de la ubicación óptima de unidades de medición sincrofasoriales.

4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA EMPLEANDO EL ALGORITMO HEURÍSTICO BPSO DESARROLLADO

Para la inicialización del algoritmo heurístico debemos encontrar una población de partículas con sus respectivas velocidades, con criterios de cambio y de parada.

La población de partículas iniciales X_i^0 se construye de forma aleatoria para el problema de optimización por enjambre de partículas con dimensión de $P \times Nb$, donde P es el número de partículas asignadas por el usuario, y Nb es el número de barras del sistema, así mismo las velocidades de las partículas iniciales se generan aleatoriamente.

Para las mejores partículas iniciales PB_i^0 , es necesario realizar que $PB_i^0 = X_i^0$. El conjunto de las mejores partículas posteriores forman la matriz PB_i^k , la cual es calculada por la función fitness (22) para las mejores partículas individuales:

$$f_i^{pbest}(PB_i^0) = w_1 * \sum_{i=1}^{Nb} f_i + w_2 * J_1 + C * J_2$$

La mejor partícula global inicial GB^0 es igual a la mejor partícula individual inicial con el menor valor de la función fitness y los argumentos de GB^0 son iguales a los argumentos de PB_i^0 con el menor valor de la función global (22):

$$f^{gbest}(GB^0) = \min(f_i^{pbest}(PB_i^0))$$

$$GB^0 = [gb_1 \quad gb_2 \quad gb_3 \quad \dots \quad gb_{nb}]$$

Se inicia un lazo con el contador de las iteraciones para iniciar la búsqueda de la mejor partícula, en este caso la ubicación óptima de PMU's, encontrando en primer lugar las nuevas velocidades de las partículas con (18):

$$v_{i \text{ nb}}^k = v_{i \text{ nb}}^{k-1} + c1 * r1 * (PB_i^{k-1} - x_i^{k-1}) + c2 * r2 * (GB^{k-1} - x_i^{k-1})$$

y posteriormente las nuevas posiciones de las partículas (20).

$$x_{i \text{ nb}}^k = \begin{cases} 1, & \text{si } \rho_{i \text{ nb}}^k < s(v_{i \text{ nb}}^k) \\ 0, & \text{caso contrario} \end{cases}$$

Cada partícula se evalúa de nuevo con respecto a su posición actualizada $f_i^k(X_i^k)$, para saber si las mejores partículas individuales cambian, con el criterio de:

$$\text{Si } f_i^k(X_i^k) < f_i^{pbest}(PB_i^{k-1})$$

Entonces

$$f_i^{pbest}(PB_i^k) = f_i^k(X_i^k)$$

$$PB_i^k = X_i^k$$

Caso contrario

$$f_i^{pbest}(PB_i^k) = f_i^{pbest}(PB_i^{k-1})$$

$$PB_i^k = PB_i^{k-1}$$

Teniendo así una nueva población de mejores partículas individuales y encontrando una nueva mejor partícula global con $f^{gbest}(GB^k) = \min(f_i^{pbest}(PB_i^k))$, se aplica otro criterio para observar si la mejor partícula global cambia:

$$\text{Si } f^{gbest}(GB^k) < f^{gbest}(GB^{k-1})$$

Entonces

$$f^{gbest}(GB^k) = f^{gbest}(GB^k)$$

$$GB^k = GB^k$$

Caso contrario

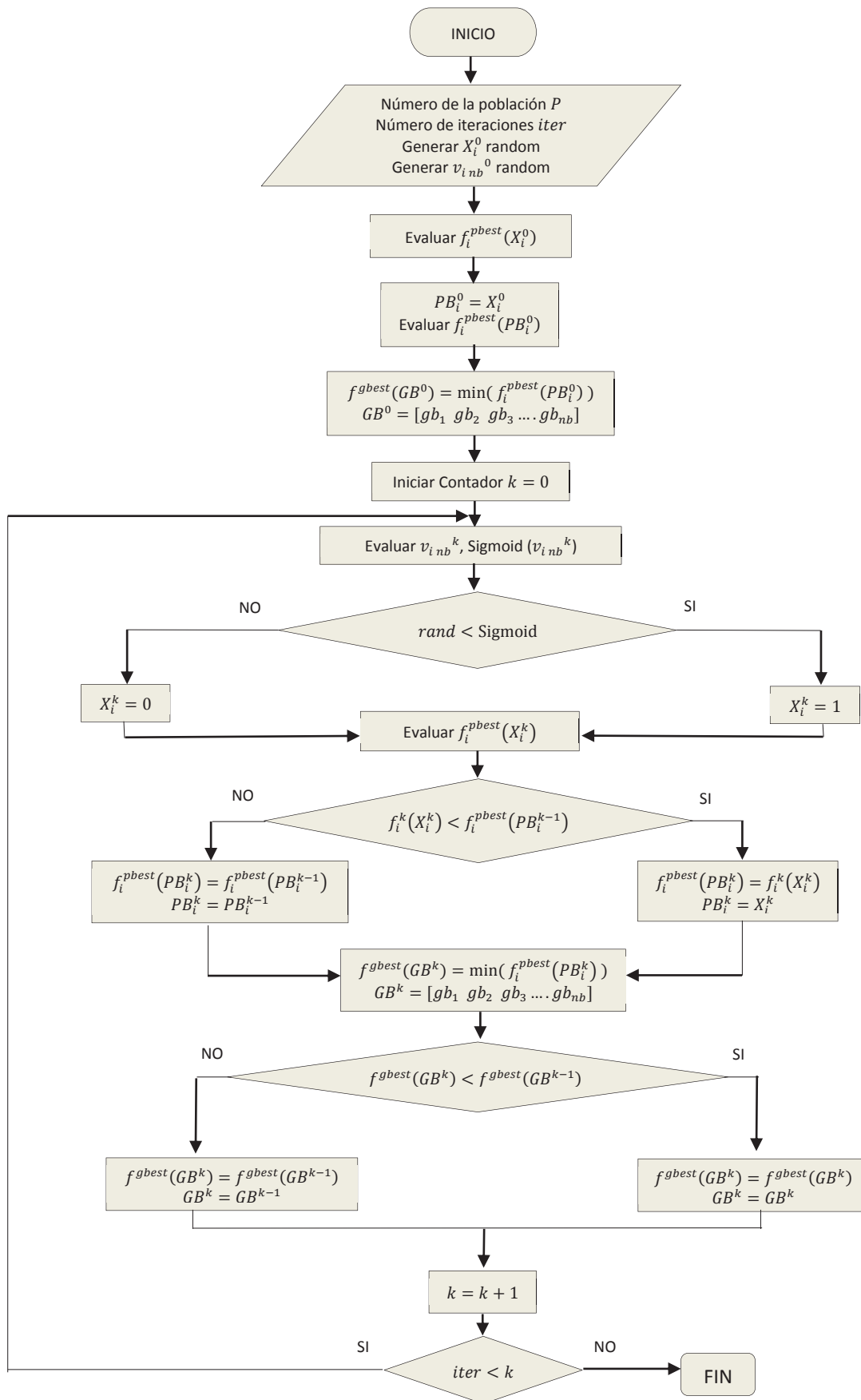
$$f^{gbest}(GB^k) = f^{gbest}(GB^{k-1})$$

$$GB^k = GB^{k-1}$$

Este lazo se lo realiza hasta el número máximo de iteraciones dado por el usuario, obteniendo el número mínimo de PMU's a instalar para que un sistema eléctrico de potencia sea observable y con un buen grado de redundancia.

4.1.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL ALGORITMO HEURÍSTICO BPSO

La formulación del algoritmo heurístico por enjambre de partículas es resumida en un diagrama de flujo para una mejor visión.



4.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA EMPLEANDO LA FUNCIÓN DE OPTIMIZACIÓN BINARIA DE MATLAB

La función de optimización binaria propia de MatLab es llamada bintprog, la cual es un solucionador de programación lineal y busca el mínimo de un problema especificado por [15]:

$$\min f^T x \text{ sujeto a } \begin{cases} x \text{ enteros binarios} \\ A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{cases}$$

Donde:

f : Vector de coeficientes que multiplican a las variables de decisión en la función objetivo.

x : Vector de variables de decisión (solución)

b : Vector de términos de la derecha de las restricciones de desigualdad

beq : Vector de términos de la derecha de las restricciones de igualdad

lb : Vector que define la frontera inferior del dominio

ub : Vector que define la frontera superior del dominio

A : Matriz de coeficientes que multiplican a las variables en las restricciones de desigualdad

Aeq : Matriz de coeficientes que multiplican a las variables en las restricciones de igualdad

Un problema de programación lineal binaria entera busca optimizar una función objetivo lineal sujeta a una serie de restricciones lineales. Las variables involucradas deben ser de tipo entero o binario, es decir su valor sólo puede ser uno o cero.

La sintaxis para hacer uso de la función `bintprog` en el entorno de MatLab se describe a continuación:

$$x = \text{bintprog}(f, A, b, Aeq, beq, lb, ub)$$

CAPÍTULO 5

5. SIMULACIÓN CON SISTEMAS DE PRUEBA DE LA IEEE

El trabajo descrito será aplicado a los sistemas de prueba de la IEEE dados por la bibliografía expuesta además de aplicarlo al Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano.

5.1 SISTEMA DE 14 BARRAS

Se analizará el caso el sistema de 14 barras de la IEEE como lo indica la figura 5.1 en los tres casos dados en este proyecto y se lo comparará con la bibliografía expuesta. Los datos para la formulación se encuentran detallados en la tabla 5.1.

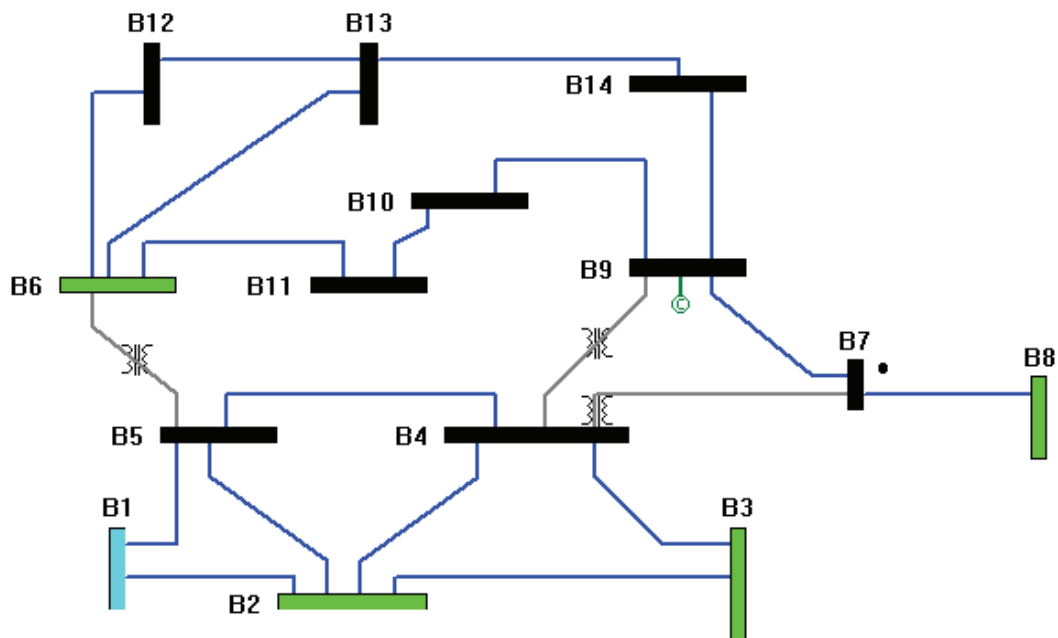


Figura 5.1: Diagrama unifilar sistema de 14 barras de la IEEE, [11]

Sistema	# de Líneas	Medidas de Inyección	Medidas de Flujo
BUS 14	20	1, 2, 3, 4, 6, 9, 10, 12, 13	1-2, 7-4, 7-8, 7-9, 9-4

Tabla 5.1: Información del sistema [16], [10]

5.1.1 CASO 1: SIN MEDIDAS CONVENCIONALES

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.2:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	4	2 6 7 9
bintprog	4	2 6 7 9
BPSO	4	2 6 7 9
	4	2 7 10 13
	4	2 6 8 9
	4	2 7 11 13

Tabla 5.2: Información de resultados, Autor

Localización de PMU's	Número de veces que es observable cada barra
2 6 7 9	1 1 1 3 2 1 2 1 2 1 1 1 1 1
2 7 10 13	1 1 1 2 1 1 1 1 2 1 1 1 1 1
2 6 8 9	1 1 1 2 2 1 2 1 1 1 1 1 1 1
2 7 11 13	1 1 1 2 1 2 1 1 1 1 1 1 1 1

Tabla 5.3: Número de veces que es observable cada barra, Autor

Con la tabla 5.3 podemos concluir que ubicar PMU's en las barras 2 6 7 y 9, hacen al sistema más redundante siendo la solución óptima. Como se muestra en la figura 5.2 todas las barras son observables con la localización de las PMU's encontradas por el algoritmo.

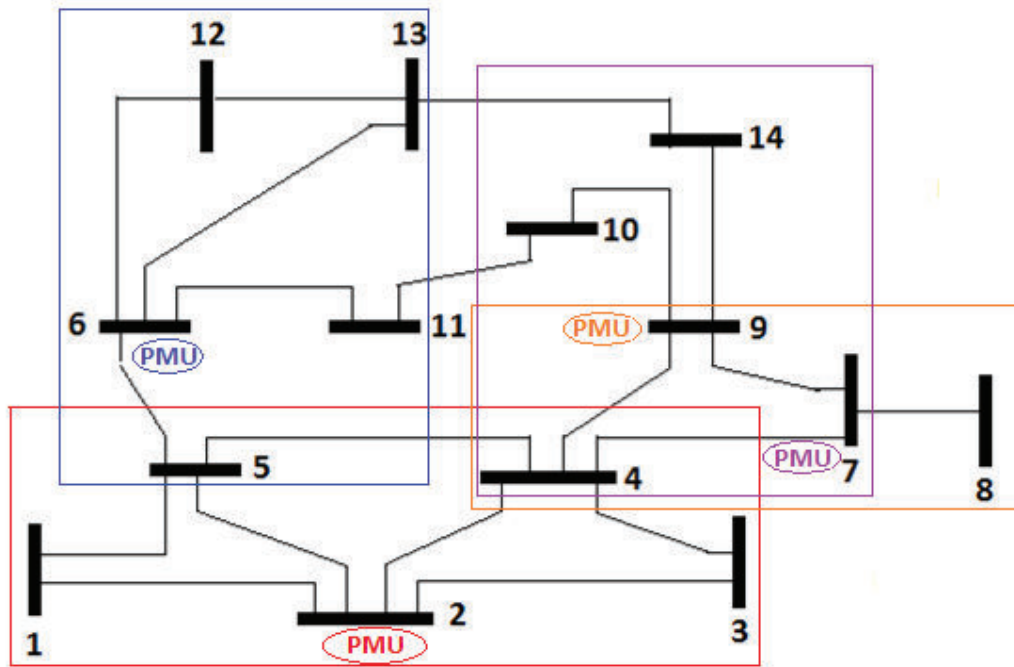


Figura 5.2: Barras observables con la ubicación de las PMU's en 2, 6, 7 y 9, Autor

5.1.1.1 Considerando la Pérdida de una PMU

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.4:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	9	1 2 3 6 7 8 9 10 13
bintprog	9	2 4 5 6 7 8 9 11 13
BPSO	9	1 2 3 6 7 8 9 10 13
	9	1 2 3 6 7 8 9 11 13

Tabla 5.4: Información de resultados, Autor

5.1.2 CASO 2: CON MEDIDAS CONVENCIONALES

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.5:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [16]	2	6 9
bintprog	2	10 13
BPSO	2	6 9
	2	10 13

Tabla 5.5: Información de resultados, Autor

Localización de PMU's	Número de veces que es observable cada isla
6 9	2 1 1 1 1 1 1
10 13	1 1 1 1 1 1 1

Tabla 5.6: Número de veces que es observable cada zona, Autor

Con la tabla 5.6 podemos concluir que ubicar PMU's en las barras 6 y 9, hacen al sistema más redundante siendo la solución óptima con las medidas convencionales indicadas en la tabla 5.1.

5.1.2.1 Considerando la Pérdida de una PMU

Los resultados obtenidos por la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.7:

	# de PMU's	Localización de PMU's
bintprog	4	6 9 10 13
BPSO	4	6 9 11 13
	4	6 9 10 13

Tabla 5.7: Información de resultados, Autor

5.1.3 CASO 3: CON MEDIDAS DE INYECCIÓN

Los datos para la formulación de este problema se encuentran detallados en la tabla 5.8:

Sistema	# de Líneas	Barras con Medidas de Inyección
BUS 14	20	7

Tabla 5.8: Información del sistema [10].

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.9:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	3	2 6 9
bintprog	3	2 6 9
BPSO	3	2 6 9

Tabla 5.9: Información de resultados, Autor

5.1.3.1 Considerando la Pérdida de una PMU

Los resultados obtenidos por la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.10:

	# de PMU's	Localización de PMU's
bintprog	7	2 4 5 6 9 10 13
BPSO	7	2 4 5 6 9 10 13
	7	1 2 4 6 9 11 13
	7	1 2 4 6 9 10 13

Tabla 5.10: Información de resultados, Autor

5.2 SISTEMA DE 30 BARRAS

Se analizará el caso del sistema de 30 barras de la IEEE como lo indica la figura 5.3 en dos casos, sin medidas convencionales y con medidas de inyección cero y se lo comparará con la bibliografía expuesta. Los datos para la formulación se encuentran detallados en la tabla 5.11.

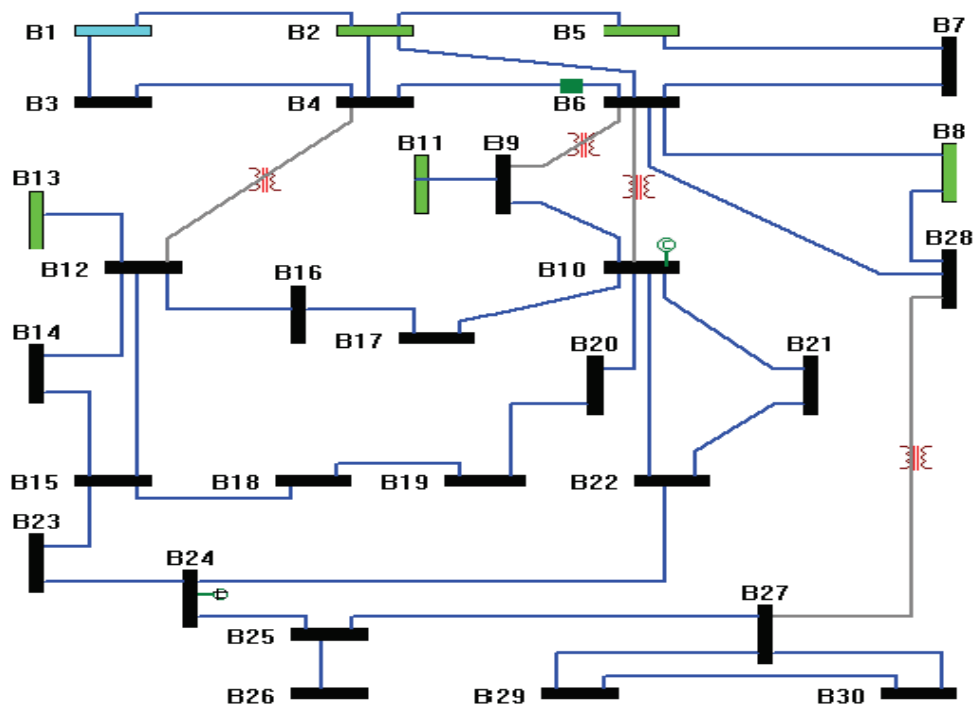


Figura 5.3: Diagrama unifilar del sistema de 14 barras de la IEEE, [10]

Sistema	# de Líneas
BUS 30	41

Tabla 5.11: Información del sistema, [10]

5.2.1 CASO 1: SIN MEDIDAS CONVENCIONALES

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.12:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	10	2 4 6 9 10 12 15 18 25 27
Resultados de [16]	10	2 4 6 9 10 12 15 19 25 27
Bintprog	10	1 7 9 10 12 18 24 25 27 28
BPSO	10	1 5 6 10 11 12 15 19 25 27
	10	1 6 7 10 11 12 15 19 25 27

10	3 5 6 10 11 12 15 19 25 27
10	1 5 6 10 11 12 18 24 25 29
10	3 5 6 10 11 12 18 24 25 30
10	3 5 6 10 11 12 15 19 25 27

Tabla 5.12: Información de resultados, Autor

5.2.1.1 Considerando la Pérdida de una PMU

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.13:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	22	2 3 4 5 6 8 9 10 11 12 13 14 15 16 18 19 21 23 25 26 27 29
bintprog	21	1 3 5 7 8 9 10 11 12 13 15 17 19 20 22 24 25 26 28 29 30
BPSO	21	1 3 5 6 7 8 9 10 11 12 13 15 16 18 19 22 24 25 26 27 30
	21	1 3 5 6 7 8 9 10 11 12 13 15 16 18 19 22 24 25 26 29 30
	21	1 3 5 6 7 8 9 10 11 12 13 15 16 18 19 22 24 25 26 27 29

Tabla 5.13: Información de resultados, Autor

5.2.2 CASO 2: CON MEDIDAS DE INYECCIÓN

Los datos para la formulación de este problema se encuentran detallados en la tabla 5.14:

Sistema	# de Líneas	Barras con Medidas de Inyección
BUS 30	41	6, 9, 11, 25, 28

Tabla 5.14: Información del sistema [10].

