



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA
Comunidad Educativa al servicio del Pueblo

**UNIDAD ACADÉMICA DE INGENIERÍAS,
INDUSTRIAS Y CONSTRUCCIÓN
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Simulación de la ubicación óptima de PMU mediante el
Software DIGSILENT en un sistema de potencia**

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTOR: MARCO PATRICIO GUZMÁN GUZMÁN

DIRECTOR: Ing. Javier Bernardo Cabrera Mejia. Mgs.

MATRIZ CUENCA

2019

DECLARACIÓN

Yo, Marco Patricio Guzmán Guzmán, 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; y eximo expresamente a la Universidad Católica de Cuenca y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

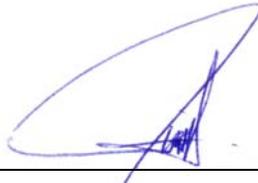
La Universidad Católica de Cuenca puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y la normatividad institucional vigente.



Marco Patricio Guzmán Guzmán

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Marco Patricio Guzmán Guzmán, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, sweeping loop followed by several vertical and diagonal strokes.

Ing. Javier Cabrera Mejia. Mgs

DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por haberme guiado en toda mi vida y por brindarme la sabiduría.

Doy las gracias a mis padres Marco Antonio y Blanca Digna por haberme apoyado y guiado para ser una buena persona

Agradezco a mi director de la investigación al ingeniero Javier Cabrera por su colaboración, apoyo, enseñanza y su asesoría brindada en el desarrollo de todo este trabajo de investigación.

A la Universidad Católica de Cuenca por toda la formación profesional.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de Investigación a mi Blanquita por que ella confío en mi en cada momento y en si a toda mi familia.

INDICE

DECLARACIÓN	ii
CERTIFICACIÓN	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
DEDICATORIA	v
ÍNDICE DE CONTENIDOS	vi
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS	ix
LISTA DE ANEXOS	x
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xii
INTRODUCCIÓN	13
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO	14
1.1 Definiciones	14
1.1.1 Unidad de Medición Fasorial (PMU)	14
1.1.2 Elementos de una PMU.....	16
1.1.3 Características del PMU.....	17
1.1.4 Aplicaciones de las PMUs.....	17
1.1.5 Instalación de las PMUs.....	18
1.1.6 Observabilidad	18
1.2 Colocación de los PMU para observabilidad completa.....	22
1.3 Situación actual de los PMU en el Ecuador	23
1.3.1 Arquitectura del Sistema WAMS implementados	23
1.3.2 Características de las PMU instaladas en el S.N.I.....	23
1.3.3 Ubicación de las PMU en el S.N.I.....	24
CAPÍTULO 2. VARIABLES DEL MODELO	27
2.1 Normas de reducción.....	27
2.1.1 Transformadores.....	27
2.1.2 Generadores y Cargas.....	28

2.1.3	Líneas de CC	28
2.1.4	Barras inmedibles.....	29
2.1.5	Derivaciones Switched	30
2.1.6	Condensadores en serie	30
2.1.7	Barra simulada.....	31
2.1.8	Barra falsa	31
2.1.9	Barras aisladas.....	32
2.2	Colocación del algoritmo	32
2.2.1	Algoritmo aleatorio de Greedy.....	32
CAPÍTULO 3 SIMULACION PARA LA UBICACIÓN DE UN PMU		36
3.1	Simulación basada en DIgSILENT	36
3.2	Aplicación del modelo	48
3.2.1	Aplicación del modelo en el sistema IEEE de 14 barras	50
3.2.2	Aplicación del modelo en el sistema IEEE de 57 barras	50
3.3	Comparación gráfica.	51
3.4	Análisis de resultados.....	52
CONCLUSIONES		55
RECOMENDACIONES		56
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		57
Bibliografía		57
ANEXOS		

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Unidad de Medición Fasorial. (PMU)	14
Figura 2. Ejemplo de un Sincrofasor	15
Figura 3. Esquema general de un sistema PMU	15
Figura 4. Función de Concentrador de Datos	17
Figura 5. Primera regla de Observabilidad.....	20
Figura 6. Segunda regla de Observabilidad.....	21
Figura 7. Tercera regla de Observabilidad	22
Figura 8. Ubicación física de los PMU en el SNI ecuatoriano.....	26
Figura 9. Reducción del transformador	28
Figura 10. Reducción Súper Barra - Sub estación	28
Figura 11. Línea CC-Reducción	29
Figura 12. Barra Inmedible-Reducción.....	29
Figura 13. Reducción de una derivación conmutada.....	30
Figura 14. Reducción de Condensadores en serie	31
Figura 15. Reducción Barra Simulada	31
Figura 16. Sistema de potencia de un bus de 5 barras	34
Figura 17. Diagrama del sistema IEEE 14 Barras.....	36
Figura 18. Ventana del DigSILENT Power Factory Case IEEE 14 Barras	37
Figura 19. Ventana de compilación DigSILENT Power Factory Caso IEEE 14 Barras}	38
Figura 20. Flujos de resultados DigSILENT Power Factory Caso IEEE14 Barras	39
Figura 21. Máquina síncrona del generador 1 tipo “SL”slack	40
Figura 22. Máquina síncrona del generador 3 tipo “PV” control.....	41
Figura 23. Ventana DigSILENT línea 1-5 caso IEEE 14 Bus	42
Figura 24. Ventana de Cálculo de valores resultantes entre línea 1-5 para DigSILENT Power Factory Caso IEEE14 Barras	43
Figura 25. Ventana de carga de línea 1-5 de DigSILENT Power Factory Case IEEE14 Bus	43
Figura 26. Ventana Resultados del reporte completo de DigSILENT Power Factory Caso IEEE14 Barras	44
Figura 27. Ventana control de carga shunt DigSILENT Power Factory Case.....	45
Figura 28. Ventana de resultados del modelo programado en MATLAB caso IEEE 14 barras ...	50
Figura 29. Ventana de resultados del modelo programado en MATLAB caso IEEE 57 barras	51
Figura 30. Cuadro comparativo de PMU a utilizarse para ambos sistemas	52

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ubicación de PMU en el SNI Ecuatoriano.....	25
Tabla 2. Observabilidad de un sistema de 5 Barras.....	34
Tabla 3. Tabla de Observabilidad como solución de la colocación de la PMU	34
Tabla 4. Tipos de barras DigSILENT Power Factory.....	39
Tabla 5. Datos de línea Caso IEEE 14 barras	46
Tabla 6. Datos de Barras Caso IEEE 14 barras.....	47
Tabla 7. Tabla de redundancia de soluciones PMU IEEE 14 barras	53
Tabla 8. Tabla de redundancia de soluciones PMU IEEE 57	54

LISTA DE ANEXOS

- ANEXO A.** BASE DE DATOS IEEE 14 BARRAS
- ANEXO B.** PROGRAMA DE REDUCCION IEEE 14 BARRAS
- ANEXO C.** PROGRAMA DE UBICACIÓN PMU CASO IEEE 14 BARRAS
- ANEXO D.** DIAGRAMA UNIFILAR 14 BARRAS
- ANEXO E.** RESULTADOS DE FLUJOS DIgSILENT CASO 14 BARRAS
- ANEXO F.** BASE DE DATOS IEEE 57 BARRAS
- ANEXO G.** PROGRAMA DE REDUCCION IEEE 57 BARRAS
- ANEXO H.** PROGRAMA DE UBICACIÓN PMU IEEE 57 BARRAS

RESUMEN

Los sistemas eléctricos de potencia conocidos por sus siglas SEP al pasar del tiempo se han expuesto en operar en zonas de estrés ya que al incrementar la demanda se han convertido en sistemas muy complejos de poder controlar es así como parte la necesidad de controlar estos sistemas en países potenciales de todo el mundo han experimentado grandes desconexiones de generación y cargas en sus sistemas de barras donde parte la ausencia de herramientas tecnológicas que permitan monitorear sistemas de forma centralizada pudiendo evitar grandes apagones y pérdidas económicas.

Este presente trabajo de investigación se desarrolla mediante un modelo que determina la ubicación de PMU, tomando como referencia principal casos IEEE.

Esta ubicación nos permitirá monitorear a tiempo real el comportamiento de estos sistemas eléctricos de potencia SEP. Para la simulación de los sistemas utiliza el software de DIGSILENT POWER FACTORY, que nos brinda los resultados de los flujos eléctricos de potencia los cuales son los datos principales que serán de ingreso para el cálculo del modelo que fue desarrollado mediante el software Matlab, con una programación entera donde el algoritmo aleatorio de Greddy programado no de resultados con varias opciones de colocación con los casos IEEE de 14 y de 57 barras que se los está utilizando en este trabajo.

PALABRAS CLAVE: SEP, PMU, SINCROFASOR, PDC, OBSERVABILIDAD, ALGORITMO DE GREDDY, REGLAS DE REDUCCIÓN

ABSTRACT

The electric power systems known by their acronym EPS over time have been exposed to operate in stress areas because increasing demand have become very complex systems to be able to control is part of the need to control these systems in Potential countries around the world have experienced large disconnecti ons of generation and loads in their busbar systems, where the absence of technological tools that allow centralized monitoring of systems can prevent large blackouts and economic losses.

This research work is developed through a model that determines the location of PMU, taking IEEE cases as a main reference.

This location will allow us to monitor the behavior of these EPS power systems in real time. For the simulation of the systems, it uses the DlgSILENT POWER FACTORY software, which gives us the results of the electric power flows which are the main data that will be input for the calculation of the model that was developed by the Matlab software, with an entire programming where the Greddy random algorithm programmed not results with several placement options with the IEEE cases of 14 and 57 bars that are being used in this work.

KEY WORDS: EPS, PMU, SINCROFASOR, PDC, OBSERVABILITY, GREDDY ALGORITHM, REDUCTION RULES

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia conocidos por sus siglas SEP al pasar de los años se han expuesto a operar en zonas de estrés ya que la demanda aumenta y con ella también la complejidad de controlar apagones o blackout. Es así que aparecen las PMU por sus siglas que están en inglés que son “Phasor Measurement Units” considerada una herramienta de gran precisión para medir los estados dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia.

Donde una supervisión errónea de un sistema eléctrico de potencia puede afectar la economía y el bienestar para la sociedad. Por esta razón las empresas eléctricas a nivel mundial están en constante desarrollo para observar sus sistemas en todo momento tanto en generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, para reducir los impactos causados en los sistemas de potencia se podría implementar un sistema de medición fasorial sincronizado ya que los beneficios son de gran utilidad para el óptimo funcionamiento del sistema.

Esta investigación explica cómo se puede llegar a obtener la observabilidad completa de un sistema eléctrico.

CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO

1.1 Definiciones

1.1.1 Unidad de Medición Fasorial (PMU)

El PMU (Phasor Measurement Units), en español unidad de medición fasorial es un aparato electrónico que permite un análisis dinámico acerca del estado de un sistema eléctrico de potencia, tanto en transmisión como en distribución. Los progresos en cuanto se refieren a tecnología e investigaciones en este campo, mediante las PMU se obtienen fasores de voltajes y corrientes de forma sincronizada.



*Figura 1. Unidad de Medición Fasorial. (PMU)
Fuente: (Lozano, Castro, & Ramirez, 2012)*

Entonces podemos definir que los PMU son unidades electrónicas aptas para calcular la representación fasorial de la componente fundamental de una onda de tensión y de corriente, midiendo valores respecto al tiempo. Este dispositivo maneja un fasor de referencia compuesto por una onda sinusoidal a frecuencia nominal y se sincroniza de tal manera que el inicio de cada segundo coincida con uno de sus máximos (Vega López, 2009).

La PMU reciben los datos de los bobinados secundarios tanto de los transformadores de potencial como los de corriente, los procesa y obtiene los fasores de tensión y corriente respectivamente. Luego, estos fasores son enviados al concentrador de datos. Las PMU miden las tres fases de voltaje y corriente (todas las armónicas) relativas a la señal en tiempo de un pulso por minuto, sincronizadas a un microsegundo Tiempo Universal Coordinado (UTC) en cualquier parte del sistema, se compone de un método de adquisición de datos, un módulo conversor análogo-digital, un microprocesador para los cálculos de los fasores y un receptor de GPS (Sistema de Pociónamiento Global), el cual le proporciona una señal de un pulso por segundo y la etiqueta de tiempo. (Lozano, Castro, & Ramirez, 2012).

Se puede decir que con este equipo se consigue estimar los sincronfasores, es decir primero toma datos tanto de voltaje como corriente y calcula los fasores de estos (tensión y corriente), cada valor medido se relaciona de manera temporal con el GPS (Sistema de Posicionamiento Global), y así le convierte en un sincrofaseor. (Vega López, 2009).