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.15:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	7	3 5 10 12 18 23 27
bintprog	7	3 7 10 12 18 24 27
BPSO	7	1 7 10 12 19 24 27
	7	1 7 10 12 18 24 27

Tabla 5.15: Información de resultados, Autor

5.2.2.1 Considerando la Pérdida de una PMU

Los resultados obtenidos por la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.16:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Bintprog	15	1 3 5 7 10 12 13 15 17 19 20 22 24 27 30
BPSO	15	1 2 3 7 10 12 13 15 17 18 19 22 24 27 29
	15	1 2 3 7 10 12 13 15 17 18 19 22 24 27 30
	15	1 2 3 7 10 12 13 15 16 18 19 22 24 27 30

Tabla 5.16: Información de resultados, Autor

5.3 SISTEMA DE 57 BARRAS

Se analizará el caso del sistema de 57 barras de la IEEE como lo indica la figura 5.4 en dos casos, sin medidas convencionales y con medidas de inyección cero y se lo comparará con la bibliografía expuesta. Los datos para la formulación se encuentran detallados en la tabla 5.17.

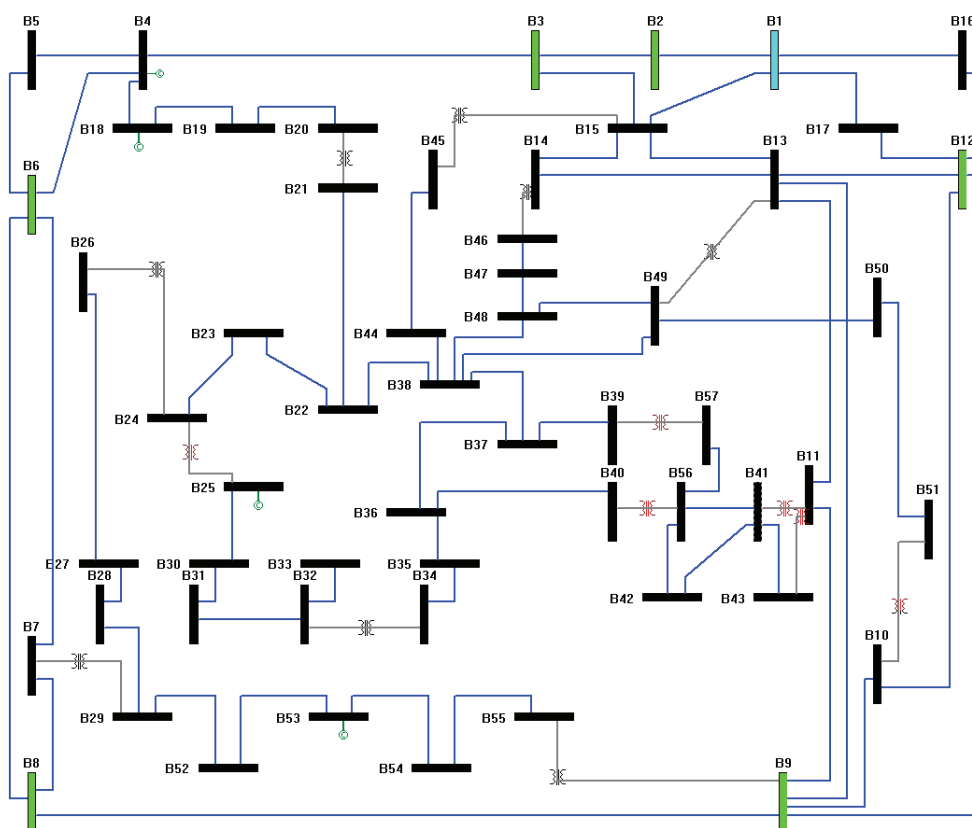


Figura 5.4: Diagrama unifilar del sistema de 14 barras de la IEEE, [10]

Sistema	# de Líneas
BUS 57	78

Tabla 5.17: Información del sistema, [10]

5.3.1 CASO 1: SIN MEDIDAS CONVENCIONALES

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.18:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	17	1 4 7 9 15 20 24 25 27 32 36 38 39 41 46 50 53

Resultados de [16]	17	1 4 6 9 15 20 24 25 28 32 36 38 41 47 50 53 57
bintprog	17	1 4 8 9 15 20 24 28 30 32 36 38 39 41 47 51 53
BPSO	17	2 6 12 14 19 22 26 29 30 32 36 39 41 45 48 50 54
	17	1 6 9 15 19 22 25 27 29 32 36 38 41 47 51 54 57
	17	1 6 9 15 19 22 24 28 31 32 36 38 41 46 51 53 57
	17	1 4 9 15 20 23 27 29 30 32 36 38 41 46 50 53 57
	17	1 6 9 15 19 22 25 27 29 32 36 38 41 47 50 54 57
	17	1 4 9 13 20 22 25 27 29 32 36 41 44 47 51 53 57
	17	1 4 6 9 15 20 24 28 31 32 36 38 41 46 51 53 57
	17	1 4 9 10 20 22 25 27 29 32 36 39 41 45 46 49 54
	17	1 4 6 9 15 20 24 28 31 32 36 38 41 46 50 53 57
	17	1 4 9 15 20 22 25 27 29 32 36 38 41 46 51 53 57

Tabla 5.18: Información de resultados

5.3.1.1 Considerando la Pérdida de una PMU

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.19:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	35	1 2 4 6 7 9 11 12 13 15 19 20 22 24 25 26 27 29 30 32 33 34 36 37 38 39 41 44 46 47 50 51 53 54 56
bintprog	33	1 3 4 6 9 11 12 15 19 20 22 24 25 27 28 29 31 32 33 35 36 37 38 39 41 45 46 47 50 51 53 54 56
BPSO	33	1 2 4 6 9 12 15 19 20 22 24 26 28 29 30 31 32 33 35 36 37 38 41 43 45 46 47 50 51 53 54 56 57

33	1 2 4 6 9 12 15 19 20 22 24 25 27 28 29 31 32 33 35 36 37 38 41 43 45 46 47 50 51 53 54 56 57
33	1 3 4 6 9 12 15 19 20 22 24 25 27 28 29 31 32 33 35 36 37 38 41 43 44 46 47 50 51 53 54 56 57
33	1 3 4 6 9 11 12 15 19 20 22 24 25 27 28 29 31 32 33 35 36 38 39 41 44 46 47 50 51 53 54 56 57
33	1 2 4 6 9 11 12 15 19 20 22 24 25 27 28 29 31 32 33 35 36 37 38 41 45 46 47 50 51 53 54 56 57

Tabla 5.19: Información de resultados, Autor

5.3.2 CASO 2: CON MEDIDAS DE INYECCIÓN

Los datos para la formulación de este problema se encuentran detallados en la tabla 5.20:

Sistema	# de Líneas	Barras con Medidas de Inyección
BUS 57	78	4, 7, 11, 21, 22, 24, 26, 34, 36, 37, 39, 40, 45, 46, 48

Tabla 5.20: Información del sistema [10].

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.21:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	12	1 5 9 14 15 20 25 28 32 50 53 56
Bintprog	12	1 5 9 20 25 29 32 38 41 47 51 54
BPSO	12	1 5 10 15 19 25 29 32 38 41 49 54

	12	1 5 13 14 19 25 29 32 38 51 54 56
	12	1 5 12 19 25 29 32 38 41 47 51 54
	12	1 5 12 14 19 25 29 32 38 41 50 54
	12	1 5 9 19 25 29 32 38 41 47 51 53

Tabla 5.21: Información de resultados, Autor

5.3.2.1 Considerando la Pérdida de una PMU

Los resultados obtenidos por la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.22:

	# de PMU's	Localización de PMU's
bintprog	25	1 2 5 6 12 13 19 20 25 27 29 31 32 33 38 41 44 47 49 50 51 52 54 55 56
BPSO	25	1 2 5 6 10 12 15 19 20 25 28 29 30 32 33 38 41 43 47 49 51 52 54 55 56
	25	1 2 5 6 12 13 14 19 20 25 28 29 30 32 33 38 41 44 47 50 51 53 54 55 56
	25	1 2 5 6 10 12 13 15 19 20 25 27 29 31 32 33 38 41 47 49 51 52 54 55 56
	25	1 3 5 6 10 12 15 19 20 25 28 29 30 32 33 38 41 43 47 49 51 53 54 55 56

Tabla 5.22: Información de resultados, Autor

5.4 SISTEMA DE 118 BARRAS

Se analizará el caso del sistema de 118 barras de la IEEE como lo indica la figura 5.5 en los tres casos dados en este proyecto y se lo comparará con la bibliografía expuesta. Los datos para la formulación se encuentran detallados en la tabla 5.23.

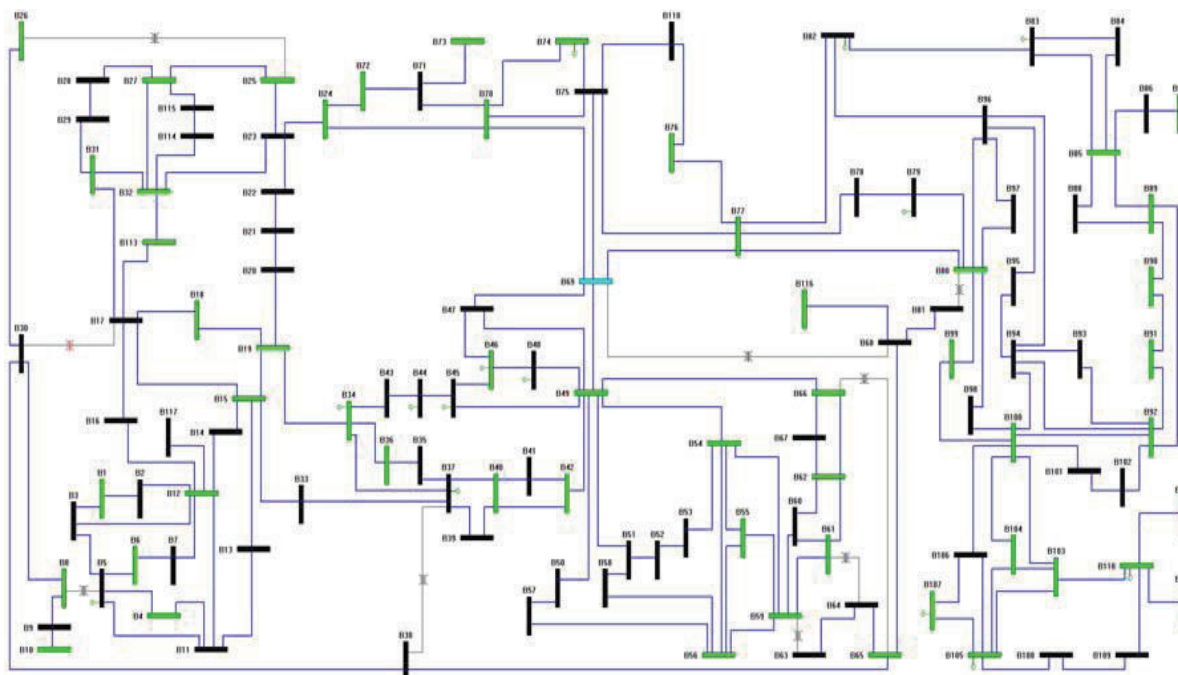


Figura 5.5: Diagrama unifilar del sistema de 118 barras de la IEEE, [10]

Sistema	# de Líneas	Medidas de Inyección	Medidas de Flujo
BUS 118	179	5, 9, 12, 19, 21, 27, 28, 30, 32, 37, 38, 41, 44, 47, 50, 53, 59, 62, 63, 64, 68, 71, 81, 83, 86, 94, 96, 108, 110	6-7, 5-6, 1-3, 3-12, 3-5, 8-30, 8-5, 8-9, 26-25, 25-27, 29-31, 28-29, 23-32, 32-114, 27-32, 70-74, 74-75, 47-69, 46-47, 82-83, 83-84, 93-94, 92-94, 94-100, 99-100, 98-100, 106-107, 105-107, 51-52, 51-58, 55-59, 54-59, 59-60, 15-19, 19-20, 19-34, 12-16, 12-117, 35-37, 34-37, 35-36, 38-37, 43-44, 49-50, 65-68, 68-116, 68-69, 110-111, 110-112

Tabla 5.23: Información del sistema [10]

5.4.1 CASO 1: SIN MEDIDAS CONVENCIONALES

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.24:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	32	2 5 9 11 12 17 21 24 25 28 34 37 40 45 49 52 56 62 63 68 73 75 77 80 85 86 90 94 101 105 110 114
Resultados de [16]	32	3 5 9 12 15 17 21 23 28 30 34 37 40 45 49 52 56 62 64 68 71 75 77 80 85 86 91 94 101 105 110 114
bintprog	32	3 6 9 11 12 17 21 25 28 34 37 40 45 49 52 56 62 64 68 70 71 76 79 83 86 89 92 96 100 105 110 114
BPSO	32	2 6 10 11 12 19 22 27 29 30 32 35 37 40 43 46 49 52 56 62 63 68 70 76 77 80 85 91 92 95 105 110
	32	2 5 9 12 15 17 21 24 25 28 34 37 41 45 49 52 56 62 64 73 75 77 80 85 86 90 94 102 105 110 114 116
	32	2 5 9 12 15 17 21 23 25 29 34 37 40 45 49 52 56 62 64 71 75 77 80 85 86 90 94 102 105 110 114 116
	32	2 5 9 12 15 17 21 25 29 34 37 41 45 49 52 56 62 64 68 70 71 76 79 85 86 91 92 96 100 105 110 114

Tabla 5.24: Información de resultados, Autor

5.4.1.1 Considerando la Pérdida de una PMU

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.25:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	72	1 2 4 5 6 9 10 11 12 15 16 17 19 21 22 24 25 27 28 29 30 32 34 35 37 39 40 41 43 45 46 49 50 51 52 54 56 59 62 63 64 66 68 70 71 73 75 76 77 78 80 81 83 85 86 87 89 90 92 94 96 100 101 105 106 108 110 111 112 114 116 117
Bintprog	68	1 2 5 7 9 10 11 12 15 17 19 21 22 24 25 26 27 29 31 32 34 36 37 40 41 44 45 46

		49 52 53 56 57 58 59 62 64 65 67 68 70 71 73 75 76 77 78 80 83 85 86 87 89 91 92 94 96 100 102 105 107 109 110 111 112 115 116 117
BPSO	68	1 2 5 6 9 10 11 12 15 17 19 21 22 25 27 29 30 31 32 34 36 37 40 41 44 45 46 49 50 51 52 53 56 59 62 64 65 67 68 70 71 72 73 75 77 79 80 84 85 86 87 89 90 92 94 96 100 101 105 107 108 110 111 112 115 116 117 118
	68	1 2 5 6 9 10 11 12 15 17 19 21 22 26 27 28 29 30 32 34 35 37 40 41 44 45 46 49 50 52 53 56 58 59 62 63 64 67 68 70 71 72 73 75 76 77 79 80 83 85 86 87 89 90 92 94 96 100 102 105 107 108 110 111 112 114 116 117

Tabla 5.25: Información de resultados, Autor

5.4.2 CASO 2: CON MEDIDAS CONVENCIONALES

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.26:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	19	2, 11, 17, 21, 24, 40, 49, 56, 62, 71, 77, 80, 86, 89, 91, 100, 102, 108, 118
Bintprog	19	11 12 15 22 40 49 54 64 67 71 72 76 79 86 89 92 96 100 109
BPSO	19	11 12 15 22 24 40 49 54 64 67 73 78 87 89 92 96 100 109 118
	19	11 12 15 22 23 40 49 54 64 67 71 78 87 89 92 96 100 109 118

19	11 12 15 22 24 40 49 54 62 64 73 78 87 89 92 96 100 109 118
----	--

Tabla 5.26: Información de resultados, Autor

5.4.2.1 Considerando la Pérdida de una PMU

Los resultados obtenidos por la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.27:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Bintprog	42	2 5 11 12 15 21 22 31 37 40 42 46 49 53 54 59 64 65 66 67 70 71 72 73 76 78 79 86 87 88 89 91 92 95 96 97 100 102 105 109 110 118
BPSO	42	1 4 11 12 15 21 22 23 37 40 41 46 49 52 54 59 61 63 66 67 71 72 73 76 77 78 80 85 86 87 89 90 92 95 96 100 102 105 109 110 113 118
	42	1 5 11 12 15 21 22 24 31 37 40 41 46 49 52 54 58 62 63 64 67 71 72 73 76 78 79 86 87 88 89 90 92 95 96 97 100 101 103 108 109 118

Tabla 5.27: Información de resultados, Autor

5.4.3 CASO 3: CON MEDIDAS DE INYECCIÓN

Los datos para la formulación de este problema se encuentran detallados en la tabla 5.28:

Sistema	# de Líneas	Barras con Medidas de Inyección
BUS 118	179	5, 9, 30, 37, 38, 63, 64, 68, 71, 81

Tabla 5.28: Información del sistema [10].

Los resultados obtenidos por las referencias, la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.29:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	29	2 8 11 12 15 19 21 27 31 32 34 40 45 49 52 56 62 65 72 75 77 80 85 86 90 94 101 105 110
bintprog	29	3 8 11 12 17 21 25 28 34 39 42 45 49 53 56 62 69 72 75 77 80 85 86 90 94 101 105 110 114
BPSO	29	1 10 11 12 17 21 27 29 32 34 39 41 45 49 52 56 62 72 75 77 80 85 86 90 94 102 105 110 116
	29	1 10 11 12 17 21 27 28 32 34 39 41 45 49 52 56 62 72 75 77 80 85 86 90 94 101 105 110 116
	29	1 10 11 12 17 21 23 29 34 39 41 45 49 52 56 62 72 75 77 80 85 86 90 94 101 105 110 115 116
	29	1 8 11 12 17 21 23 29 34 39 41 45 49 52 56 62 72 75 77 80 85 86 90 94 102 105 110 115 116
	29	1 10 11 12 17 21 27 29 32 34 39 41 45 49 52 56 62 72 75 77 80 85 86 90 94 102 105 110 116
	29	1 10 11 12 17 21 25 29 34 39 41 45 49 52 56 62 72 75 77 80 85 86 91 94 101 105 110 114 116

Tabla 5.29: Información de resultados, Autor

5.4.3.1 Considerando la Pérdida de una PMU

Los resultados obtenidos por la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.30:

	# de PMU's	Localización de PMU's
Resultados de [10]	65	1 2 5 6 8 10 11 12 15 16 17 19 21 22 24 25 27 28 31 32 33 34 35 39 40 41 43 45 46 49 50 51 52 53 56 59 62 65 66 70 72 75 76 77

		78 80 83 85 86 87 89 90 92 94 96 100 101 105 106 108 110 111 112 114 117
Bintprog	63	2 3 6 8 10 11 12 15 17 19 21 22 26 27 29 31 32 34 36 39 41 42 44 45 48 49 52 53 56 57 58 59 62 67 69 70 72 73 75 77 79 80 84 85 86 87 89 91 92 94 96 100 102 105 107 109 110 111 112 115 116 117 118
BPSO	63	1 2 6 8 10 11 12 15 17 19 21 22 25 27 28 29 32 34 35 39 41 42 43 45 46 49 52 53 56 57 58 59 62 67 69 70 72 73 75 77 78 80 83 85 86 87 89 90 92 94 96 100 101 105 107 108 110 111 112 114 116 117 118

Tabla 5.30: Información de resultados, Autor

5.5 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Se analizará el caso del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano mostrado en la figura 5.6 con la formulación del problema sin utilizar medidas convencionales, es decir solamente utilizando PMU's.

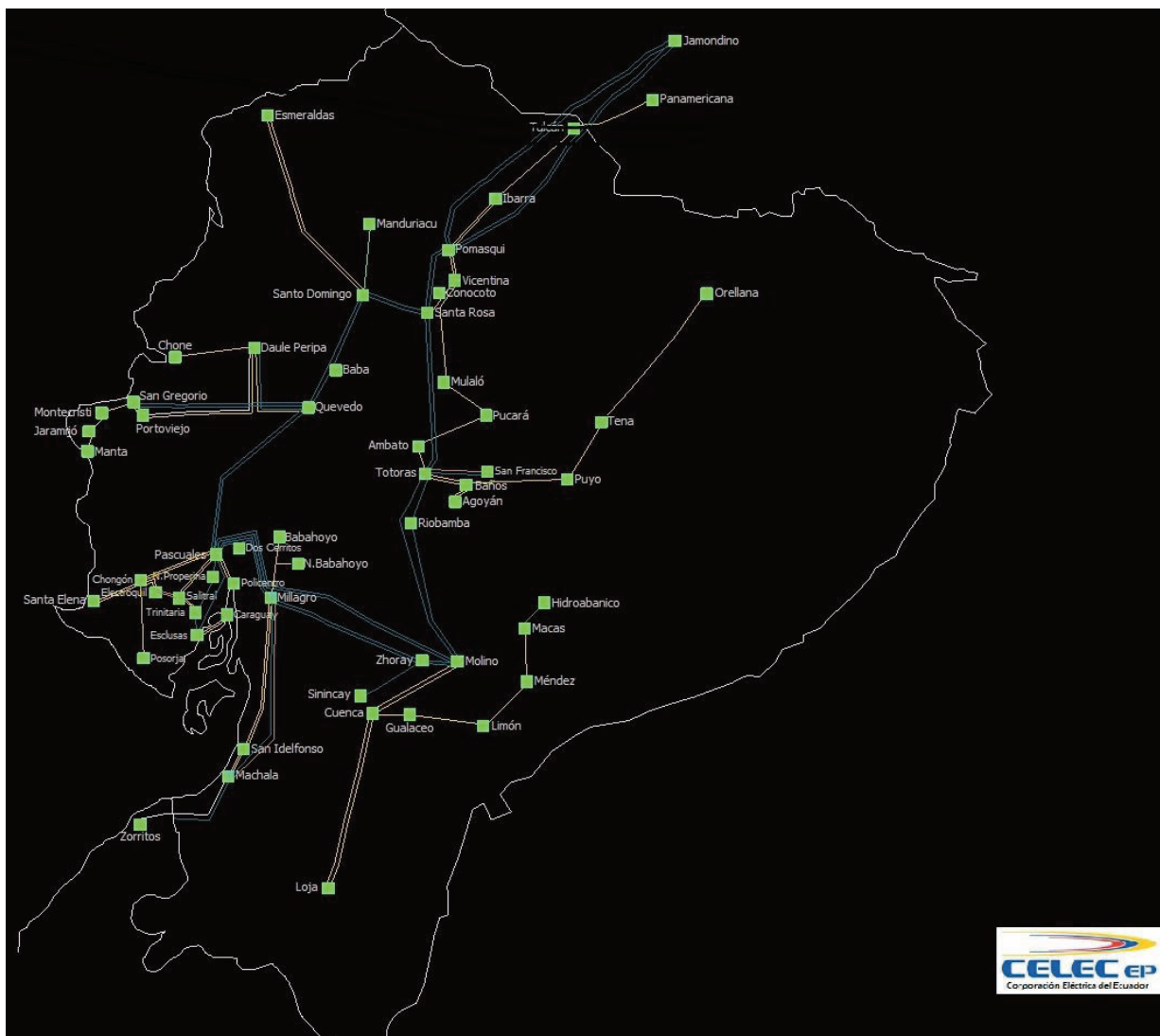


Figura 5.6: Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, CELEC EP
TRANSELECTRIC.

Sistema	# de Líneas
SNI Ecuatoriano	367

Tabla 5.31: Información del sistema, CENTRO DE OPERACIONES, CELEC EP
TRANSELECTRIC.

5.5.1 CASO 1: SIN MEDIDAS CONVENCIONALES

Los resultados obtenidos por la función propia de MatLab y el algoritmo heurístico son resumidos en la tabla 5.32:

	# de PMU's	Localización de PMU's
bintprog	101	4 12 17 19 22 23 33 42 48 49 50 58 59 66 67 72 73 94 95 99 103 115 116 118 122 131 134 141 146 153 159 167 169 170 174 187 192 196 197 199 200 201 202 211 212 215 217 218 230 231 233 237 240 242 245 249 252 253 254 256 257 258 259 260 261 262 264 266 267 268 269 270 271 272 275 276 279 280 281 282 283 284 285 286 287 288 289 291 293 294 295 296 297 298 301 303 304 305 309 310 312
BPSO	102	4 12 14 17 19 20 22 32 33 47 49 50 59 66 87 98 99 102 114 116 118 122 131 134 144 153 167 169 170 174 187 192 196 197 198 199 201 202 208 209 230 232 233 237 242 244 247 248 249 252 253 254 255 256 257 259 260 262 264 265 266 267 268 269 270 271 272 273 274 275 276 277 278 279 280 281 282 283 284 285 286 287 288 289 290 291 292 293 294 295 296 297 298 300 303 304 305 306 307 308 309 310

Tabla 5.32: Información de resultados, Autor

La ubicación de PMU's en el SNI se encuentran en la tabla 5.32. En el anexo F se codifican el número de barra con su respectivo nombre para una mejor visualización.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

La ubicación de PMU's conjuntamente con medidas convencionales existentes hacen a los sistemas eléctricos de potencia más redundantes, teniendo una mayor cantidad de datos para entregar al estimador de estado, facilitando el monitoreo y control, reduciendo la utilización de algoritmos complejos y cálculos de variables eléctricas.

El algoritmo por enjambre de partículas PSO es fácil de implementar y encuentra la solución de varios problemas, para que fuese aplicable en el problema binario de la ubicación de PMU's se utilizó la función sigmoïdal que es habitualmente utilizada en redes neuronales, la cual nos entrega las posiciones de las partículas en una cadena de bits (ceros y unos), siendo las localizaciones de las PMU's obteniendo el algoritmo llamado BPSO, necesario para la solución del problema propuesto.

Los resultados son muy aceptables comparados con la literatura expuesta, encontrando la misma cantidad mínima de PMU's e inclusive en ciertos casos encontrando menos PMU's haciendo a los sistemas completamente observables, lo cual nos comprueba la validez del algoritmo desarrollado.

En el problema de la ubicación óptima de unidades de medición sincrofasoriales con el método heurístico BPSO, no necesariamente nos entrega una única solución, pueden encontrarse un conjunto de soluciones con el mismo mínimo número de PMU's para hacer completamente observable a un sistema eléctrico de potencia en diferentes localizaciones.

El conjunto de soluciones encontradas nos da versatilidad de escoger la opción que se desee, aplicando los criterios que mejor convengan en un sistema eléctrico de potencia.

La ubicación óptima de PMU's encuentra un mínimo de unidades, lo que nos refleja en un costo de instalación total también mínimo.

El caso de minimización utilizando únicamente PMU's, puede considerarse como impracticable, pero es una referencia que se puede tomar en cuenta en muchos sistemas eléctricos de potencia.

Las diferentes soluciones del problema de ubicación óptima de PMU's encontradas por el algoritmo heurístico tienen un grado de redundancia, es decir un número de veces que cada barra es observable por el conjunto de unidades de medición sincrofasoriales, considerándose como la óptima la que mayor redundancia tenga.

En un sistema eléctrico de potencia es necesario ubicar alrededor del 20% a 30% de unidades de medición sincrofasorial con respecto al número total de barras existentes, si se considera únicamente ubicación de PMU's.

Si se consideran las barras de inyección cero en la formulación del problema de optimización se reduce el porcentaje de PMU's en un 3% a 10% adicional con respecto a no considerar las inyecciones cero.

Se necesitan alrededor de un 50% más de unidades de medición sincrofasoriales para hacer completamente observable al sistema eléctrico de potencia en caso de pérdida de una PMU, con respecto a la ubicación sin ninguna pérdida.

El uso de las PMU's está siendo cada vez más necesario ya que los datos fasoriales en tiempo real nos permiten mejorar la supervisión y el control de los sistemas eléctricos de potencia, mejorando también el suministro de la energía eléctrica al usuario final.

Los datos que nos entregan los PMU's de los fasores de voltaje y corrientes pueden observarse en tiempo real en pantallas graficas o pueden ser almacenados para posteriormente realizar estudios sea de contingencias, oscilaciones de baja frecuencia, etc.

Una desventaja que se tiene de las PMU's son la cantidad de mediciones que nos entregan, aproximadamente 60 mediciones/s. Se tienen que ubicar PDC's de gran capacidad para poder trabajar con estos datos sea en tiempo real o para almacenarlos.

Existen pocos resultados entregados por el algoritmo BPSO que no reflejan el mínimo número de PMU's, aunque de igual manera hacen completamente observables a los sistema eléctricos de potencia, debido a que el algoritmo no es exacto y generalmente no determinista.

6.2 RECOMENDACIONES

El algoritmo propuesto puede encontrar la ubicación optima de PMU's de cualquier sistema eléctrico de potencia ya que está generalizado, necesitándose únicamente su topología y mediciones convencionales, pero se recomienda ingresar los datos en formato IEEE para no tener resultados erróneos.

Aplicar los resultados encontrados por el algoritmo propuesto en los sistemas eléctricos que se desee, para incluir las PMU's en los estudios eléctricos y analizar sus influencias.

Los proyectos con nuevas subestaciones deberían considerar la instalación de una PMU ya que es un elemento de medición de fasores de voltaje y corrientes, datos importantes para estimar el estado de un sistema eléctrico de potencia.

En futuros trabajos se recomienda hacer más eficaz al algoritmo, reduciendo líneas de código en lo posible, para evitar tener variables innecesarias. Así mismo evitar el uso de comandos repetitivos para minimizar los tiempos de ejecución.

Introducir datos de medidas convencionales en el SNI para obtener un escenario lo más cercano a la realidad, ya que reducirían el número de PMU's a ser ubicados.

REFERENCIAS

[1] Q. YANG, T. BI, AND J. WU, "WAMS Implementation in China and the Challenges for Bulk Power System Protection", 2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet., pp. 1-6, Jun. 2007.

- [2] A. TORRE and I. LARCO. "Análisis Técnico para la implementación de un Sistema de monitoreo de Área Extendida (WAMS) en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador", dspace.ups.eu.ec, 2013.
- [3] CEPEDA J., ECHEVERRIA D. and ARGUELLO G., "CENACE's Experiences on Implementing a Wide Area Monitoring System (WAMS) in the Ecuadorian Power System", no. Concapan Xxxiv, 2014.
- [4] QUINTANILLA Rafael, "Sistemas de transporte inteligentes Medición Sincronizada de fasores", La red del futuro y la generación distribuida, Bilbao, 27-28 octubre 2005.
- [5] LOZANO Carlos, CASTRO Ferley, RAMIREZ Sindy, "Unidades de medición fasorial (PMU)" El Hombre y la Máquina, núm. 38, Pp. 66-74, Universidad Autónoma de Occidente, Cali-Colombia, enero-abril, 2012.
- [6] A. VILLARREAL Camilo, D. RESTREPO José, J. LOPEZ Gabriel, W. GONZÁLEZ Jorge, "Potencialidades de Aplicación de Phasor Measurement Units PMU's en Subestaciones integrando las Normas IEC 61850 e IEEE C37.118" Universidad Pontificia Bolivariana, Cir. 1 #70-01, of. 11-308. Medellín Colombia.
- [7] PÉREZ Andrés F., "Sincrofasores y su Aplicación en Control de Área Amplia en Sistemas De Potencia", Universidad Autónoma de Occidente, Departamento de Energética y Mecánica, Programa de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Cali, 2012.
- [8] QUINALUIZA Ángela, "Análisis de estabilidad de pequeña señal utilizando mediciones sincrofasoriales PMU", Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador, junio 2014.

[9] VILLA MOYA Jaime Eloy, "Ubicación Óptima de los PMU en un Sistema Eléctrico de Potencia" Universidad Politécnica Salesiana, Febrero 2015.

[10] XU Bei, ABUR Ali, "Optimal Placement of Phasor Measurement Units for State Estimation", Final Project Report, PSERC Publication 05-58, Texas A&M University, October 2005.

[11] BEI GOU, ABUR, A., "A Direct Numerical Method for Observability Analysis" Dept. of Electr. Eng., Texas A&M Univ., College Station, TX, USA, p.p 625 – 630, May 2000.

[12] GARCÍA NIETO José Manuel, "Algoritmos Basados en Cúmulos de Partículas Para la Resolución de Problemas Complejos", Directores: Enrique Alba Torres y Gabriel Jesús Luque Polo, septiembre de 2006.

[13] CHAKRABARTI S., KYRIAKIDES E., "PMU Placement for Power System Observability using Binary Particle Swarm Optimization" Members IEEE, Australia.

[14] AHMADI A., ALINEJAD-BEROMI, MORADI M., "Optimal PMU Placement for Power System Observability using Binary Particle Swarm Optimization and considering measurement redundancy", Faculty of electrical and Computer Engineering, pp. 7263-7269, Semnan University, Semnan, Iran, 2011.

[15] MathWorks, "intlinprog document", Search R2015a Documentation, Disponible: http://www.mathworks.com/help/optim/ug/intlinprog.html?s_tid=srchtitle.

[16] CHAKRABARTI Saikat, KYRIAKIDES Elias, ELIADES Demetrios, "Placement of Synchronized Measurements for Power System Observability" Members IEEE, Vol 24 No 1, January 2009.

[17] MERT KORKALI, "Strategic and Robust Deployment of Synchronized Phasor Measurement Units with Restricted Channel Capacity", Northeastern University, Boston-Massachusetts, December 2010.

[18] ZAMBRANO PINTO Álvaro Alfonso, LEÓN VEGA Miguel Arley, "Implementación de un sistema de Medición Fasorial (PMU) para una Máquina Síncrona" Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Facultad de Ingeniería, Proyecto Curricular de Ingeniería Eléctrica Bogotá, Colombia, 14 de mayo de 2013.

[19] BARBA Roberto, ARAQUE D. Gustavo J., Unidades de Medición Fasorial – PMU, CENACE, 2010.

[20] J.D. RESTREPO, G.J. LÓPEZ, J.W. GONZALES, H.M. SÁNCHEZ, "Posibilidades de Aplicación de PMU's en un Sistema de transmisión Nacional", Investigaciones Aplicadas, Universidad Pontificia Bolivariana, Vol. 5, No. 1, pp. 1-11, Junio 2011.

[21] ANGULO HURTADO Edward Andrés, HINCAPIÉ ISAZA Ricardo Alberto, GALLEGO RENDÓN Ramón Alfonso, Ubicación óptima de PMU's en sistemas de transmisión para estimación de estado usando un algoritmo de Recocido Simulado. Scientia et Technica Año XVIII, Vol. 18, No. 3, Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701, Octubre de 2013.

[22] GUTIÉRREZ ANDRADE Miguel Ángel, DE LOS COBOS SILVA Sergio Gerardo, PÉREZ SALVADOR Blanca Rosa (junio de 1998). Optimización con recocido simulado para el problema de conjunto independiente. En Línea (Universidad Autónoma Metropolitana). Consultado el 29 de julio de 2011.

[23] T. L. BALDWIN, L. MILI, M. B. BOISEN JR and R. ADAPA, "Power system observability with minimal phasor measurement placement" IEEE Trans. Power Syst., vol. 8 no. 2, pp. 707-715, May 1993.

[24] NUQUI Reynaldo F. and PHADKE Arun G., "Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability" IEEE Trans. Power Del., vol. 20, no. 4 pp. 2381-2388, Oct. 2005.

[25] R. M. MORAES, H. A. R. VOLSKIS, Y. HU AND S. MEMBER, "Deploying a Large-Scale PMU System for the Brazilian Interconnected Power System", no. April, pp. 143-149-2008.

[26] SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, "Descripción de Sincrofasores" Disponible: <https://www.selinc.com/synchrophasors/>.

[27] TASGETIREN M. Fatih, YUN-CHIA Liang, "A Binary Particle Optimization Algorithm for Lot Sizing Problem" Fatih University, 34500 Buyukcekmece, Istanbul, Turkey and Yuan Ze University No. 135 Taoyuan County, Taiwan.

[28] AMINIFAR Farrokh, KHODAEI Amin, FOTUHI-FIRUZABAD Mahmud, and SHAHIDEHPOUR Mohammad, "Contingency-Constrained PMU Placement in Power Networks", Michigan Tech.

[29] Z. HONG-SHAN, L. YING, M. ZENG-QIANG, AND Y. LEI, "Sensitivity Constrained PMU Placement for Complete Observability of Power Systems", 2005 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Asia Pacific, pp. 1-5, 2005.

[30] R. Christie, "Power System test archive", Aug. 1999. [Online]. Disponible: <https://www.ee.washington.edu/research/pstca/>.

[31] GIRALDO GARCÍA Cesar Augusto, "Unidad de medición fasorial sincronizada PMU's" Disponible: <http://www.xm.com.co/BoletinXM/Pages/xmescribeoct14.aspx>.

[32] "IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems", vol. 2011, no. December. 2011.

[33] DÁVALOS Victorio Oxilia, Secretario Ejecutivo, LUNA Néstor, Director de Estudios y Proyectos, SALAZAR Gabriel, Coordinador de Electricidad, “Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable”, OLADE, 2013.

[34] ZHONG Jiangxia, “Phasor Measurement Unit (PMU) Placement Optimization in Power Transmission Network based on Hybrid Approach”, School of Electrical and Computer Engineering RMIT University, August 2012

ANEXOS

ANEXO A: BASE DE DATOS SISTEMA 14 BARRAS IEEE

Obtenido en [28]

```
% PQ = 1; PV = 2; REF = 3;  
%% Datos Líneas y Transformadores  
% TAP: = 1 - L/T, <> 1 - Transformadores
```

```

%  Nodo      Nodo      R          X          B          TAP          Angulo
Estado      -----Líneas OFF-----
%  nl        nr        p.u.      p.u.      p.u.      p.u.      Grados  1:on
2:off      Pmax TAP_max TAP_min Ang_max Ang_min
lineas = [
    1         2  0.038760  0.118340  0.026400  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    1         5  0.054030  0.223040  0.049200  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    2         3  0.046990  0.197970  0.043800  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    2         4  0.058110  0.176320  0.034000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    2         5  0.056950  0.173880  0.034600  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    3         4  0.067010  0.171030  0.012800  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    4         5  0.013350  0.042110  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    4         7  0.000000  0.209120  0.000000  0.978000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    4         9  0.000000  0.556180  0.000000  0.969000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    5         6  0.000000  0.252020  0.000000  0.932000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    6        11  0.094980  0.198900  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    6        12  0.122910  0.255810  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    6        13  0.066150  0.130270  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    7         8  0.000000  0.176150  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    7         9  0.000000  0.110010  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360
    9        10  0.031810  0.084500  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95     360    -360

```

```

          9      14  0.127110  0.270380  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95    360   -360
          10     11  0.082050  0.192070  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95    360   -360
          12     13  0.220920  0.199880  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95    360   -360
          13     14  0.170930  0.348020  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05   0.95    360   -360

```

```
];
```

```
%% Datos Medidas Inyección
```

```
nodo_iny = [
```

```
  1
```

```
  2
```

```
  3
```

```
  4
```

```
  6
```

```
  9
```

```
 10
```

```
 12
```

```
 13
```

```
];
```

```
%% Datos Medidas Flujo
```

```
lmed = [
```

```
  1  2
```

```
  7  4
```

```
  7  8
```

```
  9  7
```

```
  9  4
```

```
];
```

```
%%Datos de Zero Inyection
```

```
nodoiz=7;
```

ANEXO B: BASE DE DATOS SISTEMA 30 BARRAS IEEE

Obtenido en [28]

```
% PQ = 1; PV = 2; REF = 3;
```

```

%  Nodo  Nodo  Voltaje  Angulo  -----Carga-----  -----Inyección---
-- ----barras OPF----
%% Datos Líneas y Transformadores
%  TAP: = 1 - L/T, <> 1 - Transformadores
%  Nodo    Nodo    R          X          B          TAP    Angulo
Estado    -----Líneas OPF-----
%  nl      nr      p.u.      p.u.      p.u.      p.u.    Grados  1:on
2:off     Pmax TAP_max TAP_min Ang_max Ang_min
lineas = [
      1      2  0.020000  0.060000  0.030000  0.000000  0.000000  1
130.00  1.05  0.95    360   -360
      1      3  0.050000  0.190000  0.020000  0.000000  0.000000  1
130.00  1.05  0.95    360   -360
      2      4  0.060000  0.170000  0.020000  0.000000  0.000000  1
65.00   1.05  0.95    360   -360
      3      4  0.010000  0.040000  0.000000  0.000000  0.000000  1
130.00  1.05  0.95    360   -360
      2      5  0.050000  0.200000  0.020000  0.000000  0.000000  1
130.00  1.05  0.95    360   -360
      2      6  0.060000  0.180000  0.020000  0.000000  0.000000  1
65.00   1.05  0.95    360   -360
      4      6  0.010000  0.040000  0.000000  0.000000  0.000000  1
90.00   1.05  0.95    360   -360
      5      7  0.050000  0.120000  0.010000  0.000000  0.000000  1
70.00   1.05  0.95    360   -360
      6      7  0.030000  0.080000  0.010000  0.000000  0.000000  1
130.00  1.05  0.95    360   -360
      6      8  0.010000  0.040000  0.000000  0.000000  0.000000  1
32.00   1.05  0.95    360   -360
      6      9  0.000000  0.210000  0.000000  0.000000  0.000000  1
65.00   1.05  0.95    360   -360
      6     10  0.000000  0.560000  0.000000  0.000000  0.000000  1
32.00   1.05  0.95    360   -360
      9     11  0.000000  0.210000  0.000000  0.000000  0.000000  1
65.00   1.05  0.95    360   -360
      9     10  0.000000  0.110000  0.000000  0.000000  0.000000  1
65.00   1.05  0.95    360   -360