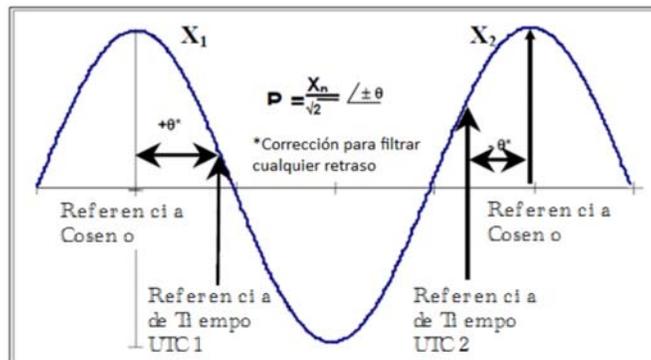


Figura 2. Ejemplo de un Sincrofaseor
Fuente: (Adamiak & Premerlani , 2006)

Con los datos conseguidos se calculan voltajes y corrientes solamente de secuencia positiva y se marcan en el tiempo, por medio un GPS, estableciendo el microsegundo exacto en el que se ha realizado la medición de fasores.

El dispositivo ordena un mensaje con la marca de tiempo y datos del fasor en un formato que esta determinado por la norma (Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems) IEEE 1344, de modo que puede transmitirse a un lugar distante, a través de cualquier enlace de comunicación que se encuentre disponible. Los datos de secuencia positiva de los fasores de todas las subestaciones provistas de dichos dispositivos se centralizan en un lugar apropiado utilizando un concentrador de datos o se intercambian entre unidades locales para realizar las aplicaciones de protección y/o control. (Villa Moya, 2015)

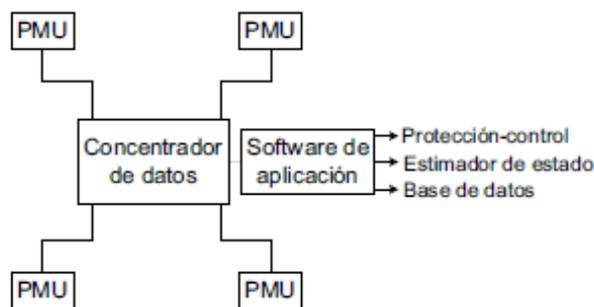


Figura 3. Esquema general de un sistema PMU
Fuente: (Lozano, Castro, & Ramirez, 2012)

1.1.2 Elementos de una PMU

Una PMU consta de un receptor GPS (Sistema de Posicionamiento Global) que no es más que un sistema de radio navegación que permite saber la localización, velocidad y altura mediante satélites, el cual le proporciona una señal de un pulso por segundo y la etiqueta, un filtro antialiasing (es un filtro pasa bajo), un conversor analógico – digital, un microcontrolador 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 (Sistema de Posicionamiento Global), proporciona el pulso para la sincronización y además etiqueta los fasores obtenidos con el tiempo en el que se hizo la adquisición del primer dato en la ventana de tiempo (Lozano, Castro, & Ramirez, 2012).

El llamado filtro antialiasing (filtro pasa bajo) es el encargado de filtrar las frecuencias superiores a la frecuencia de muestreo, con la finalidad de evitar que las mismas sean digitalizadas (Lozano, Castro, & Ramirez, 2012).

El sistema de posicionamiento global 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 (Bucle de Fase Bloqueado) el cual realiza un muestreo de las señales analógicas de voltaje y corriente que llegan de los TC's (transformador de corriente) y TP's (transformador de potencial). Después de la etapa analógica/digital, el microprocesador calcula los fasores de frecuencia fundamental de cada una de las fases tanto en voltaje y corriente con el proceso matemático de la transformada discreta de Fourier (DFT). Los valores obtenidos por 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. Para que exista el intercambio de datos es necesario que los canales de comunicación permitan la comunicación entre la OMU (Unidad de Medición "Unidad de Modulación de Salida") y el concentrador de datos, de forma ágil y eficiente, así como la comunicación entre distintos PDC (Concentradores de Datos de Fasores). (Adamiak & Premerlani, 2006)

El concentrador de datos es el elemento encargado de recibir y concentrar los datos de fasores que emiten las PMU, para que puedan ser analizados en tiempo real o ser almacenados para el uso en muchas aplicaciones. Estos PDC Concentradores de Datos de Fasores están colocados en un área de control determinada, haciendo que pueda comunicarse con otros PDC ubicados en otras áreas.

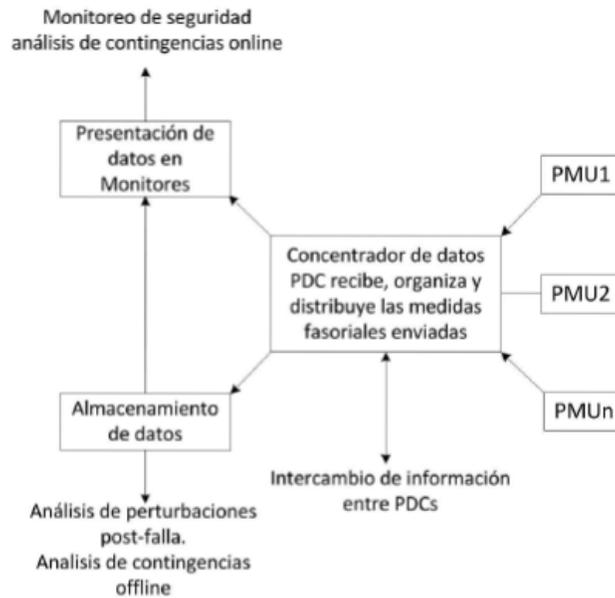


Figura 4. Función de Concentrador de Datos
Fuente: (Jimenez Analuiza, 2015)

1.1.3 Características del PMU

Entre las principales características de un PMU tenemos (Villa Moya, 2015):

- a) Medir los fasores de corriente y voltaje, permitiendo monitorear la estabilidad angular y dinámica de los sistemas de potencia y analizar el sistema eléctrico de potencia con una precisión de $\pm 1\mu\text{S}$.
- b) La PMU permite tomar muestras cada ciclo o dos, es decir hasta 60 muestras en un segundo.
- c) La medición de los sincrofasores se realiza con la referencia de tiempo UTC (unidad de tiempo coordinado), con la cual la PMU genera una onda cosenoidal perfecta a frecuencia y amplitud nominal, que es la señal de referencia con la que se comparan las señales de entrada.

1.1.4 Aplicaciones de las PMUs

Las PMU son un instrumento bastante utilizado y confiable para un sistema dinámico de monitoreo, análisis y control, para advertir sucesos de magnitud considerable de los sistemas eléctricos de potencia, logrando obtener medidas sincronizadas de fasores de voltajes y corrientes. (Jimenez Analuiza, 2015)

A continuación se describen las principales aplicaciones (Villa Moya, 2015):

1. Las aplicaciones de las PMUs se pueden contener en el concepto de WAMPAC”que significa WAMPAC”, que es un sistema de monitoreo protección y control de un área extendida que abarca los sistemas:

- Sistema de monitoreo de área amplia (WAM).
- Sistema de protección área amplia (WAP).
- Sistema de operación y control de área amplia (WAC).

2. Estimador de Estado: El estimador de estado es un algoritmo que procesa datos que se toman de un conjunto de medidas que redundan para obtener un valor estimado de las variables de estado dentro de un sistema.

Su objetivo es mostrar los fasores de voltaje de los nodos más importantes de la red y la energía que fluye entre ellas con la mayor precisión posible. Por lo tanto, la topología de la red como el estado de los disyuntores y seccionadores, las potencias reales y reactiva en los alimentadores y las tensiones en las barras son monitoreados y medidos.

1.1.5 Instalación de las PMUs

Las PMUs son instaladas en lugares donde se necesite monitoreo, tienen un tiempo de sincronización característico del GPS (Sistema de Posicionamiento Global), basado en éste, los fasores de tensión y corriente son medidas donde se ubican las PMUs, los datos medidos se transfieren a través de enlaces de comunicación de banda ancha hacia el centro de monitoreo, aquí los datos son recogidos, ordenados en el tiempo, guardados y puestos a disposición de las aplicaciones de sistemas SCADA. (Villa Moya, 2015)

En el PMU las señales que ingresan se toman de los componentes primarios de medición (transformadores de corriente y transformadores de voltaje). (Villa Moya, 2015)

1.1.6 Observabilidad

Un SEP puede tener un análisis de observabilidad cuando las medidas de las cuales se disponen, permiten hallar un único estado para el sistema (Gomez Valencia, 2015). “*La observación de un sistema de potencia describe la razón de que los datos medidos y su distribución son aptos para satisfacer el estado actual de los sistemas de energía*” (Villa Moya, 2015).

Características a tomar en cuenta para la observabilidad en un sistema eléctrico de potencia: (Villa Moya, 2015)

Para que una barra sea observable directamente, la PMU y la magnitud de la tensión y ángulo tienen que poder medirse.

Una barra calculada no tiene una propia PMU, pero si lo pueden observar otros PMUs.

En una barra basta que un parámetro sea desconocido (inyección, corrientes de línea o fasores de tensión), esta deja de ser una barra observable.

Para la inyección de las PMU se considera a las variables de generación o carga que cambian el ángulo de fase de la barra a la que estan conectadas.

En un sistema cuando las barras están observadas o calculadas directamente se puede hablar de observabilidad completa.

Así mismo basta que no se observe una barra en el sistema es una observabilidad incompleta.

Para estimar el estado en un SEP analizando la observabilidad de estos podemos revisar dos métodos de análisis, numéricos y topológicos. El análisis topológico se fundamenta en la teoría de grafos, determinando así la observabilidad de la red apoyados en el tipo y en la ubicación de las mediciones mientras que el análisis numérico se basa en la factorización de la matriz de medida del sistema y la matriz de ganancia asociada (Gomez Valencia, 2015).

Hay tres reglas de Observabilidad: (Jimenez Analuiza, 2015).

1.1.6.1 Primera regla de observabilidad

Al tener la medida de tensión y ángulo en una barra y los demás parámetros conocidos, se puede calcular los fasores voltaje y sus ángulos de las barras conectadas a esta, ver figura 5, con las ecuaciones descritas a continuación (los datos conocidos son los que estan en rojo).

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

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

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

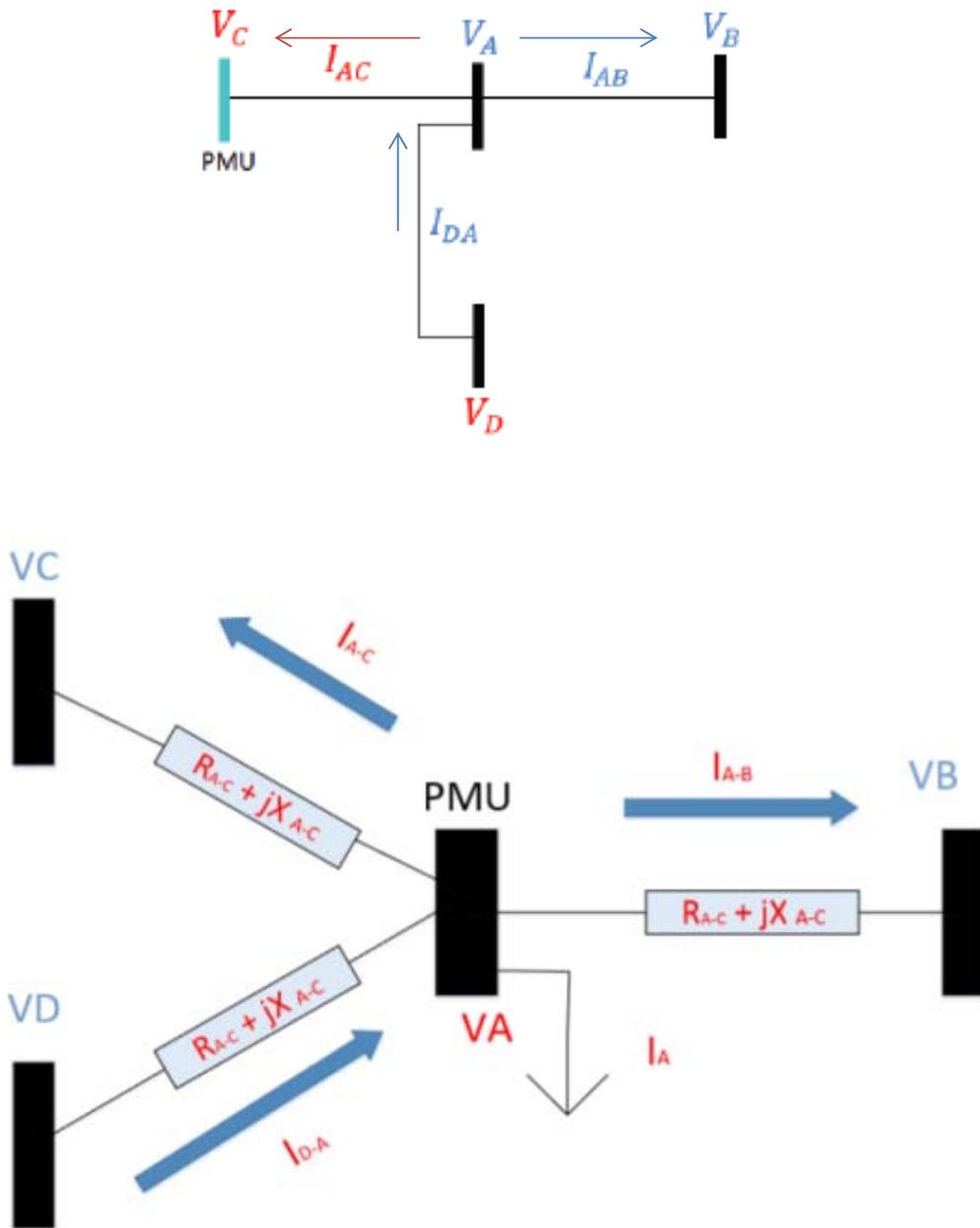


Figura 5. Primera regla de Observabilidad
Fuente: (Jimenez Analuiza, 2015)

Con esto se reduce el número de PMU 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 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 desarrollo del algoritmo en los siguientes capítulos.