```

	4	12	0.000000	0.260000	0.000000	0.000000	0.000000	1
65.00	1.05		0.95	360	-360			
	12	13	0.000000	0.140000	0.000000	0.000000	0.000000	1
65.00	1.05		0.95	360	-360			
	12	14	0.120000	0.260000	0.000000	0.000000	0.000000	1
32.00	1.05		0.95	360	-360			
	12	15	0.070000	0.130000	0.000000	0.000000	0.000000	1
32.00	1.05		0.95	360	-360			
	12	16	0.090000	0.200000	0.000000	0.000000	0.000000	1
32.00	1.05		0.95	360	-360			
	14	15	0.220000	0.200000	0.000000	0.000000	0.000000	1
16.00	1.05		0.95	360	-360			
	16	17	0.080000	0.190000	0.000000	0.000000	0.000000	1
16.00	1.05		0.95	360	-360			
	15	18	0.110000	0.220000	0.000000	0.000000	0.000000	1
16.00	1.05		0.95	360	-360			
	18	19	0.060000	0.130000	0.000000	0.000000	0.000000	1
16.00	1.05		0.95	360	-360			
	19	20	0.030000	0.070000	0.000000	0.000000	0.000000	1
32.00	1.05		0.95	360	-360			
	10	20	0.090000	0.210000	0.000000	0.000000	0.000000	1
32.00	1.05		0.95	360	-360			
	10	17	0.030000	0.080000	0.000000	0.000000	0.000000	1
32.00	1.05		0.95	360	-360			
	10	21	0.030000	0.070000	0.000000	0.000000	0.000000	1
32.00	1.05		0.95	360	-360			
	10	22	0.070000	0.150000	0.000000	0.000000	0.000000	1
32.00	1.05		0.95	360	-360			
	21	22	0.010000	0.020000	0.000000	0.000000	0.000000	1
32.00	1.05		0.95	360	-360			
	15	23	0.100000	0.200000	0.000000	0.000000	0.000000	1
16.00	1.05		0.95	360	-360			
	22	24	0.120000	0.180000	0.000000	0.000000	0.000000	1
16.00	1.05		0.95	360	-360			
	23	24	0.130000	0.270000	0.000000	0.000000	0.000000	1
16.00	1.05		0.95	360	-360			


```

    24    25  0.190000  0.330000  0.000000  0.000000  0.000000  1
16.00  1.05  0.95    360   -360
    25    26  0.250000  0.380000  0.000000  0.000000  0.000000  1
16.00  1.05  0.95    360   -360
    25    27  0.110000  0.210000  0.000000  0.000000  0.000000  1
16.00  1.05  0.95    360   -360
    28    27  0.000000  0.400000  0.000000  0.000000  0.000000  1
65.00  1.05  0.95    360   -360
    27    29  0.220000  0.420000  0.000000  0.000000  0.000000  1
16.00  1.05  0.95    360   -360
    27    30  0.320000  0.600000  0.000000  0.000000  0.000000  1
16.00  1.05  0.95    360   -360
    29    30  0.240000  0.450000  0.000000  0.000000  0.000000  1
16.00  1.05  0.95    360   -360
     8    28  0.060000  0.200000  0.020000  0.000000  0.000000  1
32.00  1.05  0.95    360   -360
     6    28  0.020000  0.060000  0.010000  0.000000  0.000000  1
32.00  1.05  0.95    360   -360
];

```

ANEXO C: BASE DE DATOS SISTEMA 57 BARRAS IEEE

Obtenido en [28]

```

% PQ = 1; PV = 2; REF = 3;
% Nodo  Nodo  Voltaje  Angulo  -----Carga-----  -----Inyección-----
- ----barras OPF----
% No     cod.  Mag.      Grados  MW      Mvar     Gs (pu)  Bs (pu)
Vmax(p.u) Vmin(p.u)
%% Datos Líneas y Transformadores
% TAP: = 1 - L/T, <> 1 - Transformadores
% Nodo  Nodo    R          X          B          TAP      Angulo
Estado  -----Líneas OPF-----
%  nl    nr     p.u.      p.u.      p.u.      p.u.     Grados  1:on
2:off   Pmax TAP_max TAP_min Ang_max Ang_min
lineas = [

```

1	2	0.008300	0.028000	0.129000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
2	3	0.029800	0.085000	0.081800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
3	4	0.011200	0.036600	0.038000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
4	5	0.062500	0.132000	0.025800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
4	6	0.043000	0.148000	0.034800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
6	7	0.020000	0.102000	0.027600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
6	8	0.033900	0.173000	0.047000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
8	9	0.009900	0.050500	0.054800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
9	10	0.036900	0.167900	0.044000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
9	11	0.025800	0.084800	0.021800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
9	12	0.064800	0.295000	0.077200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
9	13	0.048100	0.158000	0.040600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
13	14	0.013200	0.043400	0.011000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
13	15	0.026900	0.086900	0.023000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
1	15	0.017800	0.091000	0.098800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
1	16	0.045400	0.206000	0.054600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
1	17	0.023800	0.108000	0.028600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
3	15	0.016200	0.053000	0.054400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

4	18	0.000000	0.555000	0.000000	0.970000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
4	18	0.000000	0.430000	0.000000	0.978000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
5	6	0.030200	0.064100	0.012400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
7	8	0.013900	0.071200	0.019400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
10	12	0.027700	0.126200	0.032800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
11	13	0.022300	0.073200	0.018800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
12	13	0.017800	0.058000	0.060400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
12	16	0.018000	0.081300	0.021600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
12	17	0.039700	0.179000	0.047600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
14	15	0.017100	0.054700	0.014800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
18	19	0.461000	0.685000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
19	20	0.283000	0.434000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
21	20	0.000000	0.776700	0.000000	1.043000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
21	22	0.073600	0.117000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
22	23	0.009900	0.015200	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
23	24	0.166000	0.256000	0.008400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
24	25	0.000000	1.182000	0.000000	1.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
24	25	0.000000	1.230000	0.000000	1.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

24	26	0.000000	0.047300	0.000000	1.043000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
26	27	0.165000	0.254000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
27	28	0.061800	0.095400	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
28	29	0.041800	0.058700	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
7	29	0.000000	0.064800	0.000000	0.967000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
25	30	0.135000	0.202000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
30	31	0.326000	0.497000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
31	32	0.507000	0.755000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
32	33	0.039200	0.036000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
34	32	0.000000	0.953000	0.000000	0.975000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
34	35	0.052000	0.078000	0.003200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
35	36	0.043000	0.053700	0.001600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
36	37	0.029000	0.036600	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
37	38	0.065100	0.100900	0.002000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
37	39	0.023900	0.037900	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
36	40	0.030000	0.046600	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
22	38	0.019200	0.029500	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
11	41	0.000000	0.749000	0.000000	0.955000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

41	42	0.207000	0.352000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
41	43	0.000000	0.412000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
38	44	0.028900	0.058500	0.002000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
15	45	0.000000	0.104200	0.000000	0.955000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
14	46	0.000000	0.073500	0.000000	0.900000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
46	47	0.023000	0.068000	0.003200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
47	48	0.018200	0.023300	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
48	49	0.083400	0.129000	0.004800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
49	50	0.080100	0.128000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
50	51	0.138600	0.220000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
10	51	0.000000	0.071200	0.000000	0.930000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
13	49	0.000000	0.191000	0.000000	0.895000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
29	52	0.144200	0.187000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
52	53	0.076200	0.098400	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
53	54	0.187800	0.232000	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
54	55	0.173200	0.226500	0.000000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
11	43	0.000000	0.153000	0.000000	0.958000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
44	45	0.062400	0.124200	0.004000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

```

    40    56  0.000000  1.195000  0.000000  0.958000  0.000000  1
9900.00  1.05  0.95  360  -360
    56    41  0.553000  0.549000  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05  0.95  360  -360
    56    42  0.212500  0.354000  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05  0.95  360  -360
    39    57  0.000000  1.355000  0.000000  0.980000  0.000000  1
9900.00  1.05  0.95  360  -360
    57    56  0.174000  0.260000  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05  0.95  360  -360
    38    49  0.115000  0.177000  0.003000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05  0.95  360  -360
    38    48  0.031200  0.048200  0.000000  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05  0.95  360  -360
    9     55  0.000000  0.120500  0.000000  0.940000  0.000000  1
9900.00  1.05  0.95  360  -360
];

```

ANEXO D: BASE DE DATOS SISTEMA 118 BARRAS IEEE

Obtenido en [28]

```

% PQ = 1; PV = 2; REF = 3;
% Nodo  Nodo Voltaje  Angulo  -----Carga-----  -----Inyección---
-- ----barras OPF----
% No     cod.  Mag.      Grados      MW          Mvar        Gs (pu)     Bs (pu)
Vmax(p.u) Vmin(p.u)
%% Datos Líneas y Transformadores
% TAP: = 1 - L/T, <> 1 - Transformadores
% Nodo   Nodo    R          X          B          TAP        Angulo
Estado   -----Líneas OPF-----
%  nl     nr     p.u.      p.u.      p.u.      p.u.      Grados  1:on
2:off    Pmax TAP_max TAP_min Ang_max Ang_min
lineas = [
    1     2  0.030300  0.099900  0.025400  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05  0.95  360  -360
    1     3  0.012900  0.042400  0.010820  0.000000  0.000000  1
9900.00  1.05  0.95  360  -360

```

4	5	0.001760	0.007980	0.002100	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
3	5	0.024100	0.108000	0.028400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
5	6	0.011900	0.054000	0.014260	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
6	7	0.004590	0.020800	0.005500	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
8	9	0.002440	0.030500	1.162000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
8	5	0.000000	0.026700	0.000000	0.985000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
9	10	0.002580	0.032200	1.230000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
4	11	0.020900	0.068800	0.017480	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
5	11	0.020300	0.068200	0.017380	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
11	12	0.005950	0.019600	0.005020	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
2	12	0.018700	0.061600	0.015720	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
3	12	0.048400	0.160000	0.040600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
7	12	0.008620	0.034000	0.008740	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
11	13	0.022250	0.073100	0.018760	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
12	14	0.021500	0.070700	0.018160	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
13	15	0.074400	0.244400	0.062680	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
14	15	0.059500	0.195000	0.050200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
12	16	0.021200	0.083400	0.021400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

15	17	0.013200	0.043700	0.044400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
16	17	0.045400	0.180100	0.046600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
17	18	0.012300	0.050500	0.012980	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
18	19	0.011190	0.049300	0.011420	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
19	20	0.025200	0.117000	0.029800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
15	19	0.012000	0.039400	0.010100	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
20	21	0.018300	0.084900	0.021600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
21	22	0.020900	0.097000	0.024600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
22	23	0.034200	0.159000	0.040400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
23	24	0.013500	0.049200	0.049800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
23	25	0.015600	0.080000	0.086400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
26	25	0.000000	0.038200	0.000000	0.960000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
25	27	0.031800	0.163000	0.176400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
27	28	0.019130	0.085500	0.021600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
28	29	0.023700	0.094300	0.023800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
30	17	0.000000	0.038800	0.000000	0.960000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
8	30	0.004310	0.050400	0.514000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
26	30	0.007990	0.086000	0.908000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

17	31	0.047400	0.156300	0.039900	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
29	31	0.010800	0.033100	0.008300	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
23	32	0.031700	0.115300	0.117300	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
31	32	0.029800	0.098500	0.025100	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
27	32	0.022900	0.075500	0.019260	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
15	33	0.038000	0.124400	0.031940	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
19	34	0.075200	0.247000	0.063200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
35	36	0.002240	0.010200	0.002680	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
35	37	0.011000	0.049700	0.013180	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
33	37	0.041500	0.142000	0.036600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
34	36	0.008710	0.026800	0.005680	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
34	37	0.002560	0.009400	0.009840	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
38	37	0.000000	0.037500	0.000000	0.935000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
37	39	0.032100	0.106000	0.027000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
37	40	0.059300	0.168000	0.042000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
30	38	0.004640	0.054000	0.422000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
39	40	0.018400	0.060500	0.015520	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
40	41	0.014500	0.048700	0.012220	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

40	42	0.055500	0.183000	0.046600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
41	42	0.041000	0.135000	0.034400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
43	44	0.060800	0.245400	0.060680	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
34	43	0.041300	0.168100	0.042260	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
44	45	0.022400	0.090100	0.022400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
45	46	0.040000	0.135600	0.033200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
46	47	0.038000	0.127000	0.031600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
46	48	0.060100	0.189000	0.047200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
47	49	0.019100	0.062500	0.016040	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
42	49	0.071500	0.323000	0.086000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
42	49	0.071500	0.323000	0.086000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
45	49	0.068400	0.186000	0.044400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
48	49	0.017900	0.050500	0.012580	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
49	50	0.026700	0.075200	0.018740	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
49	51	0.048600	0.137000	0.034200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
51	52	0.020300	0.058800	0.013960	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
52	53	0.040500	0.163500	0.040580	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
53	54	0.026300	0.122000	0.031000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

49	54	0.073000	0.289000	0.073800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
49	54	0.086900	0.291000	0.073000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
54	55	0.016900	0.070700	0.020200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
54	56	0.002750	0.009550	0.007320	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
55	56	0.004880	0.015100	0.003740	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
56	57	0.034300	0.096600	0.024200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
50	57	0.047400	0.134000	0.033200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
56	58	0.034300	0.096600	0.024200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
51	58	0.025500	0.071900	0.017880	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
54	59	0.050300	0.229300	0.059800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
56	59	0.082500	0.251000	0.056900	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
56	59	0.080300	0.239000	0.053600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
55	59	0.047390	0.215800	0.056460	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
59	60	0.031700	0.145000	0.037600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
59	61	0.032800	0.150000	0.038800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
60	61	0.002640	0.013500	0.014560	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
60	62	0.012300	0.056100	0.014680	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
61	62	0.008240	0.037600	0.009800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

63	59	0.000000	0.038600	0.000000	0.960000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
63	64	0.001720	0.020000	0.216000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
64	61	0.000000	0.026800	0.000000	0.985000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
38	65	0.009010	0.098600	1.046000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
64	65	0.002690	0.030200	0.380000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
49	66	0.018000	0.091900	0.024800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
49	66	0.018000	0.091900	0.024800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
62	66	0.048200	0.218000	0.057800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
62	67	0.025800	0.117000	0.031000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
65	66	0.000000	0.037000	0.000000	0.935000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
66	67	0.022400	0.101500	0.026820	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
65	68	0.001380	0.016000	0.638000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
47	69	0.084400	0.277800	0.070920	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
49	69	0.098500	0.324000	0.082800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
68	69	0.000000	0.037000	0.000000	0.935000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
69	70	0.030000	0.127000	0.122000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
24	70	0.002210	0.411500	0.101980	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
70	71	0.008820	0.035500	0.008780	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

24	72	0.048800	0.196000	0.048800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
71	72	0.044600	0.180000	0.044440	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
71	73	0.008660	0.045400	0.011780	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
70	74	0.040100	0.132300	0.033680	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
70	75	0.042800	0.141000	0.036000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
69	75	0.040500	0.122000	0.124000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
74	75	0.012300	0.040600	0.010340	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
76	77	0.044400	0.148000	0.036800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
69	77	0.030900	0.101000	0.103800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
75	77	0.060100	0.199900	0.049780	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
77	78	0.003760	0.012400	0.012640	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
78	79	0.005460	0.024400	0.006480	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
77	80	0.017000	0.048500	0.047200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
77	80	0.029400	0.105000	0.022800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
79	80	0.015600	0.070400	0.018700	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
68	81	0.001750	0.020200	0.808000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
81	80	0.000000	0.037000	0.000000	0.935000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				
77	82	0.029800	0.085300	0.081740	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360 -360				

82	83	0.011200	0.036650	0.037960	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
83	84	0.062500	0.132000	0.025800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
83	85	0.043000	0.148000	0.034800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
84	85	0.030200	0.064100	0.012340	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
85	86	0.035000	0.123000	0.027600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
86	87	0.028280	0.207400	0.044500	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
85	88	0.020000	0.102000	0.027600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
85	89	0.023900	0.173000	0.047000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
88	89	0.013900	0.071200	0.019340	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
89	90	0.051800	0.188000	0.052800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
89	90	0.023800	0.099700	0.106000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
90	91	0.025400	0.083600	0.021400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
89	92	0.009900	0.050500	0.054800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
89	92	0.039300	0.158100	0.041400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
91	92	0.038700	0.127200	0.032680	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
92	93	0.025800	0.084800	0.021800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
92	94	0.048100	0.158000	0.040600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
93	94	0.022300	0.073200	0.018760	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

94	95	0.013200	0.043400	0.011100	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
80	96	0.035600	0.182000	0.049400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
82	96	0.016200	0.053000	0.054400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
94	96	0.026900	0.086900	0.023000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
80	97	0.018300	0.093400	0.025400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
80	98	0.023800	0.108000	0.028600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
80	99	0.045400	0.206000	0.054600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
92	100	0.064800	0.295000	0.047200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
94	100	0.017800	0.058000	0.060400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
95	96	0.017100	0.054700	0.014740	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
96	97	0.017300	0.088500	0.024000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
98	100	0.039700	0.179000	0.047600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
99	100	0.018000	0.081300	0.021600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
100	101	0.027700	0.126200	0.032800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
92	102	0.012300	0.055900	0.014640	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
101	102	0.024600	0.112000	0.029400	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
100	103	0.016000	0.052500	0.053600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
100	104	0.045100	0.204000	0.054100	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

103	104	0.046600	0.158400	0.040700	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
103	105	0.053500	0.162500	0.040800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
100	106	0.060500	0.229000	0.062000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
104	105	0.009940	0.037800	0.009860	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
105	106	0.014000	0.054700	0.014340	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
105	107	0.053000	0.183000	0.047200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
105	108	0.026100	0.070300	0.018440	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
106	107	0.053000	0.183000	0.047200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
108	109	0.010500	0.028800	0.007600	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
103	110	0.039060	0.181300	0.046100	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
109	110	0.027800	0.076200	0.020200	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
110	111	0.022000	0.075500	0.020000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
110	112	0.024700	0.064000	0.062000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
17	113	0.009130	0.030100	0.007680	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
32	113	0.061500	0.203000	0.051800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
32	114	0.013500	0.061200	0.016280	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
27	115	0.016400	0.074100	0.019720	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
114	115	0.002300	0.010400	0.002760	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

68	116	0.000340	0.004050	0.164000	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
12	117	0.032900	0.140000	0.035800	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
75	118	0.014500	0.048100	0.011980	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			
76	118	0.016400	0.054400	0.013560	0.000000	0.000000	1
9900.00	1.05	0.95	360	-360			

];

nodo_iny = [%% Datos Medidas Inyección

5

9

12

19

21

27

28

30

32

37

38

41

44

47

50

53

59

62

63

64

68

71

81

83

86

94

96

```
108
110
    ];
%% Datos Medidas Flujo
lmed = [
    6  7
    5  6
    1  3
    3 12
    3  5
    8 30
    8  5
    8  9
    26 25
    25 27
    29 31
    28 29
    23 32
    32 114
    27 32
    70 74
    74 75
    47 69
    46 47
    82 83
    83 84
    93 94
    92 94
    94 100
    99 100
    98 100
    106 107
    105 107
    51 52
    51 58
    55 59
    54 59
```

```
59 60
15 19
19 20
19 34
12 16
12 117
35 37
34 37
35 36
38 37
43 44
49 50
65 68
68 116
68 69
110 111
110 112
];
%%Datos de Zero Injection
nodoiz=[5
    9
    30
    37
    38
    63
    64
    68
    71
    81
];
```