1.1.6.2 Segunda regla de observabilidad.

Al conocer los fasores de tensión y corriente en un extremo de la línea sin inyección, la medida de tensión al extremo opuesto de la línea podemos calcular con las siguientes ecuaciones ver figura 6, (los datos conocidos son los que están en rojo):

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

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

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

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

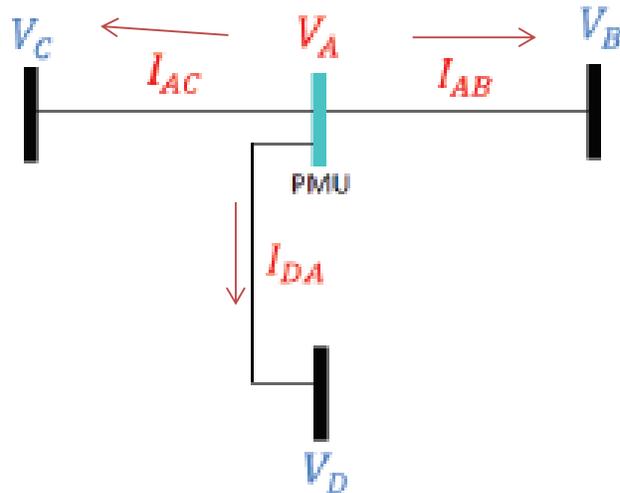


Figura 6. Segunda regla de Observabilidad
Fuente: (Jimenez Analuiza, 2015)

1.1.6.3 Tercera regla de observabilidad

Si los fasores de tensión en los extremos de la línea se conocen, las medidas de corriente en esta línea se calculan con las siguientes ecuaciones ver figura 7, (los datos conocidos son los que están en rojo):

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

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

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

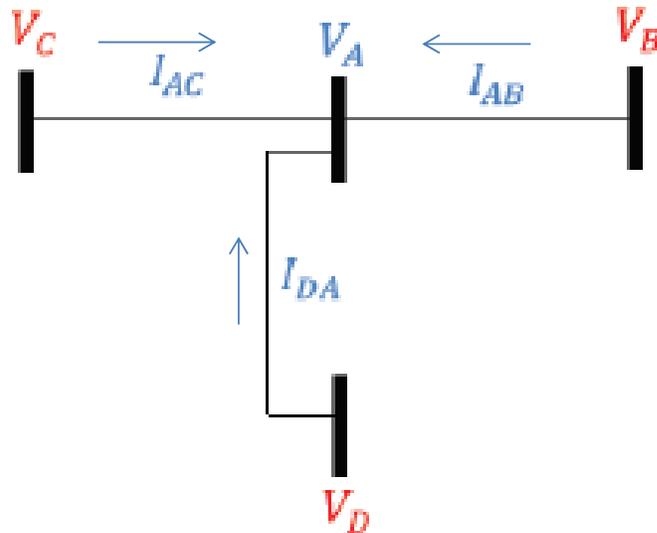


Figura 7. Tercera regla de Observabilidad
Fuente: (Jimenez Analuiza, 2015)

De todo esto podemos deducir que cuando una barra tiene un PMU las barras adyacentes son observables por dicha barra y cuando hay barras adyacentes que son observables también es observable la barra sin inyección.

1.2 Colocación de los PMU para observabilidad completa

Dependiendo de la aplicación, la persona que planifica sólo puede querer sincronizar mediciones fasoriales para fines locales limitados, en lugar de medidas integrales de un área amplia. Las aplicaciones que no dependen de la plena observabilidad o requieren una flota extensa de PMU, puede incluir la gestión de la congestión, el modelado, la separación del sistema, y la restauración del sistema. Más bien un lugar esporádico de las PMU para una aplicación individual,

el propietario todavía debe considerar la planificación para la observabilidad completa del sistema, incluso si no es actualmente posible. Los expertos del sector prevén un futuro en el que se sincronizan todos los sistemas de medición. Los planificadores de PMU podrían obtener una ventaja y ahorrar dinero pero inicialmente pasando por una estrategia similar a esta tesis es decir encontrar un conjunto mínimo de colocación para la plena observabilidad completa (Villa Moya, 2015).

1.3 Situación actual de los PMU en el Ecuador

1.3.1 Arquitectura del Sistema WAMS implementados

Actualmente existen dos arquitecturas que se utilizan para sincrofases: concentración central y concentración local. En la arquitectura de concentración central, cada una de las PMU en la subestación envía datos de un fasor al centro de control, donde los datos son concentrados. En la infraestructura local, los PDCs concentran los datos de las PMU en la subestación y luego envían una sola salida desde el PDC hasta el centro de control (Villa Moya, 2015).

La Infraestructura del sistema WAMS del S.N.I. (Sistema Nacional Interconectado) es de concentración central, pero de acuerdo a la expansión del sistema, Sin embargo con las experiencias que se encuentren en la operación del mismo, además de las necesidades y conveniencias que establezca el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), esta infraestructura puede ser modificada, por ejemplo con la instalación de PDCs locales o regionales, Se puede utilizar otra aplicación WAMS o la integración de información de un sistema central WAMS (Villa Moya, 2015).

1.3.2 Características de las PMU instaladas en el S.N.I.

Las PMUs instaladas en el S.N.I. corresponde a la marca Arbiter modelo 1133A. 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.

Las principales características de este equipo son (Villa Moya, 2015):

- Sincronización vía GPS incorporado.
- Precisión para Medición de Ingreso de 0.025%

- Calidad de la energía: Armónicas, Flickers, Interrupción.
- Medición de sincrofasores con referencia absoluta UTC (Tiempo Universal Coordinado) para estabilidad y análisis de flujo.
- Desviación de Sistemas de tiempo y frecuencia.
- Recolección de datos interna/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, Modem V.34 bis Ethernet.

1.3.3 Ubicación de las PMU en el S.N.I

En la actualidad se encuentran 22 PMU instaladas en el sistema nacional interconectado (SNI), como lo indica la tabla 1, pero se pretende la instalación de 8 PMU adicionales en las principales centrales de generación del Ecuador, con el objetivo de realizar análisis en el SNI (Sistema Nacional Interconectado), además ampliar la observabilidad de las oscilaciones de baja frecuencia presente en el sistema.

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	TRAF0 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	TRAF0 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. Ubicación de PMU en el SNI Ecuatoriano
Fuente: (Jimenez Analuiza, 2015)

En total hay 22 PMU ubicados en el SNI.

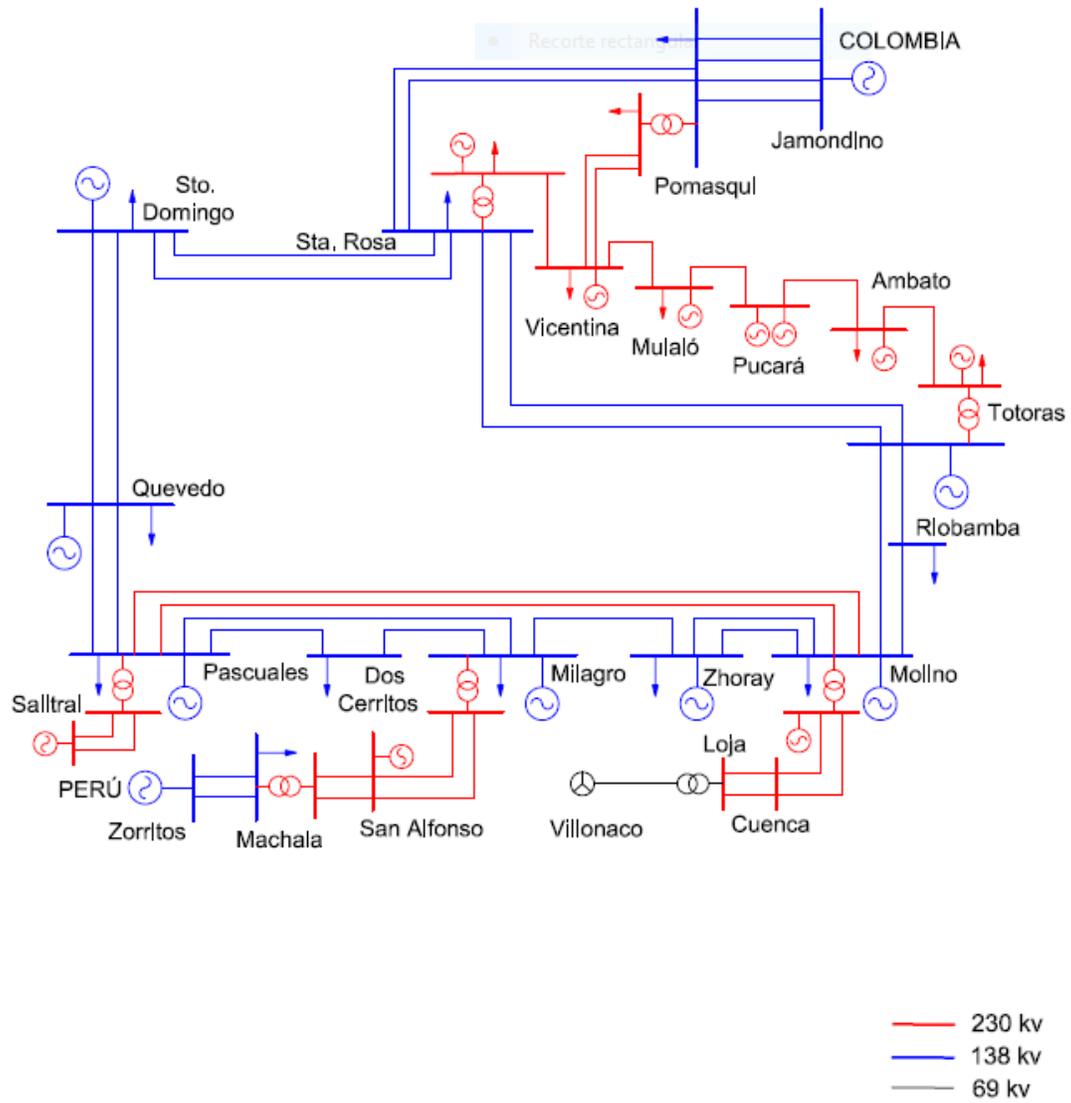


Figura 8. Ubicación física de los PMU en el SNI ecuatoriano
Fuente: (Arguello, 2014)

CAPÍTULO 2. VARIABLES DEL MODELO

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) por su diversidad de elementos se necesita una modelación de cada uno, hay que tener presente la forma matemática de cada uno de ellos, para realizar una simulación del comportamiento lo más real posible utilizamos diferentes softwares como el DIgSILENT Power Factory, PSS/E.

2.1 Normas de reducción

Para que un modelo se pueda simular de la mejor manera tiene que este ser lo más simplificado posible, para eso se presentan normas, en las cuales pueden traducir el modelo de un sistema en un modelo de colocación, al eliminar barras cuando se ejecuta un algoritmo el modelo de colocación se reduce, es decir que al eliminar estas no afecta la observabilidad del sistema (Nuñez López, 2015).

2.1.1 Transformadores

En el modelo de un sistema se puede asumir a cada lado de un transformador como una barra por separada, pero para monitorear amplias áreas esto no se considera porque al tener dos bobinados, uno primario y otro secundario la distancia entre ellos es mínima, pudiendo en sí desprejarse ese valor. De esta manera el lado de alta tensión es el que se va a considerar como única barra, por que los sistemas de alta tensión son los que más se toman en cuenta, de esta manera se va a eliminar la barra de baja tensión de la lista de barras y así la s líneas de la barra que se eliminó se conectan a la barra de alta. Se puede decir que este modelo para esta investigación no se lo toma en cuenta debido a la distancia de áreas que se pueden tener.