ANEXO E: BASE DE DATOS SNI ECUATORIANO

```
function [lineas, barras, generadores, mvabase, mediny, medflu] = SNI
%% Parametros reparto de carga
mvabase = 100;
```

```

%% Datos Líneas y Transformadores
% TAP: = 1 - L/T, <> 1 - Transformadores
% Nodo      Nodo      R      X      B      TAP
Angulo      Estado      -----Líneas OPF-----
-----
%  nl      nr      p.u.      p.u.      p.u.      p.u.
Grados      1:on 0:off IPmax(MVA) TAP_max TAP_min Step_TAP Neutral Ang_max
Ang_min      Control_Tap      Tipo
lineas = [
  15  14  0.00633901  0.02492454  0.00619183  0  0  1  111.999  0  0
5  3  360 -360  26  1
  10  12  0.05270192  0.19450763  0.04703391  0  0  1  111.999  0  0
5  3  360 -360  15  1
  16  17  0.02476594  0.09140396  0.0221024  0  0  1  111.999  0  0
5  3  360 -360  27  1
  2  10  0.04299604  0.15808091  0.03874333  0  0  1  111.999  0  0
5  3  360 -360  2  1
  2  10  0.04299604  0.15808091  0.03874333  0  0  1  111.999  0  0
5  3  360 -360  2  1
  2  14  0.01447421  0.05321644  0.01304258  0  0  1  111.999  0  0
5  3  360 -360  2  1
  2  14  0.01447421  0.05321644  0.01304258  0  0  1  111.999  0  0
5  3  360 -360  2  1
  17  18  0.01962877  0.07244416  0.01751773  0  0  1  111.999  0  0
5  3  360 -360  29  1
  4  33  0  0.001  0  0  0  1  113  0  0  5  3  360 -360  5
1
  4  15  0.0081401  0.03234271  0.00802759  0  0  1  111.999  0  0
5  3  360 -360  5  1
  3  5  0.01235753  0.10212189  0.19845106  0  0  1  342.0021  0
0  5  3  360 -360  4  1
  3  5  0.01235753  0.10212189  0.19845106  0  0  1  342.0021  0
0  5  3  360 -360  4  1
  6  18  0.00300155  0.0146578  0.00453811  0  0  1  152.9747  0
0  5  3  360 -360  8  1
  5  8  0.00481325  0.03977643  0.07729659  0  0  1  342.0021  0
0  5  3  360 -360  7  1
  5  47  0.00570375  0.04042799  0.09556279  0  0  1  365.7052  0
0  5  3  360 -360  7  1
  5  47  0.00570375  0.04042799  0.09556279  0  0  1  365.7052  0
0  5  3  360 -360  7  1
  14  16  0.05236227  0.19325408  0.04673079  0  0  1  111.999  0  0
5  3  360 -360  23  1
  54  102  0.01884688  0.03997164  0.00071149  0  0  1  54.9753  0  0
5  3  360 -360  80  1
  51  53  0.11405097  0.34940201  0.0858589  0  0  1  113.5001  0
0  5  3  360 -360  73  1
  51  53  0.11405097  0.34940201  0.0858589  0  0  1  113.5001  0
0  5  3  360 -360  73  1
  66  65  0.00151817  0.01322558  0.01562857  0  0  1  257.9058  0
0  5  3  360 -360  96  1
  66  99  0.00001092  0.00009515  0.00002811  0  0  1  257.9058  0
0  5  3  360 -360  96  1
  61  63  0.04013148  0.11861734  0.03103641  0  0  1  113.5001  0
0  5  3  360 -360  89  1

```

	61	65	0.09577902	0.29342479	0.07210356	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	89 1						
	61	65	0.09577902	0.29342479	0.07210356	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	89 1						
	60	70	0.00478041	0.03824233	0.07992049	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	88 1						
	50	51	0.05700849	0.17464894	0.04291666	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	72 1						
	50	51	0.05700849	0.17464894	0.04291666	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	72 1						
	65	68	0.01784702	0.05467543	0.01343545	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	95 1						
	65	68	0.01784702	0.05467543	0.01343545	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	95 1						
	55	56	0.00491493	0.04865785	0.09352721	0	0	1	445.3796	0
0	5	3	360 -360	82 1						
	67	98	0.00245369	0.02299622	0.17534234	0	0	1	332.003 0	0
5	3	360	-360 97	1						
	104	19	0.00103142	0.00492625	0.00126375	0	0	1	132.9996	0
0	5	3	360 -360	141 1						
	104	19	0.00103142	0.00492625	0.00126375	0	0	1	132.9996	0
0	5	3	360 -360	141 1						
	104	105	0.05091294	0.12106553	0.02843422	0	0	1	110.0008	0
0	5	3	360 -360	141 1						
	110	116	0.19231254	0.42255828	0.00663874	0	0	1	54.6168 0	0
5	3	360	-360 150	1						
360	114	115	0.09198992	0.19582 0.00356 0 0	1	48.6	0 0	5 3		
	-360	154	1							
	105	108	0.0735125	0.17480488	0.04105578	0	0	1	110.0008	0
0	5	3	360 -360	143 1						
	108	109	0.03963261	0.35400653	0.0913773	0	0	1	90.0001 0	0
5	3	360	-360 148	1						
360	7	114	0.046 0.0979101	0.00178 0 0	1	48.6	0 0	5 3		
	-360	10	1							
	6	104	0.01694096	0.08091307	0.0207569	0	0	1	132.9996	0
0	5	3	360 -360	8 1						
	6	104	0.01694096	0.08091307	0.0207569	0	0	1	132.9996	0
0	5	3	360 -360	8 1						
	162	122	0.0048586	0.03886778	0.0812276	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	217 1						
	70	177	0.00111692	0.00893512	0.01867301	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	101 1						
	60	177	0.00588616	0.0470881	0.09840678	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	88 1						
	49	177	0.0210461	0.16836451	0.35185555	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	71 1						
	49	177	0.0210461	0.16836451	0.35185555	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	71 1						
	49	8	0.01765907	0.14593348	0.28358909	0	0	1	342.0021	0
0	5	3	360 -360	71 1						
	49	5	0.02247232	0.18570991	0.36088565	0	0	1	342.0021	0
0	5	3	360 -360	71 1						
	49	55	0.00164461	0.01317391	0.02845491	0	0	1	430.6398	0
0	5	3	360 -360	71 1						
	49	55	0.00164461	0.01317391	0.02845491	0	0	1	430.6398	0
0	5	3	360 -360	71 1						

	180	182	0.0021523	0.01721798	0.0359829	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	238 1						
	177	122	0.01622324	0.12978266	0.27122551	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	233 1						
	177	122	0.01622324	0.12978266	0.27122551	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	233 1						
	1	118	0.021138	0.19739577	0.39268175	0	0	1	423.0707	0
0	5	3	360 -360	1 1						
	1	118	0.021138	0.19739577	0.39268175	0	0	1	423.0707	0
0	5	3	360 -360	1 1						
	1	118	0.02178015	0.19453727	0.38747454	0	0	1	419.4854	0
0	5	3	360 -360	1 1						
	1	118	0.02178015	0.19453727	0.38747454	0	0	1	419.4854	0
0	5	3	360 -360	1 1						
	1	3	0.00475361	0.04309325	0.08212718	0	0	1	332.003 0	0
5	3	360	-360 1	1						
	1	3	0.00475361	0.04309325	0.08212718	0	0	1	332.003 0	0
5	3	360	-360 1	1						
	3	119	0.00879361	0.07266989	0.14121769	0	0	1	342.0021	0
0	5	3	360 -360	4 1						
	3	119	0.00879361	0.07266989	0.14121769	0	0	1	342.0021	0
0	5	3	360 -360	4 1						
	55	58	0.00018904	0.00187146	0.0035972	0	0	1	445.3796	0
0	5	3	360 -360	82 1						
	55	59	0.00018904	0.00187146	0.0035972	0	0	1	445.3796	0
0	5	3	360 -360	82 1						
	55	60	0.01323803	0.10604122	0.22904305	0	0	1	430.6398	0
0	5	3	360 -360	82 1						
	55	60	0.01323803	0.10604122	0.22904305	0	0	1	430.6398	0
0	5	3	360 -360	82 1						
	163	134	0.05337109	0.16350555	0.04017838	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	218 1						
	163	120	0.07818695	0.23953043	0.05886005	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	218 1						
	163	127	0.00010616	0.0003709	0.00009993	0	0	1	126.001 0	0
5	3	360	-360 218	1						
	166	134	0	0.001	0 0 0	1	190.0001	0	0	5 3 360 -
360		221	1							
	168	134	0	0.001	0 0 0	1	190.0001	0	0	5 3 360 -
360		224	1							
	131	132	0.05425445	0.16860476	0.04018158	0	0	1	99.4981 0	0
5	3	360	-360 180	1						
	129	131	0.07750706	0.23744756	0.05834822	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	176 1						
	129	131	0.07750706	0.23744756	0.05834822	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	176 1						
	123	131	0.03671388	0.11247516	0.02763863	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	166 1						
	123	131	0.03671388	0.11247516	0.02763863	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	166 1						
	122	125	0.00634186	0.05073363	0.42410144	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	165 1						
	120	134	0.13155805	0.403036	0.09903844	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	161 1						
	119	162	0.00709243	0.05673803	0.11857363	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	160 1						

	119	122	0.01161595	0.09292527	0.19419932	0	0	1	353.0011	0
0	5	3	360 -360	160 1						
	126	129	0.00521306	0.01821356	0.00490707	0	0	1	126.001 0	0
5	3	360	-360 171 1							
	144	159	0.00244412	0.01193564	0.00369532	0	0	1	152.9747	0
0	5	3	360 -360	196 1						
	152	153	0.00037329	0.00220417	0.00063823	0	0	1	152.9747	0
0	5	3	360 -360	204 1						
	159	152	0.00313019	0.01528599	0.0047326	0	0	1	152.9747	0
0	5	3	360 -360	212 1						
	126	144	0.01457901	0.05093665	0.01372327	0	0	1	143.4138	0
0	5	3	360 -360	171 1						
	193	170	0.00149302	0.00703155	0.00011639	0	0	1	132.9996	0
0	5	3	360 -360	260 1						
	172	173	0.00430006	0.01886488	0.00708361	0	0	1	172.0966	0
0	5	3	360 -360	228 1						
	173	174	0.00782092	0.0343113	0.01288362	0	0	1	172.0966	0
0	5	3	360 -360	229 1						
	2	176	0.00852798	0.03741324	0.01404837	0	0	1	172.0966	0
0	5	3	360 -360	2 1						
	2	175	0.00100527	0.00441025	0.00165601	0	0	1	172.0966	0
0	5	3	360 -360	2 1						
	174	176	0.00407881	0.01789421	0.00671913	0	0	1	172.0966	0
0	5	3	360 -360	230 1						
	174	175	0.00823938	0.03614714	0.01357296	0	0	1	172.0966	0
0	5	3	360 -360	230 1						
	4	174	0.01162556	0.05100271	0.01915111	0	0	1	172.0966	0
0	5	3	360 -360	5 1						
	4	172	0.00016354	0.00071746	0.0002694	0	0	1	172.0966	0
0	5	3	360 -360	5 1						
	210	188	0.00220542	0.01302247	0.00377071	0	0	1	152.9747	0
0	5	3	360 -360	281 1						
	182	207	0.00056578	0.00431001	0.02071035	0	0	1	642.9719	0
0	5	3	360 -360	242 1						
	188	210	0.00220542	0.01302247	0.00377071	0	0	1	152.9747	0
0	5	3	360 -360	251 1						
	207	177	0.00426548	0.03524963	0.06849977	0	0	1	342.0021	0
0	5	3	360 -360	278 1						
	197	194	0.07070946	0.20899722	0.05468446	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	268 1						
	210	208	0 0.001	0 0 0	1 190.0001	0	0	5 3 360 -		
360	281 1									
	179	202	0 0.001	0 0 0	1 113 0 0	5 3 360 -360	236			
1										
	178	197	0.0323201	0.09901459	0.02433095	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	234 1						
	178	190	0.01069996	0.03878402	0.00980563	0	0	1	126.001 0	0
5	3	360	-360 234 1							
	178	190	0.01069996	0.03878402	0.00980563	0	0	1	126.001 0	0
5	3	360	-360 234 1							
	178	185	0.01232975	0.04469152	0.0112992	0	0	1	126.001 0	0
5	3	360	-360 234 1							
	178	185	0.01232975	0.04469152	0.0112992	0	0	1	126.001 0	0
5	3	360	-360 234 1							
	178	192	0.08949406	0.26451918	0.06921186	0	0	1	113.5001	0
0	5	3	360 -360	234 1						


```

183 310 0.00033689 -0.00826079 0 0 0 1 225 0 0 0 0 360
-360 243 3
205 310 0.00283822 0.14622427 0 0 0 1 75 0 0 0 0 360
-360 276 3
118 311 0 0.11466667 0 13 0 1 150 0 0 1.25 13 360 -
360 158 3
248 311 0 -0.00586667 0 0 0 1 150 0 0 0 0 360 -360
321 3
252 311 0 0.13386666 0 0 0 1 30 0 0 0 0 360 -360
325 3
248 118 0.15132619 0.54253352 0 0 0 1 9999 0 0 5 3
360 -360 321 1
248 312 0 20.44299433 0 0 0 1 9999 0 0 5 3 360 -
360 321 1
118 313 0 0.0801482 0 0 0 1 9999 0 0 5 3 360 -
360 158 1
];

```

```
%% Datos Barras
```

```
% PQ = 1; PV = 2; REF = 3;
```

```
% Nodo    Nodo Voltaje    Angulo
% No      cod.  Mag.        Grados
```

```
----barras OPF-----
Vmax(p.u) Vmin(p.u)
```

```
barras = [
```

```

1  1  1  0  1.07  0.95
2  1  1  0  1.05  0.93
3  1  1  0  1.07  0.95
4  1  1  0  1.05  0.93
5  1  1  0  1.07  0.95
6  1  1  0  1.05  0.93
7  1  1  0  1.03  0.97
8  1  1  0  1.07  0.95
9  1  1  0  1.03  0.97
10 1  1  0  1.05  0.93
11 1  1  0  1.03  0.97
12 1  1  0  1.05  0.93
13 1  1  0  1.03  0.97
14 1  1  0  1.05  0.93
15 1  1  0  1.05  0.93
16 1  1  0  1.05  0.93
17 1  1  0  1.05  0.93
18 1  1  0  1.05  0.93
19 1  1  0  1.05  0.93
20 1  1  0  1.1  0.9
21 1  1  0  1.1  0.9
22 1  1  0  1.1  0.9
23 1  1  0  1.1  0.9
24 1  1  0  1.1  0.9
25 1  1  0  1.03  0.97
26 1  1  0  1.1  0.9
27 1  1  0  1.1  0.9
28 1  1  0  1.1  0.9
29 1  1  0  1.03  0.97
30 1  1  0  1.1  0.9
31 1  1  0  1.03  0.97
32 1  1  0  1.1  0.9

```

33	1	1	0	1.05	0.93
34	2	1	0	1.1	0.9
35	2	1	0	1.1	0.9
36	1	1	0	1.1	0.9
37	1	1	0	1.03	0.97
38	1	1	0	1.1	0.9
39	1	1	0	1.1	0.9
40	1	1	0	1.1	0.9
41	1	1	0	1.1	0.9
42	1	1	0	1.1	0.9
43	1	1	0	1.03	0.97
44	1	1	0	1.1	0.9
45	2	1	0	1.1	0.9
46	1	1	0	1.1	0.9
47	1	1	0	1.07	0.95
48	1	1	0	1.1	0.9
49	1	1	0	1.07	0.95
50	1	1	0	1.05	0.93
51	1	1	0	1.05	0.93
52	1	1	0	1.03	0.97
53	1	1	0	1.05	0.93
54	1	1	0	1.03	0.97
55	1	1	0	1.07	0.95
56	1	1	0	1.07	0.95
57	1	1	0	1.03	0.97
58	1	1	0	1.07	0.95
59	1	1	0	1.07	0.95
60	1	1	0	1.07	0.95
61	1	1	0	1.05	0.93
62	1	1	0	1.03	0.97
63	1	1	0	1.05	0.93
64	1	1	0	1.03	0.97
65	1	1	0	1.05	0.93
66	1	1	0	1.05	0.93
67	1	1	0	1.07	0.95
68	1	1	0	1.05	0.93
69	1	1	0	1.03	0.97
70	1	1	0	1.07	0.95
71	1	1	0	1.03	0.97
72	1	1	0	1.1	0.9
73	1	1	0	1.1	0.9
74	3	1	0	1.1	0.9
75	2	1	0	1.1	0.9
76	2	1	0	1.1	0.9
77	2	1	0	1.1	0.9
78	2	1	0	1.1	0.9
79	2	1	0	1.1	0.9
80	2	1	0	1.1	0.9
81	2	1	0	1.1	0.9
82	2	1	0	1.1	0.9
83	2	1	0	1.1	0.9
84	1	1	0	1.1	0.9
85	1	1	0	1.1	0.9
86	1	1	0	1.1	0.9
87	1	1	0	1.1	0.9
88	1	1	0	1.1	0.9

89	1	1	0	1.1	0.9
90	1	1	0	1.1	0.9
91	1	1	0	1.1	0.9
92	1	1	0	1.1	0.9
93	1	1	0	1.1	0.9
94	1	1	0	1.1	0.9
95	1	1	0	1.1	0.9
96	2	1	0	1.1	0.9
97	2	1	0	1.1	0.9
98	1	1	0	1.07	0.95
99	1	1	0	1.05	0.93
100	1	1	0	1.1	0.9
101	1	1	0	1.1	0.9
102	1	1	0	1.03	0.97
103	1	1	0	1.03	0.97
104	1	1	0	1.05	0.93
105	1	1	0	1.05	0.93
106	1	1	0	1.1	0.9
107	1	1	0	1.03	0.97
108	1	1	0	1.05	0.93
109	1	1	0	1.05	0.93
110	1	1	0	1.03	0.97
111	1	1	0	1.03	0.97
112	1	1	0	1.1	0.9
113	1	1	0	1.1	0.9
114	1	1	0	1.03	0.97
115	1	1	0	1.03	0.97
116	1	1	0	1.03	0.97
117	1	1	0	1.1	0.9
118	1	1	0	1.07	0.95
119	1	1	0	1.07	0.95
120	1	1	0	1.05	0.93
121	1	1	0	1.03	0.97
122	1	1	0	1.07	0.95
123	1	1	0	1.05	0.93
124	1	1	0	1.03	0.97
125	1	1	0	1.07	0.95
126	1	1	0	1.05	0.93
127	1	1	0	1.05	0.93
128	1	1	0	1.03	0.97
129	1	1	0	1.05	0.93
130	1	1	0	1.03	0.97
131	1	1	0	1.05	0.93
132	1	1	0	1.05	0.93
133	1	1	0	1.03	0.97
134	1	1	0	1.05	0.93
135	1	1	0	1.03	0.97
136	1	1	0	1.1	0.9
137	1	1	0	1.1	0.9
138	1	1	0	1.1	0.9
139	1	1	0	1.1	0.9
140	2	1	0	1.1	0.9
141	1	1	0	1.1	0.9
142	1	1	0	1.1	0.9
143	1	1	0	1.1	0.9
144	1	1	0	1.05	0.93

145	1	1	0	1.1	0.9
146	1	1	0	1.1	0.9
147	1	1	0	1.1	0.9
148	2	1	0	1.1	0.9
149	2	1	0	1.1	0.9
150	2	1	0	1.1	0.9
151	1	1	0	1.1	0.9
152	1	1	0	1.05	0.93
153	1	1	0	1.05	0.93
154	1	1	0	1.1	0.9
155	1	1	0	1.1	0.9
156	1	1	0	1.1	0.9
157	1	1	0	1.1	0.9
158	1	1	0	1.03	0.97
159	1	1	0	1.05	0.93
160	1	1	0	1.1	0.9
161	1	1	0	1.03	0.97
162	1	1	0	1.07	0.95
163	1	1	0	1.05	0.93
164	1	1	0	1.03	0.97
165	1	1	0	1.1	0.9
166	1	1	0	1.05	0.93
167	1	1	0	1.1	0.9
168	1	1	0	1.05	0.93
169	1	1	0	1.1	0.9
170	1	1	0	1.03	0.97
171	1	1	0	1.1	0.9
172	1	1	0	1.05	0.93
173	1	1	0	1.05	0.93
174	1	1	0	1.05	0.93
175	1	1	0	1.05	0.93
176	1	1	0	1.05	0.93
177	1	1	0	1.07	0.95
178	1	1	0	1.05	0.93
179	1	1	0	1.03	0.97
180	1	1	0	1.07	0.95
181	1	1	0	1.03	0.97
182	1	1	0	1.07	0.95
183	1	1	0	1.05	0.93
184	1	1	0	1.03	0.97
185	1	1	0	1.05	0.93
186	1	1	0	1.03	0.97
187	1	1	0	1.03	0.97
188	1	1	0	1.05	0.93
189	1	1	0	1.03	0.97
190	1	1	0	1.05	0.93
191	1	1	0	1.03	0.97
192	1	1	0	1.05	0.93
193	1	1	0	1.03	0.97
194	1	1	0	1.05	0.93
195	1	1	0	1.03	0.97
196	1	1	0	1.03	0.97
197	1	1	0	1.05	0.93
198	1	1	0	1.1	0.9
199	1	1	0	1.1	0.9
200	1	1	0	1.1	0.9

201	1	1	0	1.1	0.9
202	1	1	0	1.03	0.97
203	1	1	0	1.1	0.9
204	1	1	0	1.1	0.9
205	1	1	0	1.1	0.9
206	1	1	0	1.1	0.9
207	1	1	0	1.07	0.95
208	1	1	0	1.05	0.93
209	1	1	0	1.05	0.93
210	1	1	0	1.05	0.93
211	1	1	0	1.1	0.9
212	1	1	0	1.1	0.9
213	1	1	0	1.1	0.9
214	1	1	0	1.1	0.9
215	1	1	0	1.1	0.9
216	1	1	0	1.1	0.9
217	1	1	0	1.1	0.9
218	1	1	0	1.1	0.9
219	1	1	0	1.1	0.9
220	1	1	0	1.1	0.9
221	1	1	0	1.1	0.9
222	1	1	0	1.1	0.9
223	1	1	0	1.1	0.9
224	2	1	0	1.1	0.9
225	2	1	0	1.1	0.9
226	1	1	0	1.1	0.9
227	1	1	0	1.03	0.97
228	1	1	0	1.1	0.9
229	1	1	0	1.05	0.93
230	1	1	0	1.03	0.97
231	1	1	0	1.05	0.93
232	1	1	0	1.1	0.9
233	1	1	0	1.05	0.93
234	1	1	0	1.1	0.9
235	1	1	0	1.05	0.93
236	1	1	0	1.03	0.97
237	1	1	0	1.03	0.97
238	1	1	0	1.1	0.9
239	1	1	0	1.1	0.9
240	1	1	0	1.03	0.97
241	1	1	0	1.03	0.97
242	1	1	0	1.03	0.97
243	1	1	0	1.03	0.97
244	1	1	0	1.03	0.97
245	1	1	0	1.03	0.97
246	1	1	0	1.03	0.97
247	1	1	0	1.03	0.97
248	1	1	0	1.05	0.93
249	1	1	0	1.05	0.93
250	1	1	0	1.05	0.93
251	1	1	0	1.05	0.93
252	1	1	0	1.1	0.9
253	1	1	0	1.1	0.9
254	1	1	0	1.1	0.9
255	1	1	0	1.1	0.9
256	1	1	0	1.1	0.9

257	1	1	0	1.1	0.9
258	1	1	0	1.1	0.9
259	1	1	0	1.1	0.9
260	1	1	0	1.1	0.9
261	1	1	0	1.1	0.9
262	1	1	0	1.1	0.9
263	1	1	0	1.1	0.9
264	1	1	0	1.1	0.9
265	1	1	0	1.1	0.9
266	1	1	0	1.1	0.9
267	1	1	0	1.1	0.9
268	1	1	0	1.1	0.9
269	1	1	0	1.1	0.9
270	1	1	0	1.1	0.9
271	1	1	0	1.1	0.9
272	1	1	0	1.1	0.9
273	1	1	0	1.1	0.9
274	1	1	0	1.1	0.9
275	1	1	0	1.1	0.9
276	1	1	0	1.1	0.9
277	1	1	0	1.1	0.9
278	1	1	0	1.1	0.9
279	1	1	0	1.1	0.9
280	1	1	0	1.1	0.9
281	1	1	0	1.1	0.9
282	1	1	0	1.1	0.9
283	1	1	0	1.1	0.9
284	1	1	0	1.1	0.9
285	1	1	0	1.1	0.9
286	1	1	0	1.1	0.9
287	1	1	0	1.1	0.9
288	1	1	0	1.1	0.9
289	1	1	0	1.1	0.9
290	1	1	0	1.1	0.9
291	1	1	0	1.1	0.9
292	1	1	0	1.1	0.9
293	1	1	0	1.1	0.9
294	1	1	0	1.1	0.9
295	1	1	0	1.1	0.9
296	1	1	0	1.1	0.9
297	1	1	0	1.1	0.9
298	1	1	0	1.1	0.9
299	1	1	0	1.1	0.9
300	1	1	0	1.1	0.9
301	1	1	0	1.1	0.9
302	1	1	0	1.1	0.9
303	1	1	0	1.1	0.9
304	1	1	0	1.1	0.9
305	1	1	0	1.1	0.9
306	1	1	0	1.1	0.9
307	1	1	0	1.1	0.9
308	1	1	0	1.1	0.9
309	1	1	0	1.1	0.9
310	1	1	0	1.1	0.9
311	1	1	0	1.1	0.9
312	2	1	0	1.05	0.93

```

    313 2 1 0 1.04 1.04
];

```

```
%% Datos Generadores
```

```

% Nodo -----Generación FP----- Estado  --
Generación OPF--
% No      MW      Mvar      Qmax      Qmin      Vg      1:on 2:off
Pmax      Pmin
generadores = [
    45  76.459198  7.15112922  30 -10.00000286  1.0346234  1
79.90000153  0
    34  0.23999999 -3.92451543  24 -11.00000095  1.00728018  1  18  0
    35 -0.18899999 -3.4193771  24 -11.00000095  1.00962919  1  18  0
    38  36.1529007  4.53590012  15.82500076 -15.82500076  1.05540186  1
37.97999954  0
    39  35.91529846  4.2013998  14.99999905 -14.99999905  1.05463436  1
37.97999954  0
    48  111.604599  9.69659996  39.97259903 -20.11199951  0.99519596  1
113.1299973  0
    100 19.96839905  1.08050001  32 -32 1.04168212  1  27.20000076  0
    100 19.96839905  1.08050001  32 -32 1.04168212  1  27.20000076  0
    100 19.96839905  1.08050001  32 -32 1.04168212  1  27.20000076  0
    101 31.75620079  0  32 -32 1.03905183  1  27.20000076  0
    88  41.98130035  0.0007  54.05405045 -36.03604126  1.04218637  1  85
0
    87  40.22180176  0  54.05405045 -36.03604126  1.04223027  1  85  0
    78  114.7514038  15.94571762  59.99999619 -59.99999619  1.05843424  1
114.9300003  0
    79  79.86669922  16.1426438  63.0648613 -42.04324722  1.03900403  1
105.0029984  0
    80  80.02719879  20.14423252  63.0648613 -42.04324722  1.04279678  1
105.0029984  0
    81  78.53040314  18.54643435  63.0648613 -42.04324722  1.04135709  1
105.0029984  0
    82  81.21759796  18.94162761  63.0648613 -42.04324722  1.04159662  1
105.0029984  0
    83  78.82949829  18.74585366  63.0648613 -42.04324722  1.04153153  1
105.0029984  0
    74  78.39661948  19.49939867  59.99999619 -59.99999619  1.06517463  1
114.9300003  0
    75  116.2387009  14.36689806  59.99999619 -59.99999619  1.05661231  1
114.9300003  0
    76  114.9403992  16.31702373  59.99999619 -59.99999619  1.05880546  1
114.9300003  0
    77  117.7631989  18.09422201  59.99999619 -59.99999619  1.06037596  1
114.9300003  0
    96  61.09349823  9.34624626  20.00097084 -5.28660011  1.02252703  1
74.89350128  0
    97  60.85570145  9.32639446  20.00278473 -5.28707981  1.02252146  1
74.90029907  0
    117 10.06569958  0.5438  14.18700027 -14.18700027  0.96198522  1
11.34959984  0

```

```

117 10.22999954 0.2904 14.18700027 -14.18700027 0.96198522 1
11.34959984 0
157 7.9907999 1.8506 9.75699997 -9.75699997 1.01211924 1
8.29345036 0
157 7.9907999 1.8506 9.75699997 -9.75699997 1.01211924 1
8.29345036 0
157 4.64260006 0 9.75699997 -9.75699997 1.01211924 1 8.29345036
0
157 7.9907999 1.8506 9.75699997 -9.75699997 1.01211924 1
8.29345036 0
155 6.16279984 0 9.75699997 -9.75699997 1.00999764 1 8.29345036
0
155 7.85169983 2.02880001 9.75699997 -9.75699997 1.00999764 1
8.29345036 0
155 7.85169983 2.02880001 9.75699997 -9.75699997 1.00999764 1
8.29345036 0
156 8 0.92720002 9.75699997 -9.75699997 1.01196094 1 8.29345036
0
156 8 0.92720002 9.75699997 -9.75699997 1.01196094 1 8.29345036
0
156 8 3.12280011 9.75699997 -9.75699997 1.01196094 1 8.29345036
0
156 7.59189987 0.3062 9.75699997 -9.75699997 1.01196094 1
8.29345036 0
156 5.37410021 0.3062 9.75699997 -9.75699997 1.01196094 1
8.29345036 0
154 7.94939995 0.88 9.75699997 -9.75699997 1.01142633 1
8.29345036 0
154 7.94939995 3.24620008 9.75699997 -9.75699997 1.01142633 1
8.29345036 0
154 4.66849995 0.0703 9.75699997 -9.75699997 1.01142633 1
8.29345036 0
154 7.94939995 0.88 9.75699997 -9.75699997 1.01142633 1
8.29345036 0
158 68.00000191 0 2.12700009 -2.12700009 1.01515928 1 1.70159996
0
169 7.06710005 2.1006999 9.75699997 -9.75699997 1.00879005 1
8.29345036 0
148 71.30049896 2.888053 40 -29.99999619 0.97329372 1
71.09999847 0
149 70.30269623 3.8665193 40 -29.99999619 0.97487312 1
71.09999847 0
150 69.3085022 2.99393069 40 -29.99999619 0.97369481 1
71.09999847 0
140 126.0296021 -5.18990492 32.00000381 -16.98708534 1.02394706 1
132.4996948 0
171 13.12699986 2.99029994 17.5 -17.5 1.01856667 1 14 0
171 12.83670044 1.13230002 17.5 -17.5 1.01856667 1 14 0
203 94.94090271 6.08109999 30.03000069 -10 0.99565292 1 104.5 0
227 68.00000191 4.04799998 2.12700009 -2.12700009 1.01604653 1
1.70159996 0
211 131.6318054 15 80.00279999 -19.99999619 1.01420393 1
133.0249939 0
212 0.4971 0.6566 48.83921051 -24.41959763 0.96639756 1
127.8000031 0

```



```

    220 45.21870041 6.96490002 14.99999809 -5.74119997 1.05473801 1
52.81903839 0
    224 61.78150177 9.32049989 42 -10.00000191 1.01597803 1
73.00054932 0
    225 70.62449646 2.43894899 42.02446747 -10.00582504 1.00601547 1
73.00054932 0
    238 7.42519999 0.7464 8.56000042 -8.56000042 1.00318895 1 7.704
0
    238 7.42519999 0.7464 8.56000042 -8.56000042 1.00318895 1 7.704
0
    239 7.43720007 -0.37830001 8.56000042 -8.56000042 0.98734296 1
7.704 0
    239 7.43720007 -0.37830001 8.56000042 -8.56000042 0.98734296 1
7.704 0
    239 7.43720007 -0.37830001 8.56000042 -8.56000042 0.98734296 1
7.704 0
    103 1.85319996 1.77849996 1.579 -1.579 0.97821937 1 1.50004995
0
    312 0 0 9999 -9999 1.01434004 1 0 0
    313 0 0 9999 -9999 1.02958 1 0 0
];

%% Datos Cargas
% Nodo -----Carga----- Estado ----- Carga LS -----
--
% No MW Mvar 1:on 2:off Costo fi_max fi_min
cargas = [
    61 13.88850021 1.70889997 1 1 1 0
    61 14.67809963 6.35349989 1 1 1 0
    26 21.43180084 -1.01839995 1 1 1 0
    17 12.99530029 4.77129984 1 1 1 0
    39 -1.20330000 -2.05690002 1 1 1 0
    17 4.92920017 1.33070004 1 1 1 0
    17 -0.39060000 -2.58249998 1 1 1 0
    17 31.32740021 6.68030024 1 1 1 0
    17 16.39929962 5.14080000 1 1 1 0
    55 38.58739853 12.22200012 1 1 1 0
    27 4.58820009 0.53259999 1 1 1 0
    13 14.50780010 2.87319994 1 1 1 0
    13 21.59530067 5.09170008 1 1 1 0
    13 18.36450005 2.22259998 1 1 1 0
    13 7.58389997 3.07119989 1 1 1 0
    5 8.92109966 -4.56610012 1 1 1 0
    47 54.17800140 11.24209976 1 1 1 0
    47 50.58840179 12.36690044 1 1 1 0
    10 20.07200050 2.30139995 1 1 1 0
    10 32.15290070 4.00239992 1 1 1 0
    20 5.34779978 1.86230004 1 1 1 0
    20 8.61310005 1.68700004 1 1 1 0
    23 -14.52929974 -1.94669998 1 1 1 0
    45 64.28189850 7.69110012 1 1 1 0
    94 48.25619888 19.90419960 1 1 1 0
    75 14.10779953 2.90790009 1 1 1 0
    102 39.28929901 9.62870026 1 1 1 0
    102 5.54850006 1.25909996 1 1 1 0

```

102	41.46369934	14.44309998	1	1	1	0
102	26.98859978	11.02070045	1	1	1	0
102	28.01479912	8.97809982	1	1	1	0
80	39.51630020	4.90170002	1	1	1	0
80	14.00049973	6.19890022	1	1	1	0
100	54.01959991	20.79610062	1	1	1	0
100	91.96829987	26.65399933	1	1	1	0
91	17.14749908	5.52089977	1	1	1	0
91	27.31200027	7.23490000	1	1	1	0
91	32.99800110	10.04769993	1	1	1	0
91	43.37210083	14.08469963	1	1	1	0
85	-8.34910011	-0.04820000	1	1	1	0
155	-17.36400032	-3.04320002	1	1	1	0
157	0.28299999	0.18300000	1	1	1	0
156	9.53279972	5.48040009	1	1	1	0
150	17.39949989	6.43870020	1	1	1	0
154	30.10790062	5.92889977	1	1	1	0
146	11.53170013	1.34570003	1	1	1	0
151	9.39459991	-0.51080000	1	1	1	0
217	-43.33509827	-33.43220139	1	1	1	0
183	8.53199959	3.48160005	1	1	1	0
183	10.92689991	2.89319992	1	1	1	0
181	-0.07830000	-2.21939993	1	1	1	0
183	28.81419945	7.79689980	1	1	1	0
186	25.27860069	5.68100023	1	1	1	0
186	33.56669998	14.16749954	1	1	1	0
186	5.18060017	0.31389999	1	1	1	0
215	32.83570099	11.74030018	1	1	1	0
215	13.67710018	8.43680000	1	1	1	0
219	28.17210007	12.04440022	1	1	1	0
175	12.86660004	5.27689981	1	1	1	0
178	27.09650040	9.02890015	1	1	1	0
178	21.26469994	7.07259989	1	1	1	0
178	25.95859909	9.70600033	1	1	1	0
178	25.74519920	9.48029995	1	1	1	0
168	-11.22210026	3.21070004	1	1	1	0
168	26.88279915	8.72469997	1	1	1	0
168	36.76190186	9.26319981	1	1	1	0
163	28.81940079	6.76830006	1	1	1	0
163	56.24119949	10.88819981	1	1	1	0
227	-1.65610003	2.39159989	1	1	1	0
228	29.38879967	11.62749958	1	1	1	0
229	50.16249847	7.26210022	1	1	1	0
231	55.16669846	11.98770046	1	1	1	0
231	58.54059982	3.57310009	1	1	1	0
232	153.04289246	16.80150032	1	1	1	0
230	15.64150047	43.32009888	1	1	1	0
253	41.50350189	8.31470013	1	1	1	0
253	29.50880051	4.80849981	1	1	1	0
253	31.42799950	5.33510017	1	1	1	0
265	6.50029993	1.89590001	1	1	1	0
265	15.01430035	12.84049988	1	1	1	0
278	-83.01779938	-17.30089951	1	1	1	0
239	52.05530167	15.60229969	1	1	1	0
239	56.24729919	20.18059921	1	1	1	0
234	8.86620045	-0.06180000	1	1	1	0

```

236 57.38520050 19.18009949 1 1 1 0
236 21.59819984 6.41459990 1 1 1 0
236 11.27480030 2.55730009 1 1 1 0
236 16.78809929 5.17119980 1 1 1 0
236 30.47319984 8.15600014 1 1 1 0
257 27.07710075 7.17749977 1 1 1 0
257 49.25799942 7.17749977 1 1 1 0
257 28.41239929 9.84990025 1 1 1 0
263 14.86760044 4.78690004 1 1 1 0
263 12.05430031 4.17059994 1 1 1 0
247 76.38960266 19.77680016 1 1 1 0
247 81.48139954 21.98010063 1 1 1 0
247 23.47069931 6.60330009 1 1 1 0
260 6.77500010 1.52839994 1 1 1 0
260 19.55190086 5.47359991 1 1 1 0
260 20.66769981 5.56640005 1 1 1 0
260 14.26369953 3.94280005 1 1 1 0
244 31.00639915 7.22819996 1 1 1 0
244 12.61030006 2.78010011 1 1 1 0
244 28.18759918 4.63339996 1 1 1 0
244 36.74380112 11.57040024 1 1 1 0
303 6.26319981 0.88249999 1 1 1 0
309 8.06490040 4.32779980 1 1 1 0
305 1.26090002 1.04159999 1 1 1 0
307 2.70689988 1.30900002 1 1 1 0
320 0.00000000 0.00000000 1 1 1 0
319 -11.47130013 -1.49590003 1 1 1 0
318 -31.80970001 -8.43630028 1 1 1 0
316 15.04969978 -1.18610001 1 1 1 0
320 16.22820091 4.29120016 1 1 1 0
315 53.63510132 8.68150043 1 1 1 0
317 15.31729984 5.76189995 1 1 1 0
317 9.02890015 2.71670008 1 1 1 0
315 14.78369999 0.93849999 1 1 1 0
322 24.24650002 0.52920002 1 1 1 0
321 19.47740000 12.15800000 1 1 1 0
158 -173.64610000 35.66000000 1 1 1 0
];

%% Datos Shunts
% Nodo -----Inyeccion----- Estado ----- Shunts OPF -----
-----
% No Gs (pu) Bs (pu) 1:on 2:off Actual_step Step_max
Step_min
shunts = [
40 0.000000 0.060000 1 1 1 0
38 0.000000 0.060000 1 1 1 0
1 0.000000 -0.250000 1 0 1 0
58 0.000000 -0.100000 1 0 1 0
5 0.000000 0.300000 1 1 1 0
5 0.000000 0.300000 1 1 1 0
5 0.000000 0.300000 1 1 1 0
36 0.000000 -0.100000 1 0 1 0
36 0.000000 -0.100000 1 0 1 0
60 0.000000 -0.100000 1 0 1 0

```

41	0.000000	0.030000	1	1	1	0
102	0.000000	0.120000	1	1	1	0
102	0.000000	0.120000	1	1	1	0
80	0.000000	0.120000	1	1	1	0
124	0.000000	0.060000	1	1	1	0
125	0.000000	0.060000	1	1	1	0
122	0.000000	0.180000	1	1	1	0
104	0.000000	-0.100000	1	0	1	0
103	0.000000	-0.100000	1	0	1	0
186	0.000000	0.120000	1	0	1	0
186	0.000000	0.120000	1	1	1	0
178	0.000000	0.120000	1	1	1	0
178	0.000000	0.120000	1	1	1	0
178	0.000000	0.120000	1	0	1	0
193	0.000000	-0.100000	1	0	1	0
188	0.000000	-0.100000	1	0	1	0
253	0.000000	0.120000	1	1	1	0
239	0.000000	0.120000	1	1	1	0
234	0.000000	0.600000	1	1	1	0
234	0.000000	0.600000	1	1	1	0
236	0.000000	0.120000	1	1	1	0
236	0.000000	0.120000	1	1	1	0
270	0.000000	-0.100000	1	0	1	0
270	0.000000	-0.100000	1	0	1	0
286	0.000000	0.060000	1	1	1	0
286	0.000000	0.060000	1	1	1	0
260	0.000000	0.120000	1	0	1	0
321	0.015069	-0.000000	1	1	1	1
158	-0.207788	-0.000000	1	1	1	1

];

ANEXO F: CODIFICACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL

Codificación de las barras del Sistema Nacional Interconectado.