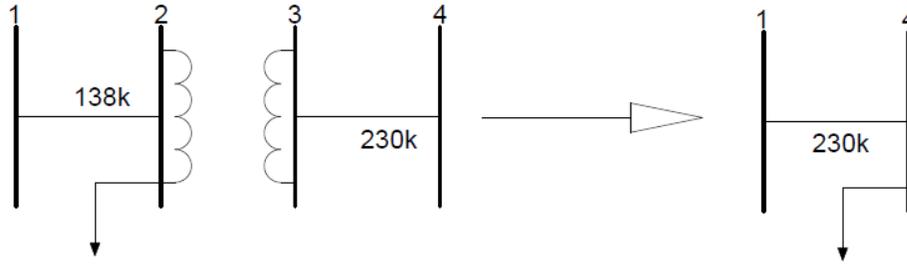


Figura 9. Reducción del transformador
Fuente: Autor

2.1.2 Generadores y Cargas

Para indicar la colocación de la barra al momento de inyección de la PMU, se toma en cuenta la variable que se genera y se carga en una barra. Además, se puede decir que varios generadores y cargas que se conectan a una barra se representan en el sistema como una sola inyección en la PMU. Inclusive si hay diferentes generadores en un solo lugar (cada uno con su barra interna y propia GTU, Smart Grid Eléctrico), la colocación se debe considerar a una sola barra con una inyección. Se considerará a cada subestación como el efecto de "súper barra". (Villa Moya, 2015)

Como se revisó en la sección anterior la observabilidad del sistema en la transmisión pretende solo una intensidad de corriente para cada línea que está conectada. En teoría se sabe que, por la ley de Kirchhoff, al conocer las corrientes en las líneas de entrada, así se conocerá la corriente de inyección sumada.

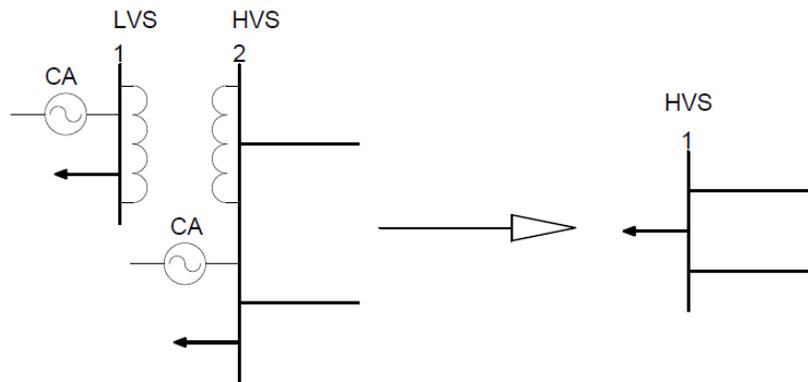


Figura 10. Reducción Súper Barra - Sub estación
Fuente: Autor

2.1.3 Líneas de CC

La transición de alto voltaje en corriente continua CC, requiere de algunos elementos como el de rectificación, el de inversión mismo y además la conexión de sistemas de aire acondicionado de distintas frecuencias, y en esta sección del sistema de aire acondicionado las barras funcionan

como interfaz de los terminales de CC, y estas son importantes tanto como otra barra de CA en la observabilidad del sistema, Se puede decir que el terminal AC en cada extremo de la línea CC se incluye en la lista de las barras. Pero no se debe considerar como una línea en el modelo de colocación. Y así se considera como una inyección en ambas barras a la energía que recorre en la línea. (Villa Moya, 2015)

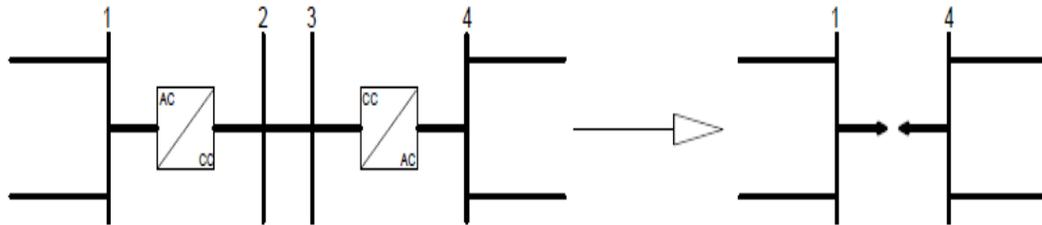


Figura 11. Línea CC-Reducción
Fuente. Autor

2.1.4 Barras inmedibles

Una barra se puede decir que es inmedible por distintas condiciones físicas y por el entorno ambiental donde ésta tiene un impacto potencial en las áreas de monitoreo de gran capacidad y no se puede colocar en cualquiera de esos puntos. Como ejemplo, puede haber una línea de transmisión que se toca sin una subestación. Si este es el caso, se retira la línea de transmisión de la lista y se agrega la inyección, para cada barra en los extremos de la línea. (Villa Moya, 2015), en la figura 12 se puede ver que se retiró la barra 2 de la línea de transmisión y la inyección llega de las barras 1, 3 y 4.

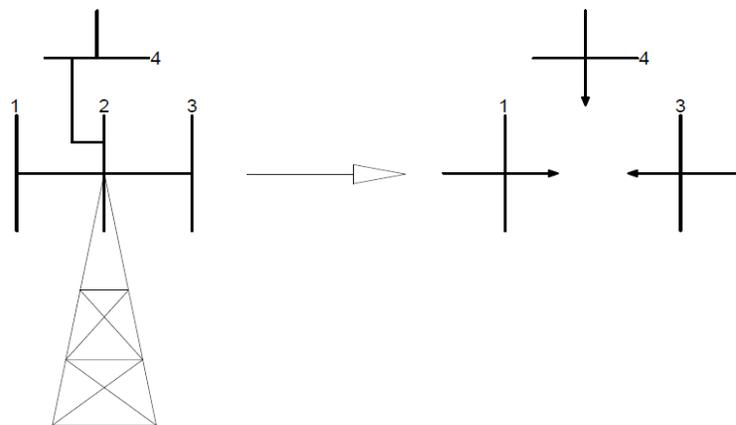


Figura 12. Barra Inmedible-Reducción
Fuente: Autor

2.1.5 Derivaciones Switched

Las Derivaciones Switched puede ser una barra con la inyección si se maneja con fines de control, pero es posible que no posea los transformadores de medida que se necesitan, si esta no se encuentra en una subestación. No obstante, la inyección de estas barras se puede calcular de forma que si el PMU no se coloca en las barras no causará ningún efecto en la capacidad de observabilidad del sistema. De esta manera, la derivación de conmutación no se considerará como una inyección. (Villa Moya, 2015) Como se muestra en la Figura, si la barra 1 y la Barra 3 son observables, entonces también lo es la barra 2, se puede decir que X_2 es una impedancia que se conoce.

Si la barra con una derivación de conmutación está conectada sólo a otras dos barras, a continuación, la barra debe suprimirse de la lista de barras y una sola línea debe ser conectada a las barras vecinas de la derivación conmutada, en este caso se va la barra 2.

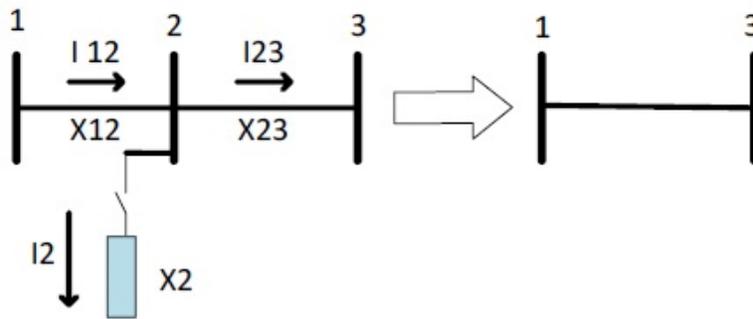


Figura 13. Reducción de una derivación conmutada
Fuente: Autor

2.1.6 Condensadores en serie

Como se revisó anteriormente las barras no medibles tienen un efecto despreciable sobre observabilidad del sistema y un condensador en serie es ejemplo de ello. Una sola línea corresponde a la impedancia combinada entre los dos, el condensador en serie y la línea de transmisión conectada; se incluye en la lista barras, sólo las barras del terminal de la línea nueva; y se eliminan las barras intermedias que representan el condensador. (Villa Moya, 2015)

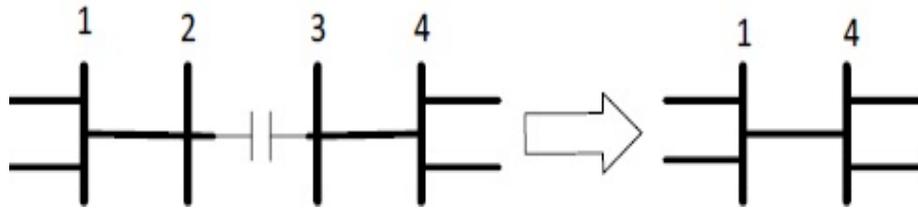


Figura 14. Reducción de Condensadores en serie
Fuente: Autor

2.1.7 Barra simulada

Esta barra no existe físicamente en el sistema, pero en el algoritmo de colocación se considera una barra sin inyección, ósea que al sistema se va a añadir una barra y una línea, y según esto es posible que con el algoritmo de colocación aumente el número total de PMU. Al no haber la barra simulada no tendrá ningún impacto sobre la capacidad de monitoreo de un conjunto de PMU por lo que no debe constar en la lista de barras, de esta manera las líneas que se conectan a la barra simulada se conectan a las barras reales. (Villa Moya, 2015).

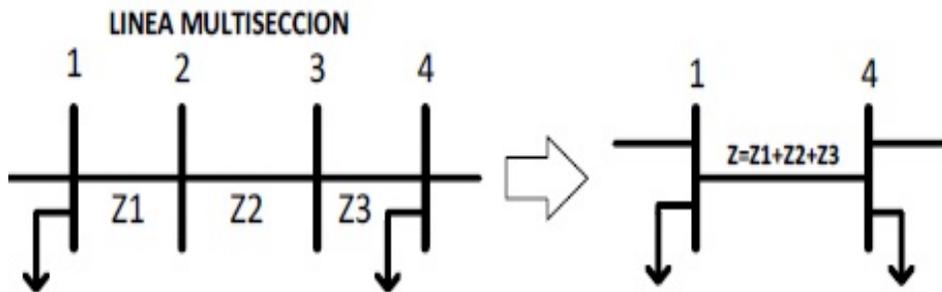


Figura 15. Reducción Barra Simulada
Fuente: Autor

2.1.8 Barra falsa

Como se revisó, una barra simulada es donde hay una barra sin inyección que se conecta con sólo dos líneas. La diferencia con la barra falsa es que estas barras constan realmente en el sistema. Como en la barra simulada estas no tienen ningún resultado, en el monitoreo en un conjunto de PMU, se retira estas barras de la lista, y seguidamente se combinan las líneas de conexión. (Villa Moya, 2015)

2.1.9 Barras aisladas

Estas barras se llaman así, cuando en el programa de simulación no están conectadas al sistema, esto se pudiera dar por el "estado de apagado" de los elementos del sistema, las cargas futuras aún no se encuentran conectadas, o estas barras pueden ser de estructuras antiguas del sistema. Esto se realiza con gran parte de los casos, salvo que el operario explique lo contrario, estas barras se tienen que eliminar de la lista, no obstante, se debe buscar una línea apagada en el software. Para entender el porque se tiene que aislar una barra siempre se requerirá conocer el funcionamiento del sistema.

En el caso de que una barra aislada tenga la inyección y se encuentre conectada al sistema mediante una línea conmutada 'on/'off', solo ahí la barra aislada y la línea conmutada se incluirán en el modelo de colocación. Solo el operario puede establecer si la barra se debe incluir o no en el modelo de colocación. (Villa Moya, 2015).

2.2 Colocación del algoritmo

Se debe tener presente que en los algoritmos de estimación suponemos que los parámetros de los componentes no tienen errores, de esta manera es cuando estos ya están desarrollados y listos para colocar los PMU en el sistema para su observabilidad. (Farinango, Grijalva, & Játiva, 2017). Mediante la herramienta Matlab se va a desarrollar y ejecutar el algoritmo de colocación en el capítulo siguiente.

2.2.1 Algoritmo aleatorio de Greedy

Este modelo de algoritmo se basa en el cálculo con métodos iterativos, este cálculo es aleatorio obteniendo así un conjunto de soluciones, las cuales las analiza y minimiza a la mejor solución de colocación, este algoritmo es sencillo de implementar porque su estructura no es tan sofisticada como otros algoritmos (Pelaez Mejia & Toapanta Narvaez, 2015).

Para agregar una única PMU al sistema, lo que va a hacer el algoritmo es escoger un elemento de cada etapa a la vez, le proporciona un valor para la propiedad de elección, actualiza la lista del conjunto y lo retira de este, de esta manera lo hará iterativamente para completar la lista, hasta cumplir el criterio de fin, que no es más que agregar una PMU al SEP para conseguir la observabilidad completa del conjunto (Pelaez Mejia & Toapanta Narvaez, 2015).

Cada barra electa cambia al conjunto de candidatos del número de barras no observadas, estas se conectan y se incluyen así mismo. Para verificar la observabilidad, las PMU se agrega a una barra aleatoria y cada barra se tiene que recalcular.

Por la estructura de los sistemas de transmisión eléctrica que no son uniformes, la gran parte de los algoritmos de colocación planteados, se apoyan en el aumento de forma incremental para un conjunto de colocación, en vez de realizar un reconocimiento de patrones. Este es el motivo más importante del por que el método de Greedy es muy aplicable para el problema de la colocación de las PMU, y es en el que mediante el software de Matlab se va aplicar a este tema de investigación

A continuación, se presenta los pasos a seguir del algoritmo: (Pelaez Mejia & Toapanta Narvaez, 2015).