1	'POMASQUI 230 kV\B1'	158	'QUEVEDO 34.5 kV\BB'
2	'POMASQUI 138 kV\BP'	159	'MONTECRISTI 138 kV\BP'
3	'SANTA ROSA 230 kV\B1'	160	'Santo Domingo - Quevedo\MONTECRISTI 13.8 kV ATQ'
4	'SANTA ROSA 138 kV\BP'	161	'MONTECRISTI 69 kV\BP'
5	'TOTORAS 230 kV\B1'	162	'BABA 230 kV\B1'
6	'TOTORAS 138 kV\BP'	163	'Santo Domingo - Quevedo\E251'
7	'TOTORAS 69 kV\BP'	164	'MONTECRISTI AMQ 69 kV\BP'
8	'RIOBAMBA 230 kV\B1'	165	'Santo Domingo - Quevedo\MOVIL'
9	'RIOBAMBA 69 kV\BP'	166	'C.T. ESMERALDAS 2 138 kV T1\BP'

10	'IBARRA 138 kV\BP'	167	'C.T. ESMERALDAS 2 13.8 kV T1\Terminal 1'
11	'IBARRA 69 kV\B1'	168	'C.T. ESMERALDAS 2 138 kV T2\BP'
12	'TULCAN 138 kV\BP'	169	'C.T. ESMERALDAS 2 13.8 kV T2\T1'
13	'TULCAN 69 kV\BP'	170	'CENTRAL SANTA ELENA 3 69 kV\BP'
14	'VICENTINA 138 kV\BP'	171	'CENTRAL SANTA ELENA 3 13.8 kV\BP'
15	'CONOCOTO 138 kV\B1'	172	'ADELCA 138 kV\BB'
16	'MULALO 138 kV\BP'	173	'E. ESPEJO 138 kV\BB'
17	'PUCARA 138 kV\BP'	174	'S. ALEGRE 138 kV\BB'
18	'AMBATO 138 kV\BP'	175	'POMASQUI EEQ 138 kV\BB'
19	'AGOYAN 138 kV\B1'	176	'EEQ SE19 138 kV\BB'
20	'Santa Rosa - Totoras\POMASQUI 13.8 kV'	177	'PASCUALES 230 kV\B1'
21	'Santa Rosa - Totoras\SANTA ROSA 13.8 kV ATT'	178	'PASCUALES 138 kV\BP'
22	'SANTA ROSA 13.8 kV ATU\BB'	179	'PASCUALES 69 kV\BP'
23	'Santa Rosa - Totoras\IBARRA 13.8 kV ATQ'	180	'NUEVA PROSPERINA 230 kV\B1'
24	'IBARRA 13.8 kV ATU\BB'	181	'NUEVA PROSPERINA 69 kV\BP'
25	'IBARRA 34.5 kV\BB'	182	'TRINITARIA 230 kV\B1'
26	'IBARRA 13.8 kV T1\BB'	183	'TRINITARIA 138 kV\B1'
27	'TULCAN 13.8 kV ATQ\BB'	184	'TRINITARIA 69 kV\B1'
28	'Santa Rosa - Totoras\VICENTINA 13.8 kV T2'	185	'SALITRAL 138 kV\BP'
29	'Santa Rosa - Totoras\VICENTINA 46 kV T2'	186	'SALITRAL 69 kV\B1'
30	'Santa Rosa - Totoras\SANTA ROSA 13.8 kV TRN'	187	'GONZALO ZEVALLOS 69 kV\BA'
31	'SANTA ROSA 46 kV\BB1'	188	'CARAGUAY 138 kV\BP'
32	'Santa Rosa - Totoras\SANTA ROSA 13.8 KV TRP'	189	'CARAGUAY 69 kV\BP'
33	'C. G. SANTA ROSA 138 kV\BP'	190	'POLICENTRO 138 kV\B1'
34	'C. G. SANTA ROSA 13.8 kV TG1\BB'	191	'POLICENTRO 69 kV\B1'
35	'C. G. SANTA ROSA 13.8 kV TG2\BB'	192	'SANTA ELENA 138 kV\BP'
36	'Santa Rosa - Totoras\MULALO 13.8 kV ATQ'	193	'SANTA ELENA 69 kV\BP'
37	'MULALO 69 kV\BB'	194	'POSORJA 138 kV\B1'
38	'Santa Rosa - Totoras\PUCARA 13.8 kV U1'	195	'POSORJA 69 kV\BP'
39	'Santa Rosa - Totoras\PUCARA 13.8 kV U2'	196	'ELECTROQUIL 69 kV\B1'

40	'RIOBAMBA 13.8 kV TRK\BB'	197	'ELECTROQUIL 138 kV\B1'
41	'Santa Rosa - Totoras\TOTORAS 13.8 kV ATQ'	198	'Pascuales\PASCUALES 13.8 kV ATT'
42	'TOTORAS 13.8 kV ATT\BB'	199	'PASCUALES 13.8 kV ATU\BB'
43	'AMBATO 69 kV\BP'	200	'Pascuales\PASCUALES 13.8 kV ATR'
44	'Santa Rosa - Totoras\AMBATO 13.8 kV AT1'	201	'Pascuales\PASCUALES 13.8 kV ATQ'
45	'AGOYAN 13.8 kV U1\BB'	202	'Pascuales\C. G. PASCUALES 69 kV'
46	'AGOYAN 13.8 kV U2\BB'	203	'C. G. PASCUALES 13.8 kV U1\BB'
47	'SAN FRANCISCO 230 kV\B1'	204	'Pascuales\NUEVA PROSPERINA 13.8 kV TRK'
48	'SAN FRANCISCO 13.8 kV U1\BB'	205	'Pascuales\TRINITARIA 13.8 kV ATT'
49	'MOLINO 230 kV\B1'	206	'Pascuales\TRINITARIA 13.8 kV ATQ'
50	'MOLINO 138 kV\B1'	207	'ESCLUSAS 230 kV\B1'
51	'CUENCA 138 kV\BP'	208	'Pascuales\C. VICTORIA 138 kV'
52	'CUENCA 69 kV\BP'	209	'Pascuales\C. TRINITARIA 138 kV'
53	'LOJA 138 kV\BP'	210	'ESCLUSAS 138 kV\BP'
54	'LOJA 69 kV\BP'	211	'C. TRINITARIA 13.8 kV TV1\BB'
55	'ZHORAY 230 kV\B1'	212	'C. VICTORIA 13.8 kV G1\BB'
56	'SININCAY 230 kV\B2'	213	'POLICENTRO 13.8 kV ATQ\BB'
57	'SININCAY 69 kV\BP'	214	'Pascuales\CARAGUAY 13.8 kV ATQ'
58	'MAZAR 230 kV\B1'	215	'Pascuales\SALITRAL 13.8 kV ATR'
59	'MAZAR 230 kV\B2'	216	'Pascuales\SALITRAL 13.8 kV ATQ'
60	'MILAGRO 230 kV\B1'	217	'Pascuales\SANTA ELENA 13.8 kV ATR'
61	'MILAGRO 138 kV\BP'	218	'Pascuales\SANTA ELENA 13.8 kV ATQ'
62	'MILAGRO 69 kV\BP'	219	'ELECTROQUIL 13.8 kV G1\BB'
63	'BABAHOYO 138 kV\BP'	220	'ELECTROQUIL 13.8 kV G2\BB'
64	'BABAHOYO 69 kV\BP'	221	'ELECTROQUIL 13.8 kV G3\BB'
65	'SAN IDELFONSO 138 kV\B1'	222	'ELECTROQUIL 13.8 kV G4\BB'
66	'C.T. MACHALA 1 138 kV\BP'	223	'Pascuales\POSORJA 13.8 kV ATQ'
67	'MACHALA 230 kV\B1'	224	'GONZALO ZEVALLOS 13.8 kV TV2\BB'
68	'MACHALA 138 kV\BP'	225	'GONZALO ZEVALLOS 13.8 kV TV3\BB'

69	'MACHALA 69 kV\B1'	226	'GONZALO ZEVALLOS 13.8 kV TG4\BB'
70	'DOS CERRITOS 230 kV\B1'	227	'SANTA ELENA 34.5 kV GTER\BB'
71	'DOS CERRITOS 69 kV\B1'	228	'Pascuales\ESCLUSAS 13.8 kV ATT'
72	'MOLINO 13.8 kV AT2\BB'	229	'GUALACEO 138 kV\BP'
73	'MOLINO 13.8 kV AT1\BB'	230	'GUALACEO 22 kV\BP'
74	'Molino - Milagro\MOLINO 13.8 kV U6'	231	'LIMON 138 kV\BP'
75	'Molino - Milagro\MOLINO 13.8 kV U7'	232	'LIMON 13.8 kV\BP'
76	'Molino - Milagro\MOLINO 13.8 kV U8'	233	'MENDEZ 138 kV\BP'
77	'Molino - Milagro\MOLINO 13.8 kV U9'	234	'MENDEZ 13.8 kV\BP'
78	'Molino - Milagro\MOLINO 13.8 kV U10'	235	'HIDROABANICO 2 138 kV\BP'
79	'Molino - Milagro\MOLINO 13.8 kV U1'	236	'HIDROABANICO 2 69 kV\BP'
80	'Molino - Milagro\MOLINO 13.8 kV U2'	237	'HIDROABANICO 69 kV\BP'
81	'Molino - Milagro\MOLINO 13.8 kV U3'	238	'HIDROABANICO 4.16 kV T1\B1'
82	'Molino - Milagro\MOLINO 13.8 kV U4'	239	'HIDROABANICO 4.16 kV T2\B2'
83	'Molino - Milagro\MOLINO 13.8 kV U5'	240	'VERDILLO 69 kV\B1'
84	'Molino - Milagro\CUENCA 13.8 kV ATQ'	241	'VERDILLO 69 kV\B2'
85	'Molino - Milagro\LOJA 13.8 kV ATQ'	242	'ARENAL 69 kV\BB'
86	'Molino - Milagro\SININCAY 13.8 kV TRK'	243	'MONAY 69 kV\BB'
87	'Molino - Milagro\MAZAR 13.8 kV U2'	244	'RICAURTE 69 kV\BB'
88	'Molino - Milagro\MAZAR 13.8 kV U1'	245	'CORPANCHE 69 kV\BB'
89	'Molino - Milagro\DOS CERRITOS 13.8 kV ATK'	246	'SAUCAY 69 kV\BB'
90	'Molino - Milagro\MILAGRO 13.8 kV ATU'	247	'INDUSTRIAL 69 kV\BB'
91	'MILAGRO 13.8 kV ATK\BB'	248	'JAMONDINO 115 kV\BP'
92	'Molino - Milagro\BABAHOYO 13.8 kV ATQ'	249	'PANAMERICANA 115 kV\B1'
93	'MACHALA 13.8 kV ATQ\BB'	250	'PANAMERICANA 138 kV\Terminal 1'
94	'MACHALA 13.8 kV ATR\BB'	251	'PANAMERICANA 138 kV\BP'
95	'Molino - Milagro\MACHALA 13.8 kV TRK'	252	'Ecuador - Colombia\JAMONDINO 13.8 kV'
96	'C. T. MACHALA 1 13.8 kV UA\BB'	253	'Bus_1'
97	'C. T. MACHALA 1 13.8 kV UB\BB'	254	'Bus_2'
98	'FRONTERA 230 kV\Terminal 2'	255	'Bus_3'
99	'C.T. MACHALA 2 138 kV\BP'	256	'Bus_4'
100	'C.T. MACHALA 2 13.8 kV TR01\B1'	257	'Bus_5'
101	'C.T. MACHALA 2 13.8 kV TR02\B2'	258	'Bus_6'
102	'VILLONACO 69 kV\BP'	259	'Bus_7'
103	'VILLONACO 34.5 kV\BP'	260	'Bus_8'
104	'BANOS 138 kV\BP'	261	'Bus_9'

105	'PUYO 138 kV\BP'	262	'Bus_10'
106	'Agoyan - Orellana\PUYO 13.8 kV ATQ'	263	'Bus_11'
107	'PUYO 69 kV\BP'	264	'Bus_12'
108	'TENA 138 kV\BP'	265	'Bus_13'
109	'ORELLANA 138 kV\BP'	266	'Bus_14'
110	'ORELLANA 69 kV\BP'	267	'Bus_15'
111	'TENA 69 kV\BP'	268	'Bus_16'
112	'Agoyan - Orellana\TENA 13.8 kV TRQ'	269	'Bus_17'
113	'Agoyan - Orellana\ORELLANA 13.8 kV ATQ'	270	'Bus_18'
114	'PELILEO 69 kV\BB'	271	'Bus_19'
115	'BAÑOS 69 kV\BB'	272	'Bus_20'
116	'CENTRAL JIVINO 3 69 kV\BP'	273	'Bus_21'
117	'CENTRAL JIVINO 3 13.8 kV\BP'	274	'Bus_22'
118	'JAMONDINO 220 kV\B1'	275	'Bus_23'
119	'SANTO DOMINGO 230 kV\B1'	276	'Bus_24'
120	'SANTO DOMINGO 138 kV\BP'	277	'Bus_25'
121	'SANTO DOMINGO 69 kV\BP'	278	'Bus_26'
122	'QUEVEDO 230 kV\B1'	279	'Bus_27'
123	'QUEVEDO 138 kV\BP'	280	'Bus_28'
124	'QUEVEDO 69 kV\BP'	281	'Bus_29'
125	'SAN GREGORIO 230 kV\B1'	282	'Bus_30'
126	'SAN GREGORIO 138 kV\BP'	283	'Bus_31'
127	'QUININDE 138 kV\BP'	284	'Bus_32'
128	'QUININDE 69 kV\BP'	285	'Bus_33'
129	'PORTOVIEJO 138 kV\BP'	286	'Bus_34'
130	'PORTOVIEJO 69 kV\BP'	287	'Bus_35'
131	'DAULE PERIPA 138 kV\B1'	288	'Bus_36'
132	'CHONE 138 kV\B1'	289	'Bus_37'
133	'CHONE 69 kV\BP'	290	'Bus_38'
134	'ESMERALDAS 138 kV\BP'	291	'Bus_39'
135	'ESMERALDAS 69 kV\BP'	292	'Bus_40'
136	'SANTO DOMINGO 13.8 kV ATU\BB'	293	'Bus_41'
137	'Santo Domingo - Quevedo\SANTO DOMINGO 13.8 kV ATR'	294	'Bus_42'
138	'Santo Domingo - Quevedo\ESMERALDAS 13.8 kV AA2'	295	'Bus_43'
139	'Santo Domingo - Quevedo\ESMERALDAS 13.8 kV AA1'	296	'Bus_44'
140	'ESMERALDAS 13.8 kV G1\BB'	297	'Bus_45'
141	'QUEVEDO 13.8 kV ATT\BB'	298	'Bus_46'

142	'Santo Domingo - Quevedo\QUEVEDO 13.8 kV ATR'	299	'Bus_47'
143	'Santo Domingo - Quevedo\SAN GREGORIO 13.8 kV ATT'	300	'Bus_48'
144	'Santo Domingo - Quevedo\E061'	301	'Bus_49'
145	'Santo Domingo - Quevedo\QUININDE 13.8 kV MOVIL'	302	'Bus_50'
146	'Santo Domingo - Quevedo\PORTOVIEJO 13.8 kV AA2'	303	'Bus_51'
147	'Santo Domingo - Quevedo\PORTOVIEJO 13.8 kV AA1'	304	'Bus_52'
148	'DAULE PERIPA 13.8 kV U1\BB'	305	'Bus_53'
149	'DAULE PERIPA 13.8 kV U2\BB'	306	'Bus_54'
150	'DAULE PERIPA 13.8 kV U3\BB'	307	'Bus_55'
151	'Santo Domingo - Quevedo\CHONE 13.8 kV ATQ'	308	'Bus_56'
152	'Santo Domingo - Quevedo\E065'	309	'Bus_57'
153	'CENTRAL JARAMIJO 138 kV\BP'	310	'Bus_58'
154	'CENTRAL JARAMIJO 13.8 kV TR04\TR04'	311	'Bus_59'
155	'CENTRAL JARAMIJO 13.8 kV TR02\TR02'	312	'GEN EQUIVALENTE COLOMBIA 115 kV'
156	'CENTRAL JARAMIJO 13.8 kV TR03\TR03'	313	'GEN EQUIVALENTE COLOMBIA 220 kV'
157	'CENTRAL JARAMIJO 13.8 kV TR01\TR01'		

ANEXO G: ENTORNO MATLAB

Manual de Manejo en el entorno MatLab

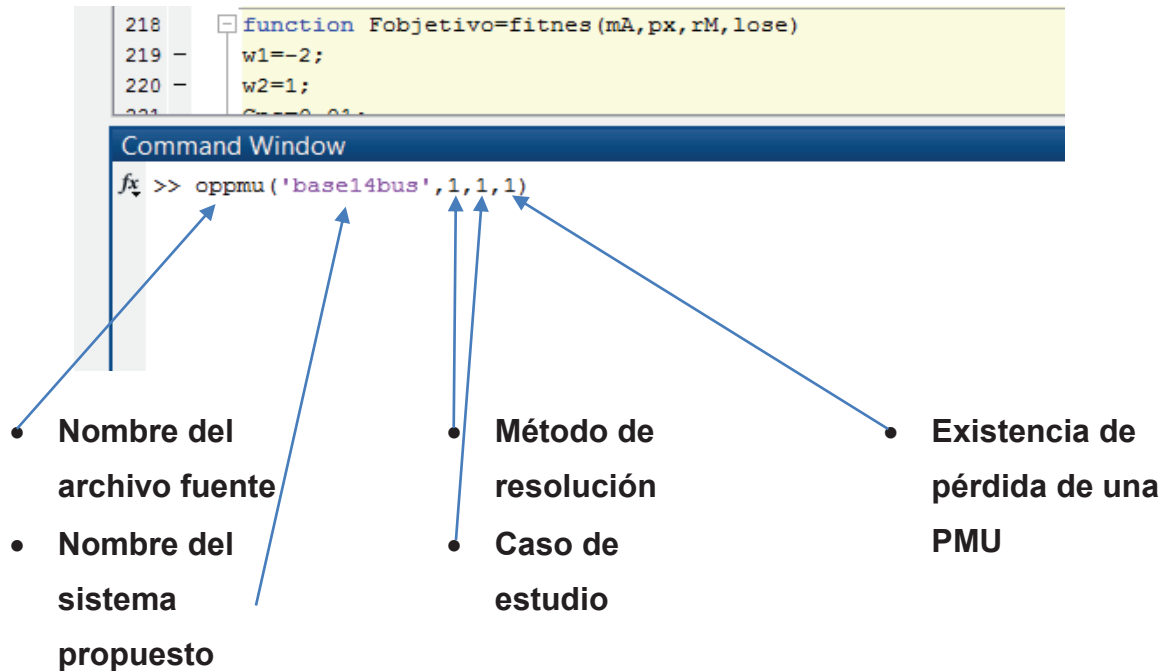


Figura G.1: Resultados con BPSO con medidas de inyección, Autor

Método de resolución:

1. Función BINTPROG propia de MatLab
2. Algoritmo heurístico BPSO

Caso de estudio:

1. Solamente la ubicación de PMU's
2. Con medidas convencionales
3. Con medidas de inyección

Existencia de pérdida de una PMU

1. Sin pérdida de una PMU
2. Con pérdida de una PMU

Resultados completos en el entorno de MatLab en los tres casos propuestos, tanto con el método matemático como el método heurístico para el sistema IEEE 14 bus.

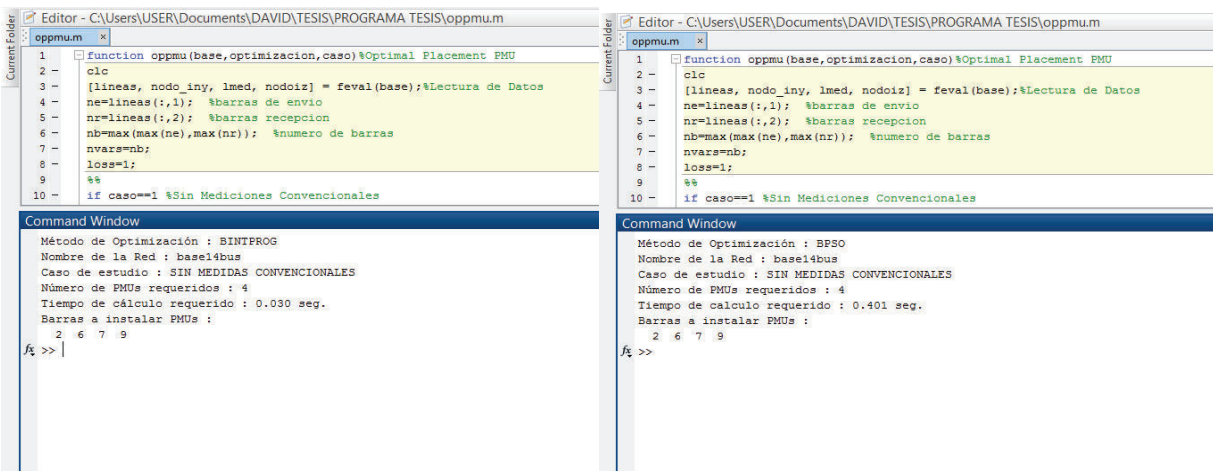


Figura G.2: Resultados sin medidas convencionales con BINTPROG y BPSO, Autor

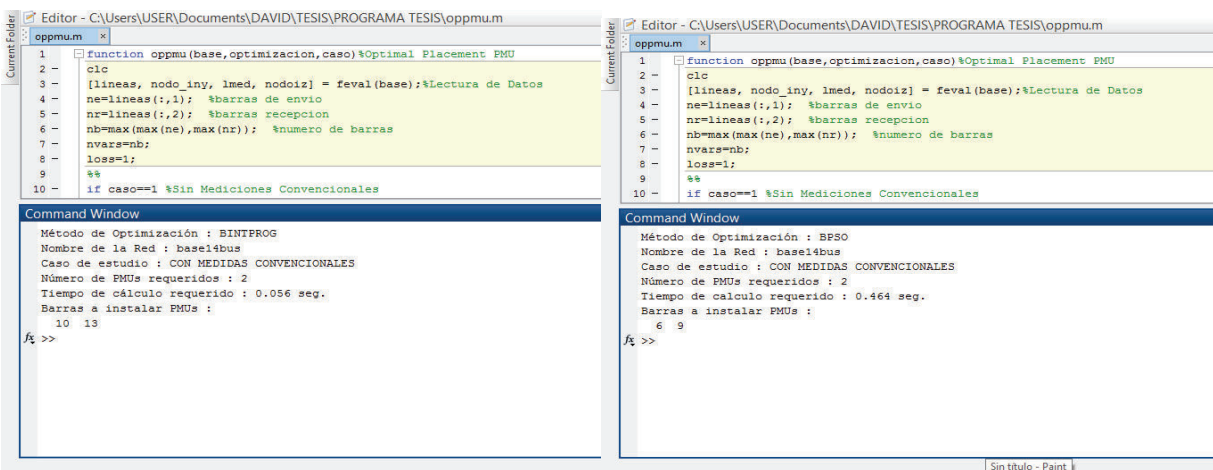


Figura G.3: Resultados con medidas convencionales con BINTPROG y BPSO, Autor

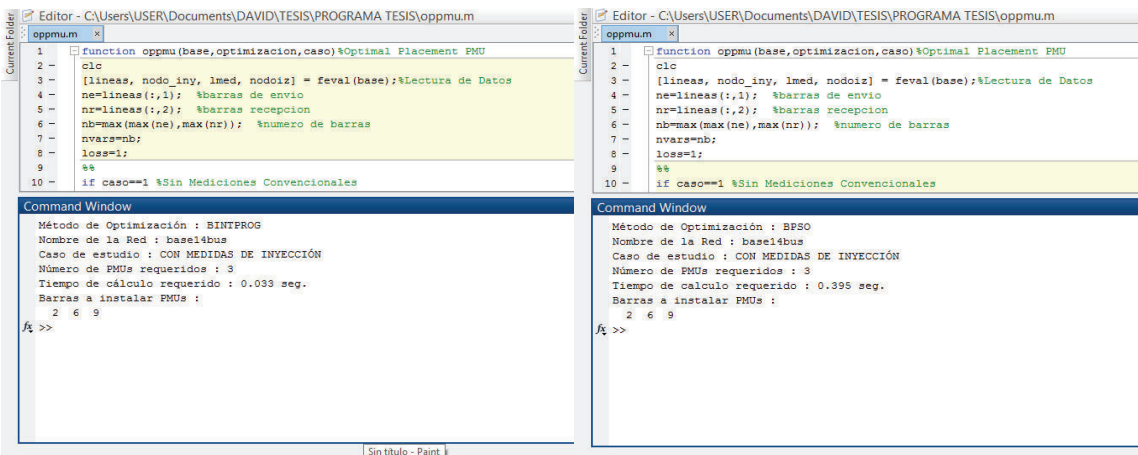


Figura G.4: Resultados con medidas de inyección con BINTPROG y BPSO, Autor

Resultados completos en el entorno de MatLab en los tres casos propuestos, tanto con el método matemático como el método heurístico para el sistema IEEE 118 bus.