- I. Se crea una matriz de incidencia $A_{n \times n}$, siendo las matrices de barras, líneas y barras con inyección.
- II. La matriz de condiciones:

$$A_{k*m} = \begin{cases} 1 & \text{Si } k = m \text{ conectadas} \\ 1 & \text{Si } k \text{ y } m \text{ conectadas} \\ 0 & \text{Si caso contrario} \end{cases} \quad (11)$$

- III. Se localiza la barra aleatoria no observada con inyección.
- IV. Se actualiza el conjunto del PMU y barras observables a través de (11):

$$A = F_i * x_i \quad (12)$$

Donde:

$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{Si el PMU esta instalado en la barra} \\ 0 & \text{Si no es necesario} \end{cases} \quad (13)$$

Y

$$F_i = \begin{cases} 1 & \text{Si el PMU esta instalado en la barra} \\ 0 & \text{Si no es necesario} \end{cases} \quad (14)$$

- V. Actualizar F_i con las reglas de observabilidad y las leyes de Kirchhoff.
- VI. Se sigue con todos los pasos hasta la observabilidad completa F_i para todas las barras i hasta completar todas las iteraciones.

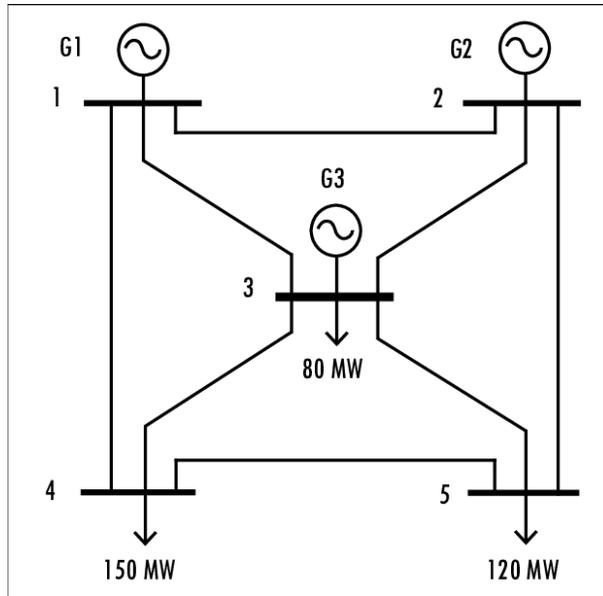


Figura 16. Sistema de potencia de un bus de 5 barras
Fuente: Autor

En el programa se crea la matriz mediante los datos ingresados, además de la matriz de condiciones, se manda a localizar aleatoriamente la barra no observada. El resultado lo tenemos en la siguiente tabla:

Barras	Barra Observada
1	4-1-3-2
2	1-2-3-5
3	1-2-3-4-5
4	1-4-3-5
5	2-3-5-4

Tabla 2. Observabilidad de un sistema de 5 Barras
Fuente: Autor

Se verifica la ubicación de la PMU y la barra observable, y finalmente se completan los pasos de la observabilidad para todas las barras, a continuación se presenta la tabla donde se ubicaría la PMU en el sistema.

Barras	Barra Observada
3	1-2-3-4-5

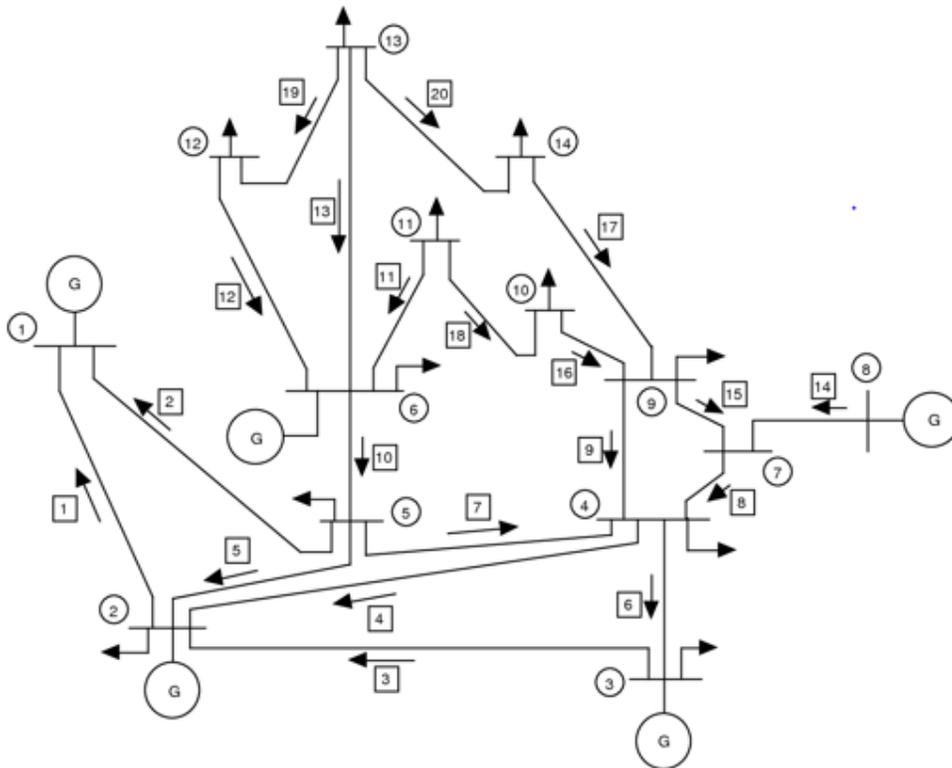
Tabla 3. Tabla de Observabilidad como solución de la colocación de la PMU
Fuente: Autor

En el capítulo siguiente se va a explicar el modelo de colocación con el algoritmo de Greedy para con los sistemas de barras propuestos en este trabajo de investigación.

CAPÍTULO 3 SIMULACION PARA LA UBICACIÓN DE UN PMU

3.1 Simulación basada en DIgSILENT

Este capítulo se considera a los sistemas de 14 y 57 barras de la IEEE, como ejemplo para las explicaciones pertinentes de la ubicación óptima de PMUs. Primero se comienza modelando en el software DigSilent, luego de realizar los flujos de potencia, se procede a ingresar las tablas de barras y líneas en Matlab, con la finalidad de encontrar la ubicación óptima. El sistema de IEEE 14 barras se puede observar de mejor manera en (Anexo A) y el sistema IEEE 57 en el (Anexo F).



*Figura 17. Diagrama del sistema IEEE 14 Barras
Fuente: Autor*

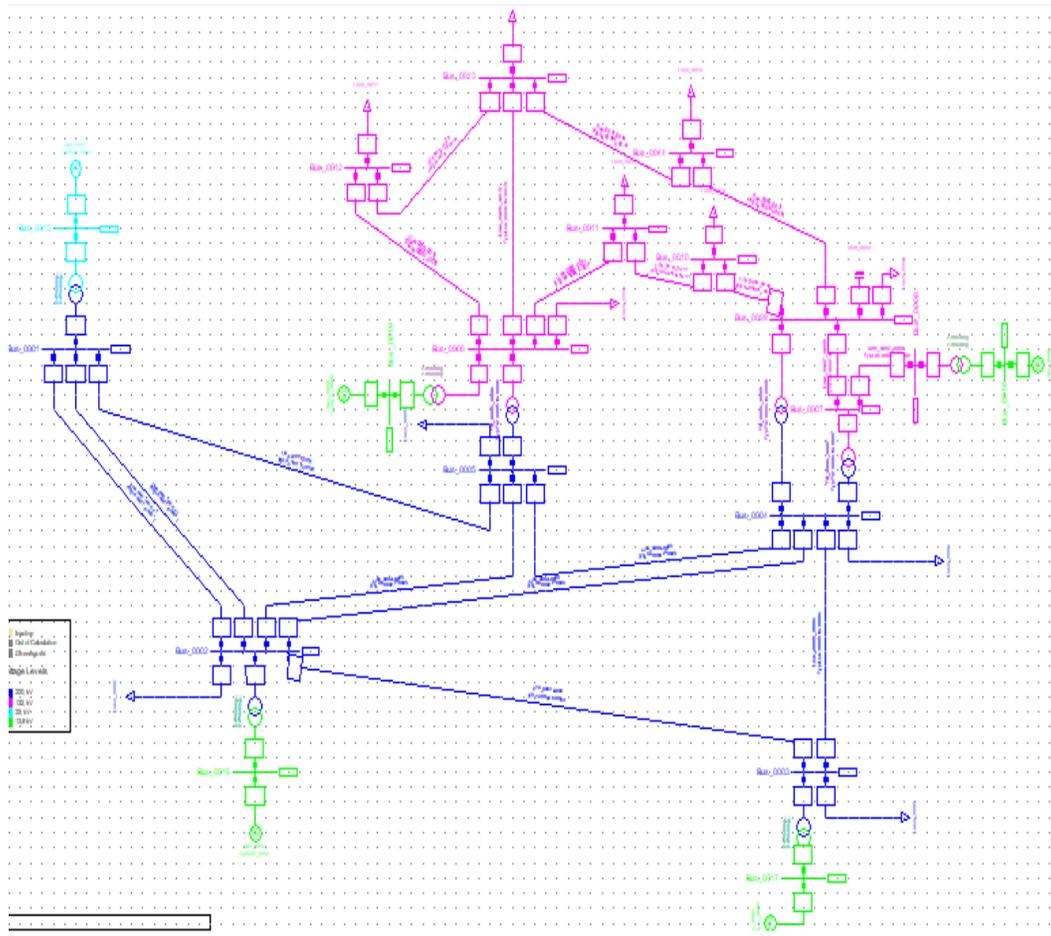


Figura 18. Ventana del DigSILENT Power Factory Case IEEE 14 Barras
Fuente: Autor

Donde nos describe el modelo IEEE de 14 barras en DigSilent; mismo que para poder resolver, se necesita realizar unas configuraciones básicas del software. En la barra de herramientas, para el análisis de este caso partimos de los datos del caso descritos en el ANEXO A que se encuentra toda la información del sistema eléctrico de potencia obtenidos por la universidad de Washington el cual consta de 5 máquinas síncronas 19 barras y 17 líneas de transmisión con 8 transformadores y 11 cargas de impedancia constante, todo este sistema eléctrico de potencia su demanda total es de 259 MW y 73 MVar.

En DigSILENT, se procede a ejecutar, para poder observar el cálculo del software, daremos clic en el icono de la barra de herramientas *maximice Output Windows* para que se expanda la ventana de resultados, nos indica en las primeras líneas que el elemento del generador 1 es la referencia para toda el área del sistema IEEE ubicada en la barra 15 ya que ésta barra es una barra simulada entonces nos indican que es una sola área para este sistema eléctrico de potencia (Gonzalez-Longatt, Francisco M, Ing MSc, 2004).

Este sistema ha sido iniciado y calculado con el algoritmo Newton – Raphson, al ejecutar el comando nos muestra el reporte completo del caso se marcará con recuadro azul en la figura 19

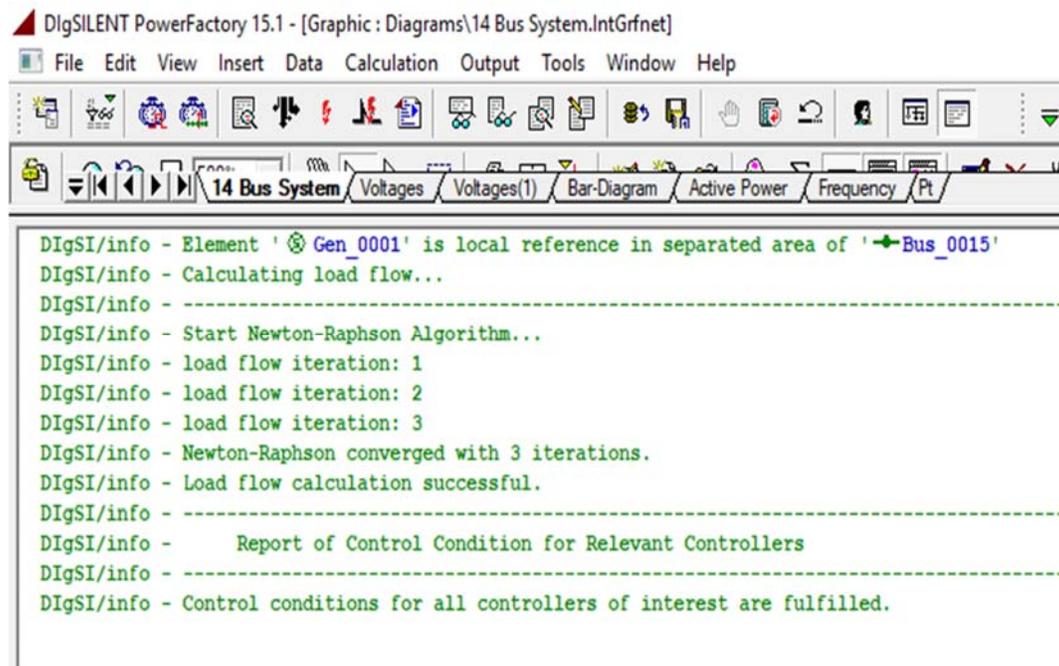


Figura 19. Ventana de compilación DigSILENT Power Factory Caso IEEE 14 Barras}

Fuente: Autor

En esta figura 20 se explica que significa cada valor de los resultados necesarios para generar la tabla 5 como también la Tabla 5.1,

Entonces tendremos la información principal para el cálculo del algoritmo para definir la ubicación óptima.

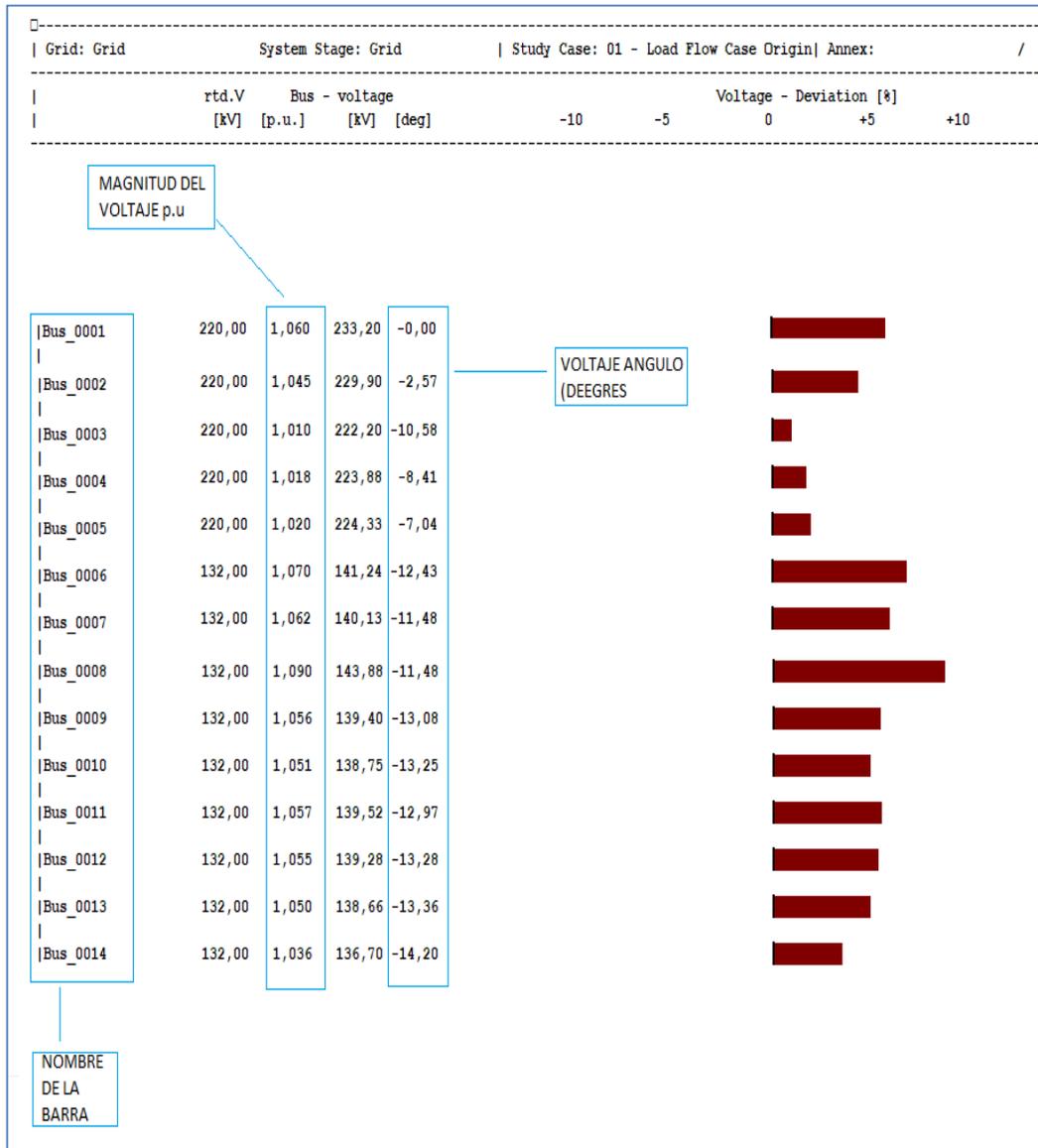


Figura 20. Flujos de resultados DigSILENT Power Factory Caso IEEE14 Barras

Fuente: Autor

En cuanto el tipo de barras DigSILENT Power Factory considera según la tabla 4.

TIPO DE BARRA DigSILENT PF	
1	SL REFERENCIA
2	PQ "CARGA"
3	PV "CONTROL DE VOLTAJE"

Tabla 4. Tipos de barras DigSILENT Power Factory

Fuente: Autor

En el software DIgSILENT Power Factory se analiza el diagrama que esta conectado su generador numero 1 con su respectiva barra de conexión se le considera para todo el sistema a este generador como la máquina de referencia correspondiente a la barra tipo “SL”, sin embargo al analizar el resto de barras del sistema como es de dirente tipo según la configuración que se le de al sistema eléctrico de potencia en el caso la barra 3 es una barra de control de voltaje “PV”. En la figura 21 se muestra como la barra del generador uno se le considera como tipo “SL”, y en la barra número tres es una máquina síncrona que corresponde al tipo “PV” de control de voltaje como se puede ver en la figura 22

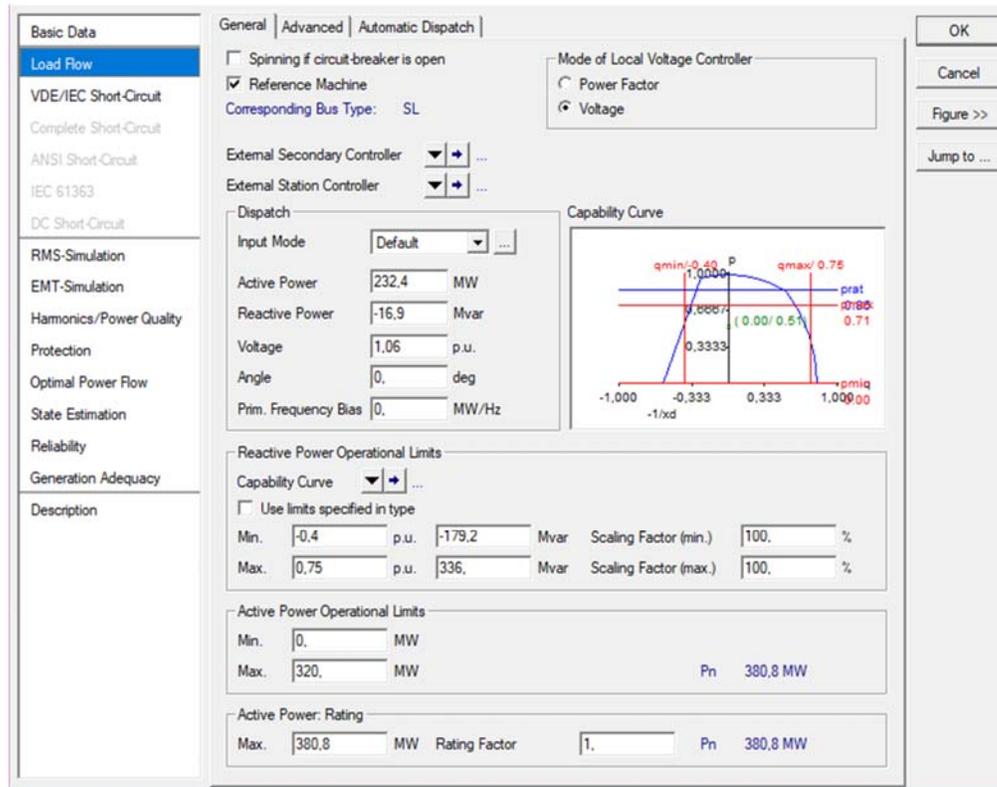


Figura 21. Máquina síncrona del generador 1 tipo “SL”slack
Fuente: Autor

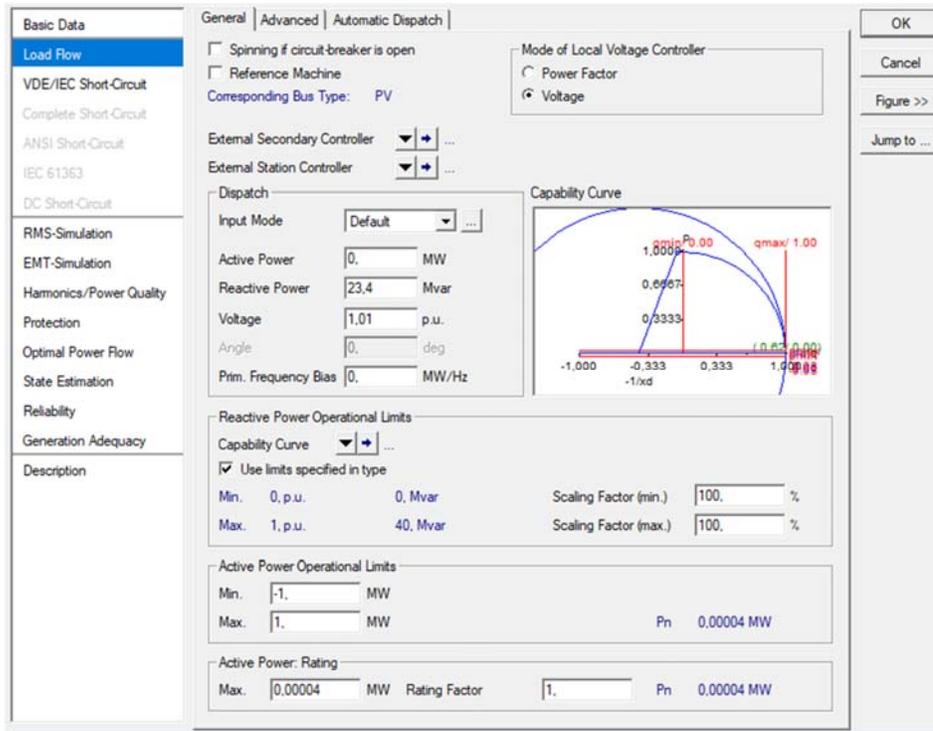


Figura 22. Máquina síncrona del generador 3 tipo "PV" control
Fuente: Autor

Para poder demostrar los valores que calcula DIGSILENT Power Factory, partimos de la ecuación de la impedancia base de la ecuación (15), para el ingreso de las variables de las líneas utilizando las ecuaciones (17), (18) de la Impedancia de línea y Suceptancia para encontrar el resultado de R,X,B como se demuestra con datos base al que está compuesto este sistema IEEE de 14 barras. Ver figura 21

$$Z_b = \frac{V_b^2}{P_b} = [\Omega] \quad (15)$$

$$Z_{p.u} = \frac{Z * L}{Z_b} \quad (16)$$

$$Z_L = Z_{p.u} * Z_b \quad (17)$$

$$Y_b = \frac{1}{Z} \quad (18)$$

Ejercicio: Demostración matemática entre las líneas 1 hasta la 5

En la siguiente figura se observa parte del diagrama de las líneas 1-5 que se encuentran entre las barras 1 y 2.

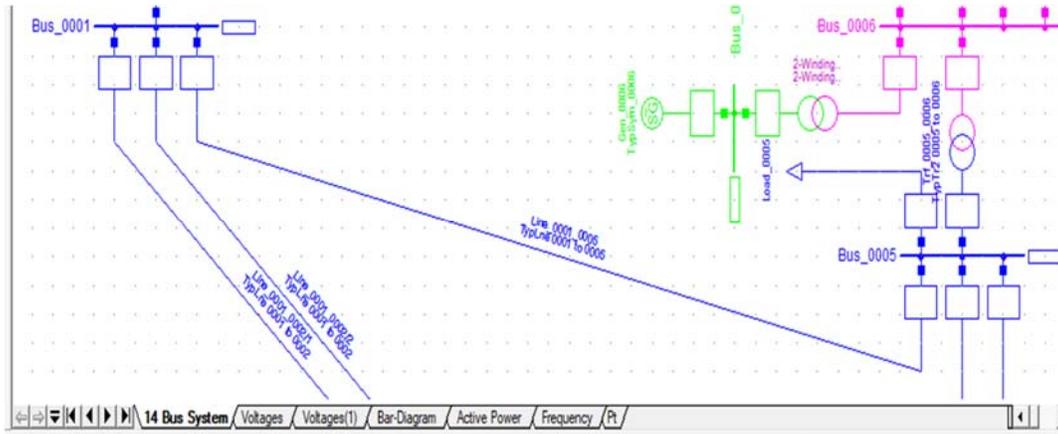


Figura 23. Ventana DigSILENT línea 1-5 caso IEEE 14 Bus

Fuente: Autor

Datos línea 1-5

$$Z_{p.u} = 0,05403 + j22304$$

$$V_b = 220Kv$$

$$P_b = 100MVA$$

$$B = 0,0492$$

Desarrollo

$$Z_b = \frac{220^2}{100} = 484[\Omega]$$

$$Z_{L1-5} = (i 0,05403) * (484)$$

$$R = 26,15052 [\Omega/Km]$$

$$Z_{L1-5} = (j 0,22304) * (484)$$

$$R = 107,95136 [\Omega/Km]$$

$$Y_b = \frac{1}{484} = 2,0611 \times 10^{-3}$$

$$Y_r = Y_b * Y_{p.u} = 2,0611 \times 10^{-3} * (0,0492)$$

$$Y_r = 1,016526 \times 10^{-4} \text{ us/km}$$

$$Y_r = 101,652 \text{ us/km}$$

Para la configuración en DIGsSILENT Power Factory se realizó el cálculo de los valores prueba de línea entre las barras 1 hasta 5 expresado en las figuras 24 y 25