The screenshot shows the MATLAB Editor with a function named 'oppmu' and the Command Window displaying the following output:

```

Método de Optimización : BINTPROG
Nombre de la Red : basell8bus
Caso de estudio : SIN MEDIDAS CONVENCIONALES
Número de PMUs requeridos : 32
Tiempo de cálculo requerido : 0.615 seg.
Barras a instalar PMUs :
3 6 9 11 12 17 21 25 28 34 37 40 45 49 52 56 62 64 68 70 71 76 79 83 86 89 92 96 100 105 110 114
f >>

```

Figura G.5: Resultados con BINTPROG sin medidas convencionales, Autor

The screenshot shows the MATLAB Editor with the same function 'oppmu' and the Command Window displaying the following output:

```

Método de Optimización : BPSO
Nombre de la Red : basell8bus
Caso de estudio : SIN MEDIDAS CONVENCIONALES
Número de PMUs requeridos : 32
Tiempo de cálculo requerido : 263.615 seg.
Barras a instalar PMUs :
2 5 9 12 15 17 21 23 25 29 34 37 41 45 49 52 56 62 64 71 75 77 80 85 86 91 94 101 105 110 115 116
f >>

```

Figura G.6: Resultados con BPSO sin medidas convencionales, Autor

The figure consists of two side-by-side screenshots. The left one shows the MATLAB Editor with the 'oppmu' function and the Command Window output for BINTPROG with conventional measures:

```

Método de Optimización : BINTPROG
Nombre de la Red : basell8bus
Caso de estudio : CON MEDIDAS CONVENCIONALES
Número de PMUs requeridos : 19
Tiempo de cálculo requerido : 0.264 seg.
Barras a instalar PMUs :
11 12 15 22 40 49 54 64 67 71 72 76 79 86 89 92 96 100 109
f >>

```

The right screenshot shows the MATLAB Editor with a different function snippet and the Command Window output for BPSO with conventional measures:

```

Método de Optimización : BPSO
Nombre de la Red : basell8bus
Caso de estudio : CON MEDIDAS CONVENCIONALES
Número de PMUs requeridos : 19
Tiempo de cálculo requerido : 179.749 seg.
Barras a instalar PMUs :
11 12 15 22 24 40 49 54 62 64 71 76 78 87 89 92 96 100 109
f >>

```

Figura G.7: Resultados con medidas convencionales con BINTPROG y BPSO, Autor

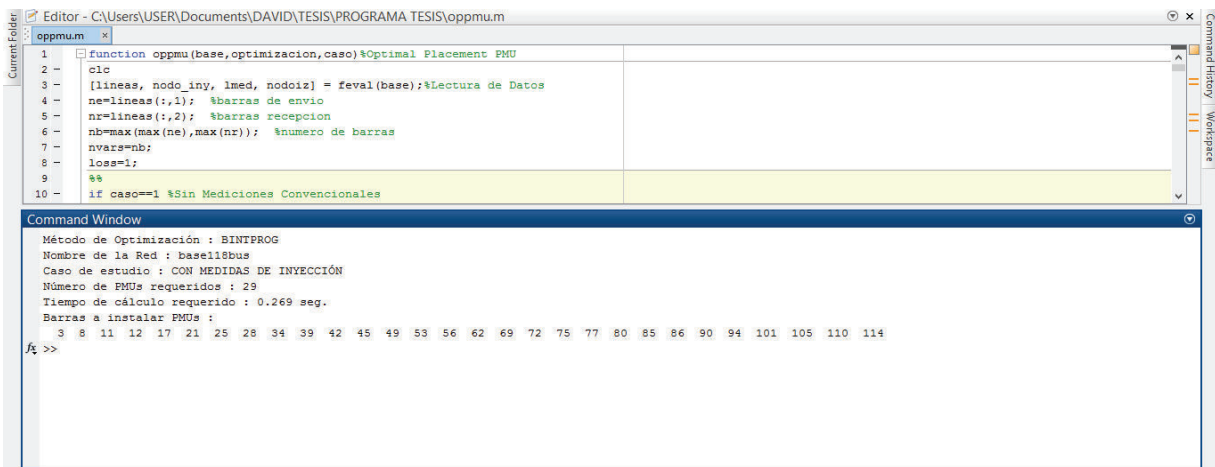


Figura G.8: Resultados con BINTPROG con medidas de inyección, Autor

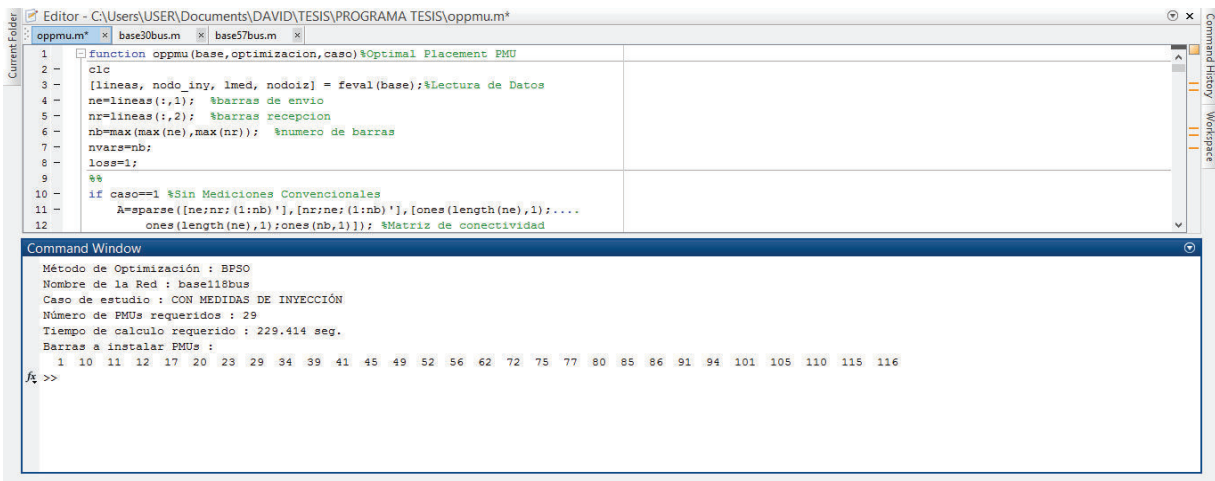


Figura G.9: Resultados con BPSO con medidas de inyección, Autor

La figura G.10 representa los valores de las mejores soluciones globales del algoritmo hasta llegar a la mejor solución global del grupo de partículas en cada iteración, para el sistema IEEE 57 sin considerar medidas convencionales, llegando al número mínimo de PMU's haciendo completamente observable el sistema.

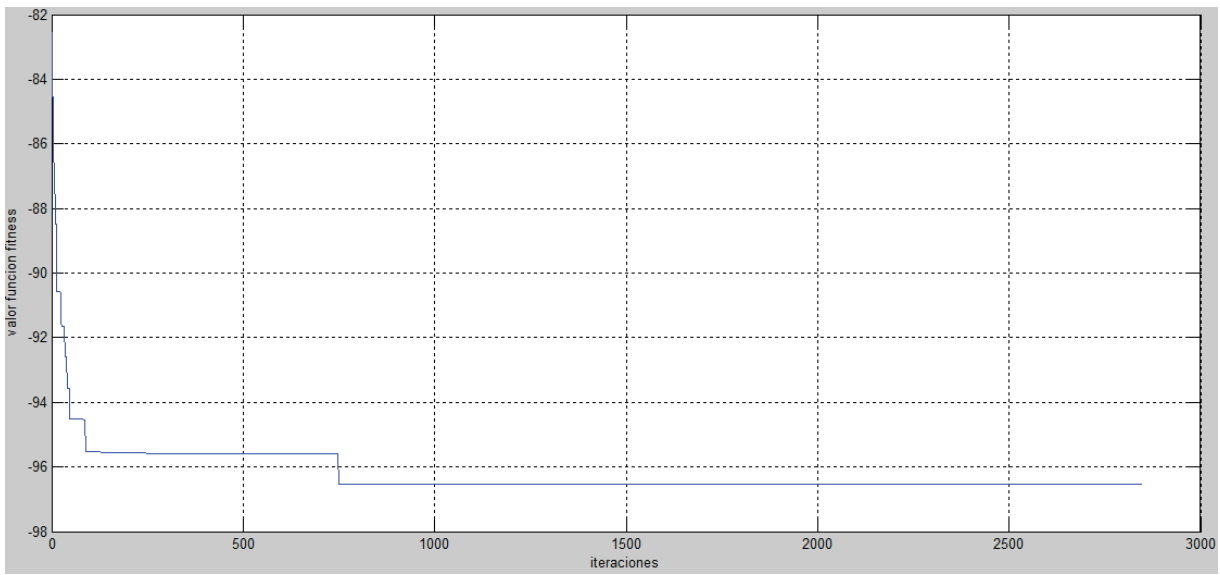


Figura G.10: Convergencia del BPSO para el sistema IEEE 57

ANEXO H: CÓDIGO FUENTE DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

```

function oppmu(base,optimizacion,caso,lose)%Optimal Placement PMU
clc
[lineas, nodo_iny, lmed, nodoiz] = feval(base);%Lectura de Datos
ne=lineas(:,1); %barras de envio
nr=lineas(:,2); %barras recepcion
nb=max(max(ne),max(nr)); %numero de barras
nvars=nb;
% nl=length(ne)

%%
if caso==1 %Sin Mediciones Convencionales
    A=sparse([ne;nr;(1:nb)'],[nr;ne;(1:nb)'],[ones(length(ne),1);....
        ones(length(ne),1);ones(nb,1)]); %Matriz de conectividad
    cso='SIN MEDIDAS CONVENCIONALES';
end
%%
if caso==2 %Mediciones convencionales con Metodo de Islas
    n_e=lmed(:,1); %barras de envio de las mediciones
    n_r=lmed(:,2); %barras de recepcion de las mediciones
    nmed=length(n_e); %numero de mediciones
    niny=length(nodo_iny); %numero de inyecciones
    A=sparse([ne;nr;(1:nb)'],[nr;ne;(1:nb)'],[ones(length(ne),1);...
        ones(length(ne),1);ones(nb,1)]);
    H1=sparse([(1:nmed)';(1:nmed)'],[n_e,n_r],[ones(nmed,1);...
        -ones(nmed,1)],nmed,nb); %Matriz Jacobiano H1 nmed x nb
    %A1=sparse([(1:nl)';(1:nl)'],[ne,nr],[ones(nl,1);....
    %-ones(nl,1)],nl,nb);%Matriz de incidencias
    %%
    aux2=zeros(niny,nb);
    for i=1:niny
        a=nodo_iny(i,1); %se escoje uno a uno las barras de inyeccion
        dim=sum(A(a,:))-1; %se contabiliza el numero de barras...
        %conectadas a la barra de inyeccion
        aux1=(-ones(1,nb)).*A(a,:); %se cambia de signo la...
        %matriz de conectividad A
        aux1(1,a)=dim; %se coloca el numero de barras conectadas...
        %a las inyecciones
        aux2(i,:)=aux1; %se crea la matriz auxiliar del jacobiano H2
    end
    H2=sparse(aux2); %Matriz Jacobiano H2 niny x nb
    %%
    H=[H1;H2]; %Matriz total del Jacobiano con H1 y H2
    %%
    red=100000; %valor para aproximacion
    G=H'*H; %Matriz G
    [L1,D1,P1]=ldl(G); %se factoriza G de la forma LDL'
    L1=inv(P1')*L1; %se obtiene toda la matriz L
    invL1=inv(L1); %se realiza el inverso de L
    diago=diag(D1); %se separa la diagonal de D
    diago=round(diago*red)/red; %se redondean valores ...
    %(eliminacion de valores muy pequeños)
    zerospivot= diago==0; %se busca los ceros en la diagonal de D

```

```

W=invL1(zerospivot,:); % se conserva las filas de invL...
%correspondientes a los zerospivot de la diagonal en D
W=round(W*red)/red; %se redondean valores (eliminacion de...
%valores muy pequeños)
%C=A*W'; %Matriz C
%%
%% Islas
islas=zeros(nb,1); %se inicia islas en cero
kk=1;
aux=1:nb; %puntero 1
dim=length(aux);
while dim>0
    aux1=aux(1); %toma la primera columna del vector aux
    for jj=1:dim
        aux2=aux(jj); %puntero 2 (recorre las columnas de W)
        if isequal(W(:,aux1),W(:,aux2)) %columnas iguales forman islas
            islas(aux2,1)=kk;
        end
    end
    end
    kk=kk+1;
    aux=1:nb;
    aux(islas>0)=[]; %se obtiene el nuevo aux
    dim=length(aux);
end
barras=1:nb; %barras del sistema
islasT=[islas barras']; %numero de isla con su barra correspondiente
nislas=max(islasT(:,1)); %numero de islas
D=zeros(nislas,nb);
for ii=1:nislas
    x=islasT(:,1)==ii; %se reconoce las barras correspondiente...
    %a la isla
    y=sum([A(x,:);zeros(1,nb)]); %se obtiene la suma logica de ...
    %las filas de A correspondientes a las barras
    D(ii,:)=y;
end
D(D>0)=1;
A=D;
cso='CON MEDIDAS CONVENCIONALES';
end
%%
if caso==3 %Inyeccion con Transformacion de Topologia
    for jj=1:length(nodoiz)
        aux7=ne==nr;
        ne(aux7)=[];
        nr(aux7)=[];
        aux8=[nr(nodoiz(jj,:)==ne);ne(nodoiz(jj,:)==nr)];%barras conectadas
        %al nodo de inyeccion
        for mm=1:length(aux8)
            aux9=sum(sum(lineas==aux8(mm,1)));%lineas de las barras
        end
        nodosmin=aux8(aux9==min(aux9),:);%barra con menos conexiones
        nodmin=nodosmin(1,:);%primera opcion
        ne(nodoiz(jj,:)==ne)=nodmin;%cambio de barra
        nr(nodoiz(jj,:)==nr)=nodmin;%cambio de barra
        aux9=[];
        nodmin=[];
    end
end

```



```

end
A=sparse([ne;nr;(1:nb)'],[nr;ne;(1:nb)'],[ones(length(ne),1);...
ones(length(ne),1);ones(nb,1)]);%Nueva matriz de topologia
A(A>1)=1;
A(nodoiz,:)=[];
cso='CON MEDIDAS DE INYECCIÓN';
end

if optimizacion==1 %Funcion BintProg de MatLab
t1=tic;%inicia conteo de tiempo
[fa1,ca1]=size(A);
Cost=ones(1,nb);%
b=ones(fa1,1)*lose;%
opts=optimset('Display','off');
x0=ones(nb,1);%
[xx,fval]=bintprog(Cost,-A,-b,[],[],x0,opts);%función de optimización
% binaria
PMU=find(xx);%Localizacion de PMUs
tiempo = toc(t1);%fin de tiempo de ejecucion
%A*xx
end

if optimizacion==2 %% Binary Particle Swarm Optimization BPSO

%% Datos
c1=2;
c2=2;
%c=c1+c2;
vmin=-4;
vmax=4;
wmax=1.2;
wmin=0.8;
NPpmu=3*nvars;%numero de vectores de particulas
iter=30*nvars;%numero de iteraciones del algoritmo
[fa1, ca1]=size(A);
M=ones(fa1,NPpmu)*3;
xi=randi([0 1],[NPpmu nb]);%particulas iniciales
v=vmin+(vmax-vmin)*rand([NPpmu nb]); %velocidad V0 inicial
PB=xi; %mejores particulas iniciales
fpb0=fitnes(A,PB,M,lose);%Calculo de la funcion obejtivo
fgb(1,1)=min(fpb0);
%fplot(1)=fgb(1,1);
GB=PB(fpb0==min(fpb0),:);%posicion global inicial
fpb=fpb0;
%K=2/abs(2-c-sqrt(c^2-4*c));
t1=tic;%inicia conteo de tiempo
k=1;%inicia el contador de iteraciones
%%
while k<iter
GB=ones(NPpmu,1)*GB(1,:);
w=wmax-(wmax-wmin)/iter)*k;
v=(w*v+c1*rand([NPpmu nb]).*(PB-xi)+c2*rand([NPpmu nb]).*(GB-xi));
v(v>vmax)=vmax;
v(v<vmin)=vmin;
sigmoidv=1./(1+exp(-v));

```

```

xi=zeros(NPpmu,nb);
xi(rand([NPpmu nb])<sigmoidv)=1;
fx=fitnes(A,xi,M,lose);%funcion global nuevas posiciones
for pp=1:NPpmu
    if fx(pp,1)<fpb(pp,1)%busca la mejor particula
        fpb(pp,1)=fx(pp,1);
        PB(pp,:)=xi(pp,:);
    end
end
fgb(2,1)=min(fpb);
if fgb(2,1)<fgb(1,1)%nueva mejor particula global
    fgb(1,1)=fgb(2,1);
    GB=PB(fpb==min(fpb),:);
    %GB(1,:)*GB(1,:) '
end
k=k+1;
%    fplot(k)=fgb(1,1);
end
tiempo = toc(t1);%fin de tiempo de ejecucion
xx=GB(1,:);%mejor particula encontrada
PMU=find(xx>0);%%Localizacion de PMUs
%    plot(0:k-1,fplot);
%    xlabel('iteraciones');
%    ylabel('valor funcion fitness');
%    grid on

end

%%Muestra de Resultados Finales
if optimizacion==1% BINTPROG
    fprintf('Método de Optimización : %s\n', 'BINTPROG');
    fprintf('Nombre de la Red : %s\n', base);
    fprintf('Caso de estudio : %s\n', cso);
    fprintf('Número de PMUs requeridos : %g\n', fval);
    fprintf('Tiempo de cálculo requerido : %0.3f seg.\n', tiempo);
    fprintf('Barras a instalar PMUs :\n');
    for i = 1:length(PMU)
        fprintf(' %i', PMU(i));
    end
    fprintf('\n');
else %BPSO
    fprintf('Método de Optimización : %s\n', 'BPSO');
    fprintf('Nombre de la Red : %s\n', base);
    fprintf('Caso de estudio : %s\n', cso);
    fprintf('Número de PMUs requeridos : %g\n', xx*xx);
    fprintf('Tiempo de calculo requerido : %0.3f seg.\n', tiempo);
    fprintf('Barras a instalar PMUs :\n');
    for i = 1:length(PMU)
        fprintf(' %i', PMU(i));
    end
    fprintf('\n');

end

end

%%Funcion Objetivo para el Algoritmo BPSO
function Fobjetivo=fitnes(mA,px,rM,lose)

```

```
w1=-2;
w2=1;
Cps=0.01;
aux12=mA*px';
aux12(aux12>=lose)=lose;%barras observables
J1=sum(aux12);
Npmu=diag(px*px');%numero de PMUs
J2=diag((rM-mA*px')'*(rM-mA*px'));%nivel de redundancia
Fobjetivo=w1*J1'+w2*Npmu+Cps*J2;%resultado funcion objetivo
```