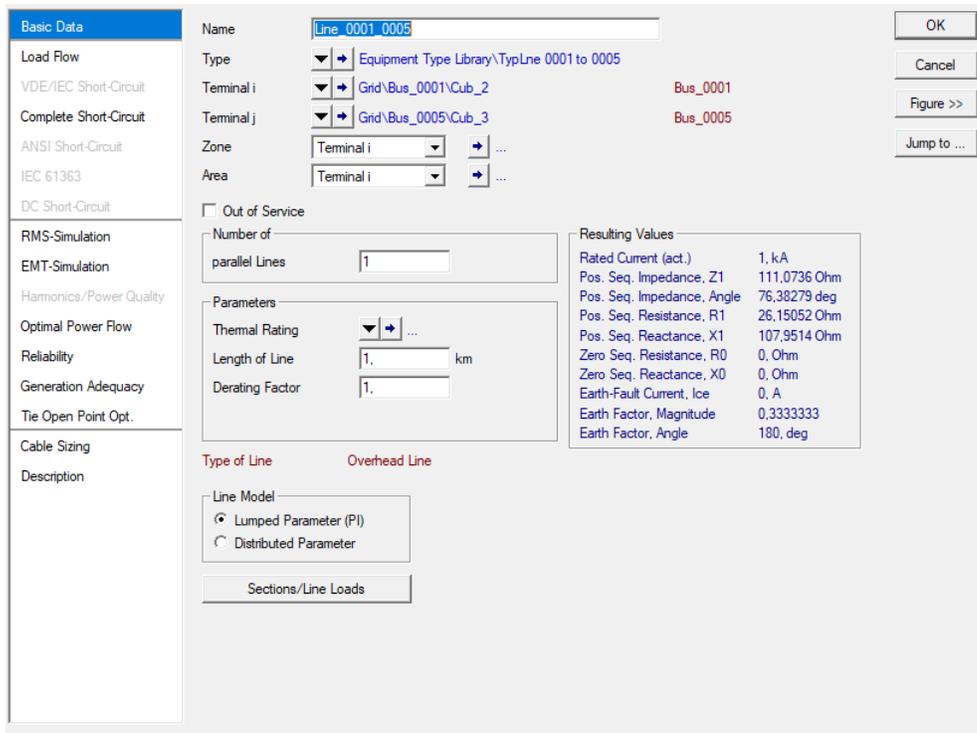


Figura 24. Ventana de Cálculo de valores resultantes entre línea 1-5 para DigSILENT Power Factory Caso IEEE14 Barras

Fuente: Autor

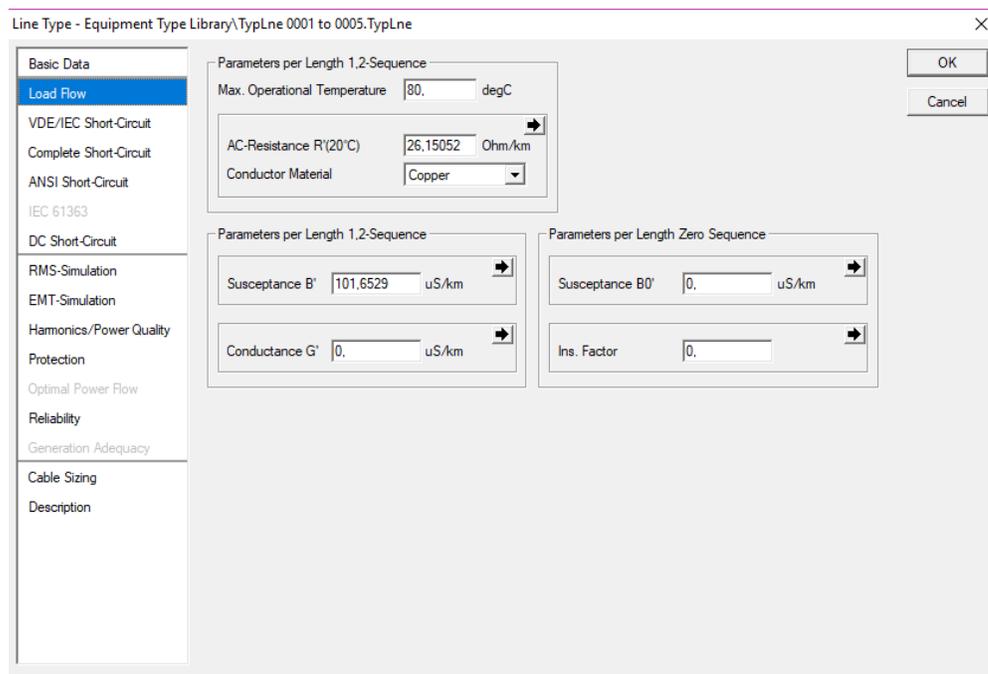


Figura 25. Ventana de carga de línea 1-5 de DigSILENT Power Factory Case IEEE14 Bus

Fuente: Autor

En la figura 26 se muestra la tabla de resultados de los flujos corridos en el software obteniendo un registro completo del sistema eléctrico de potencia.

System Stage: Grid Study Case: 01 - Load Flow Case Origin Annex: / 3													
Rated	Bus-voltage		Active Power		Reactive Power		Current		Loading		Additional Data		
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]					
Bus_0001													
220,00	1,06	233,20	-0,00										
Cub_1 /Line	Line_0001_0002/1	84,45	-1,86	1,00	0,21	20,91	Pv:	1230,29 kW	cLod:	5,85 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_1 (1/Line	Line_0001_0002/2	84,45	-1,86	1,00	0,21	20,91	Pv:	1230,29 kW	cLod:	5,85 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 /Line	Line_0001_0005	61,31	5,19	1,00	0,15	15,32	Pv:	1837,97 kW	cLod:	5,32 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 (1/Tr2	2-Winding Transfor	-230,21	-1,46	-1,00	0,57	21,72	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
Bus_0002													
220,00	1,04	229,90	-2,57										
Cub_5 /Lod	Load_0002	21,70	12,70	0,86	0,06		P10:	21,70 MW	Q10:	12,70 Mvar			
Cub_1 /Line	Line_0001_0002/1	-83,22	-0,23	-1,00	0,21	20,91	Pv:	1230,29 kW	cLod:	5,85 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_1 (1/Line	Line_0001_0002/2	-83,22	-0,23	-1,00	0,21	20,91	Pv:	1230,29 kW	cLod:	5,85 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 /Line	Line_0002_0003	75,57	3,34	1,00	0,19	19,00	Pv:	2471,62 kW	cLod:	4,63 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 (1/Tr2	2-Winding Transfor	-40,00	-12,35	-0,96	0,11	4,01	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
Cub_3 /Line	Line_0002_0005	48,13	-0,59	1,00	0,12	12,09	Pv:	1208,78 kW	cLod:	3,69 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_4 /Line	Line_0002_0004	61,04	-2,64	1,00	0,15	15,34	Pv:	1982,96 kW	cLod:	3,62 Mvar	L:	1,00 km	
Bus_0003													
220,00	1,01	222,20	-10,58										
Cub_4 /Lod	Load_0003	94,20	19,00	0,98	0,25		P10:	94,20 MW	Q10:	19,00 Mvar			
Cub_1 /Line	Line_0002_0003	-73,10	2,45	-1,00	0,19	19,00	Pv:	2471,62 kW	cLod:	4,63 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_1 (1/Tr2	2-Winding Transfor	-0,00	-24,98	-0,00	0,06	2,47	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
Cub_2 /Line	Line_0003_0004	-21,10	3,53	-0,99	0,06	5,62	Pv:	303,94 kW	cLod:	1,32 Mvar	L:	1,00 km	
Bus_0004													
220,00	1,02	223,88	-8,41										
Cub_6 /Lod	Load_0004	47,80	-3,90	1,00	0,12		P10:	47,80 MW	Q10:	-3,90 Mvar			
Cub_1 /Line	Line_0002_0004	-59,06	5,04	-1,00	0,15	15,34	Pv:	1982,96 kW	cLod:	3,62 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 /Line	Line_0003_0004	21,40	-4,07	0,98	0,06	5,62	Pv:	303,94 kW	cLod:	1,32 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_3 /Line	Line_0004_0005	-54,72	13,08	-0,97	0,15	14,51	Pv:	408,09 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_4 /Tr2	Trf_0004_0009	16,23	-0,45	1,00	0,04	15,96	Tap:	-1,00	Min:	-1	Max:	1	
Cub_5 /Tr2	Trf_0004_0007	28,34	-9,70	0,95	0,08	29,44	Tap:	-1,00	Min:	-1	Max:	1	
Bus_0005													
220,00	1,02	224,33	-7,04										
Cub_5 /Lod	Load_0005	7,60	1,60	0,98	0,02		P10:	7,60 MW	Q10:	1,60 Mvar			
Cub_1 /Line	Line_0002_0005	-46,92	0,59	-1,00	0,12	12,09	Pv:	1208,78 kW	cLod:	3,69 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 /Line	Line_0004_0005	55,13	-11,79	0,98	0,15	14,51	Pv:	408,09 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_3 /Line	Line_0001_0005	-59,47	-2,92	-1,00	0,15	15,32	Pv:	1837,97 kW	cLod:	5,32 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_4 /Tr2	Trf_0005_0006	43,66	12,52	0,96	0,12	44,54	Tap:	-1,00	Min:	-1	Max:	1	
Bus_0006													
132,00	1,07	141,24	-12,43										
Cub_5 /Lod	Load_0006	11,20	7,50	0,83	0,06		P10:	11,20 MW	Q10:	7,50 Mvar			
Cub_1 /Line	Line_0006_0012	7,75	2,52	0,95	0,03	3,33	Pv:	71,36 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_1 (1/Tr2	2-Winding Transfor	-0,00	-12,73	-0,00	0,05	1,19	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
Cub_2 /Line	Line_0006_0013	17,61	7,25	0,92	0,08	7,79	Pv:	209,65 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_3 /Line	Line_0006_0011	7,09	3,64	0,89	0,03	3,26	Pv:	52,70 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_4 /Tr2	Trf_0005_0006	-43,66	-8,18	-0,98	0,18	44,54	Tap:	-1,00	Min:	-1	Max:	1	
Bus_0007													
132,00	1,06	140,13	-11,48										
Cub_1 /Tr2	Trf_0004_0007	-28,34	11,44	-0,93	0,13	29,44	Tap:	-1,00	Min:	-1	Max:	1	
Cub_1 (1/Line	Line_0007_0009	28,34	5,70	0,98	0,12	11,91	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 /Line	Line_0007_0008	-0,00	-17,13	-0,00	0,07	7,06	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Bus_0008													
132,00	1,09	143,88	-11,48										
Cub_1 /Line	Line_0007_0008	0,00	17,59	0,00	0,07	7,06	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 /Tr2	2-Winding Transfor	-0,00	-17,59	-0,00	0,07	1,61	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
Bus_0009													
132,00	1,06	139,40	-13,08										
Cub_5 /Lod	Load_0009	29,50	16,60	0,87	0,14		P10:	29,50 MW	Q10:	16,60 Mvar			
Cub_6 /Shnt	Shnt_0009	0,00	-21,18	0,00	0,09								
Cub_1 /Line	Line_0009_0014	9,59	3,55	0,94	0,04	4,24	Pv:	119,21 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_1 (1/Line	Line_0007_0009	-28,34	-4,88	-0,99	0,12	11,91	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 /Line	Line_0009_0010	5,49	4,13	0,80	0,03	2,85	Pv:	13,46 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_3 /Tr2	Trf_0004_0009	-16,23	1,78	-0,99	0,07	15,96	Tap:	-1,00	Min:	-1	Max:	1	
Bus_0010													
132,00	1,05	138,75	-13,25										
Cub_3 /Lod	Load_0010	9,00	5,80	0,84	0,04		P10:	9,00 MW	Q10:	5,80 Mvar			
Cub_1 /Line	Line_0009_0010	-5,47	-4,10	-0,80	0,03	2,85	Pv:	13,46 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 /Line	Line_0010_0011	-3,53	-1,70	-0,90	0,02	1,63	Pv:	11,39 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Bus_0011													
132,00	1,06	139,52	-12,97										
Cub_3 /Lod	Load_0011	3,50	1,80	0,89	0,02		P10:	3,50 MW	Q10:	1,80 Mvar			
Cub_1 /Line	Line_0010_0011	3,54	1,73	0,90	0,02	1,63	Pv:	11,39 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 /Line	Line_0006_0011	-7,04	-3,53	-0,89	0,03	3,26	Pv:	52,70 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Bus_0012													
132,00	1,06	139,28	-13,28										
Cub_3 /Lod	Load_0012	6,10	1,60	0,97	0,03		P10:	6,10 MW	Q10:	1,60 Mvar			
Cub_1 /Line	Line_0006_0012	-7,68	-2,37	-0,96	0,03	3,33	Pv:	71,36 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_2 /Line	Line_0012_0013	1,58	0,77	0,90	0,01	0,73	Pv:	6,15 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	1,00 km	

Figura 26. Ventana Resultados del reporte completo de DigSILENT Power Factory Caso IEEE14 Barras

Fuente: Autor

Para este trabajo de investigación se está detallando en la figura 26 los resultados del reporte completo de este SEP; marcamos con azul los flujos que se requiere para llenar las tablas 5, 6 se describe el significado que tiene cada valor.

En la barra 9 se puede observar que tenemos una susceptancia shunt de 18,99216 Mvar que se considera como parámetro de ingreso en la figura 27

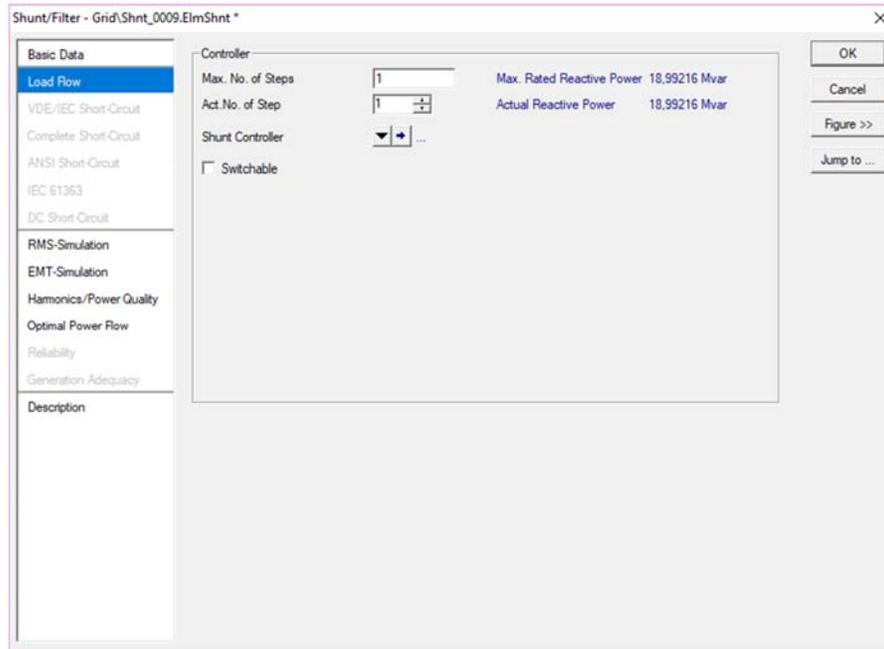


Figura 27. Ventana control de carga shunt DigSILENT Power Factory Case

Fuente: Autor

Este resultado también lo podemos visualizar en el (Anexo E) en la parte final del reporte de resultados en el software DigSILENT. En el Annex 6 el cual se encuentra dentro del (Anexo E) se puede visualizar detenidamente resultados de Shunt el cual se encuentra conectado en la barra 9 que opera a 132 kv.

Se ha construido la tabla 5 de líneas por todo el sistema que se utilizara como base para el ingreso del cálculo del modelo y la Tabla 6 Podemos ver los datos de las barras del sistema IEEE.

En este sistema de 14 barras de la IEEE el cual ha sido simulado mediante DigSILENT Power Factory donde hemos construido estas tablas mediante la solución de Newton Raphson con este método de calculo de flujo de carga de CA

DESDE BARRA	HASTA BARRA	RESISTENCIA (p.u)	REACTANCIA (p.u)	SUCEPTANCIA TOTAL DE LA CARGA DE LINEA (p.u)	MVA RATING "A" (long term rating), set to 0 for unlimited	MVA rating B (short term rating), set to 0 for unlimited	MVA rating C (emergency rating), set to 0 for unlimited	RELACION DE VUELTAS DEL TRANSFORMADOR	ÁNGULO	ESTADO DE LINEA	DIFERENCIA MINIMA DE ÁNGULO, $\theta_f - \theta_t$ (grados)	DIFERENCIA MAXIMA DE ÁNGULO, $\theta_f - \theta_t$ (grados)
fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status	angmin	angmax
1	2	9,37992	286,3828	109,0909	0	0	0	0	0	1	-360	360
1	5	26,15052	107,9514	101,6529	0	0	0	0	0	1	-360	360
2	3	22,74316	95,8175	90,49586	0	0	0	0	0	1	-360	360
2	4	28,12524	85,3389	70,24793	0	0	0	0	0	1	-360	360
2	5	27,56380	84,1579	71,4876	0	0	0	0	0	1	-360	360
3	4	32,43284	82,7785	26,4462	0	0	0	0	0	1	-360	360
4	5	6,46140	20,3812	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
4	7	0,00	101,2141	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
4	9	0,00	269,1911	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
5	6	0,00	121,9777	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
6	11	459,7032	96,2676	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
6	12	59,48844	123,8120	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
6	13	32,01660	63,0507	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
7	8	0,00	85,2566	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
7	9	0,00	53,2448	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
9	10	15,39604	40,8980	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
9	14	61,52124	130,8639	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
10	11	39,71220	92,9619	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
12	13	106,9253	96,7419	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
13	14	82,73012	168,4417	0	0	0	0	0	0	1	-360	360

Tabla 5. Datos de línea Caso IEEE 14 barras

FUENTE: Autor

En la Tabla 5. Se encuentran todos los valores de las líneas de este sistema eléctrico de potencia SEP donde son los diferentes valores que conforma esta matriz, las dos primeras columnas nos indica desde que barra hasta que barra conmutan las líneas se puede observar con facilidad mediante el diagrama de la figura 18 indicados en la tabla como esta conectado este caso IEEE , para ejemplo demostramos R,X,B de las líneas 1-5 en la figura 23 tomando como referencia estas líneas como demostración de manera matemática y en la simulación con la ayuda del programa DigSILENT Power Factory que se encuentran en las figuras 24, 25

Dentro de este sistema se encuentra en estado activo 1 refiriéndose a que están conectadas entre si además a eso todas las líneas no tienen ninguna restricción de ángulo en este sistema eléctrico de potencia que se esta analizando.

NUMERO DE BARRA	TIPO BARRA	POTENCIA REAL (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	CONDUCTANCIA SHUNT (MW V=1.0 p.u)	SUCEPTANCIA SHUNT (MVar V=1.0 p.u)	AREA	MAGNITUD DEL VOLTAJE p.u	VOLTAJE ANGULO (DEEGRES)	VOLTAJE BASE (KV)	ZONA DE PERDIDA	VOLTAJE MAXIMO (p.u)	VOLTAJE MINIMO (p.u)
bus i	type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	zone	Vmax	Vmin
1	1	0	0	0	0	1	1,060	0,00	0	1	1.05	0
2	3	21,70	12,70	0	0	1	1,045	-2,57	0	1	1.05	0
3	3	94,20	19,00	0	0	1	1,010	-10,58	0	1	1.05	0
4	2	47,80	-3,90	0	0	1	1,018	-8,41	0	1	1.05	0
5	2	7,60	1,60	0	0	1	1,020	-7,04	0	1	1.05	0
6	3	11,20	7,50	0	0	1	1,070	-12,43	0	1	1.05	0
7	2	0,00	0,00	0	0	1	1,062	-11,48	0	1	1.05	0
8	3	0,00	0,00	0	0	1	1,090	-11,48	0	1	1.05	0
9	2	29,50	16,60	0	19	1	1,056	-13,08	0	1	1.05	0
10	2	9,00	5,80	0	0	1	1,051	-13,25	0	1	1.05	0
11	2	3,50	1,80	0	0	1	1,057	-12,97	0	1	1.05	0
12	2	6,10	1,60	0	0	1	1,055	-13,28	0	1	1.05	0
13	2	13,50	5,80	0	0	1	1,050	-13,36	0	1	1.05	0
14	2	14,90	5,00	0	0	1	1,036	-14,20	0	1	1.05	0

Tabla 6. Datos de Barras Caso IEEE 14 barras

FUENTE: Autor

En la Tabla 6 nos indica todos los valores de las barras donde se puede observar en la primera columna nombrado como bus_i nos indica el número de barra de manera ascendente para este caso es de 14 barras, este sistema consta también de tres tipos de barras como esta explicado dentro de este trabajo de investigación en Tabla 2. Estas barras pueden ser de referencia conocido como “SL” de control de voltaje o de carga como se puede observar en las figuras 21, 22 mediante la tabla 6 en la barra 1 es considerado de tipo 1 o referencia para todo el Sistema Eléctrico de Potencia.

En la figura 26 se puede observar los valores de donde se empieza a construir esta matriz donde pudimos obtener los resultados como de que tipo de barra es o su identificación con bus_i, magnitudes de voltaje en p.u como también el voltaje del ángulo de la potencia Activa medida en “MW” y la potencia reactiva medida en “MVAR”, para el resto de valores de la tabla mencionada se explica que el área para este Sistema Eléctrico de Potencia se considera la misma área para todo el sistema (Gonzalez-Longatt, Francisco M, Ing Msc, 2004)

3.2 Aplicación del modelo

El modelo de algoritmo de Greedy o conocido como también algoritmo voraz, ávido o codicioso, donde el enfoque consiste en elegir la mejor solución mediante dicha función donde su elección nos puede conducir o no a una solución óptima. Donde Greedy debe cumplir funciones como tener sus estructuras óptimas donde se utiliza la programación realizada en Matlab.

La programación consiste en el ingreso de datos, que viene a ser toda información del software utilizado es de vital importancia para cumplir con la resolución de este método, entonces con los valores entrada barras como también valores de entrada líneas obtenidos de los resultados de las matrices armadas como en el caso del sistema eléctrico de potencia IEEE de 14 barras que sus datos se encuentran en las tablas 5, 6 estos valores de ingreso obtenemos del software DIGSILENT Power Factory. Con estas matrices son el dato principal para que la programación voraz y codicioso, todo su código de programación se puede observar en Anexo C.

Al compilar la programación lo primero que hace la misma es determinar el número de filas como también el número de columnas de la matriz de ingreso **barras** generando de los valores de ingreso una nueva matriz con el número de barras a ser evaluadas, este proceso se realiza con el primer “FOR”. Con la matriz de ingreso **líneas** se repite este proceso el programa contabiliza los valores que tiene de ingreso y crea una nueva matriz e identifica mediante un monitoreo para poder saber si existen o no transformadores en barras, con esta matriz nueva de transformadores se empieza a almacenar los valores referentes a las barras que se observan entre si realizándose mediante dos “FOR” anidados.

Entonces de la matriz de entrada “BARRAS” generamos una nueva matriz considerándole con el nombre “BARRANUEVA” en el cual identifica las barras que es posible observar realizando el mismo proceso con las barras que contengan transformadores esto se realiza en el ANEXO mediante dos “FOR” al concluir este proceso se realiza un recalcule de las

dimensiones de la matriz de “**BARRAS**” y de la matriz de los transformadores llamado “**MTRAFOS**”, después adiciona todos estos valores a una nueva matriz que tiene por nombre en la programación como “**BARRANUEVA**” de los datos calculados con el comando **UNIQUE** filtramos y analizamos cada dato de cada fila de esta matriz, eliminando y ordenando el número de la barra que se encuentra repetida para que no se renunde los resultados de los valores ya calculados, después detalla y contabiliza detallando el número total de barras observadas todo esto se realiza mediante condicionamientos **FOR** e **IF** analizamos y comparamos el número total de barras no observadas, ósea esto nos quiere decir si todas las barras son observadas ya no se coloca una nueva PMU. Después se realizarse todo este proceso empieza el análisis de las posibilidades de solución de barras esto se realiza mediante una elección aleatoria verificando la posible candidata a ser elegida si la barra es inyectable entonces el programa considera que si es una barra candidata caso contrario es desechada si llegase a existir uno o varios PMU vendrán a ser almacenados en una nueva matriz llamada **CHECKMATRIZ**, donde todo este proceso se le realiza hasta cumplir con la observabilidad de caso todas las barras que conformen el sistema eléctrico de potencia.

Este proceso se realiza mediante un **IF** procedemos a comprobar si estas barras son o no inyectables en caso de ser comienza con la elección de barras haciendo una evaluación respectivo valor de observabilidad si existe PMU almacena datos en una nueva matriz conocida como **CHECKMATRIZ** para realizar una revisión de barras no observadas para alcanzar la plena observabilidad buscando la barra inyectable más cercana e incrementando más un PMU esta programación nos da como resultado las posibles ubicaciones tentativas para el diferentes barras del sistema eléctrico de potencia que se esté analizando.

El mismo proceso para poder realizar la comparación se prueba con el caso IEEE de 57 barras.

3.2.1 Aplicación del modelo en el sistema IEEE de 14 barras

El resultado obtenido para el caso IEEE de 14 barras es el que esta mostrado en la figura 25, nos da como resultado varias ubicaciones óptimas de PMUs.

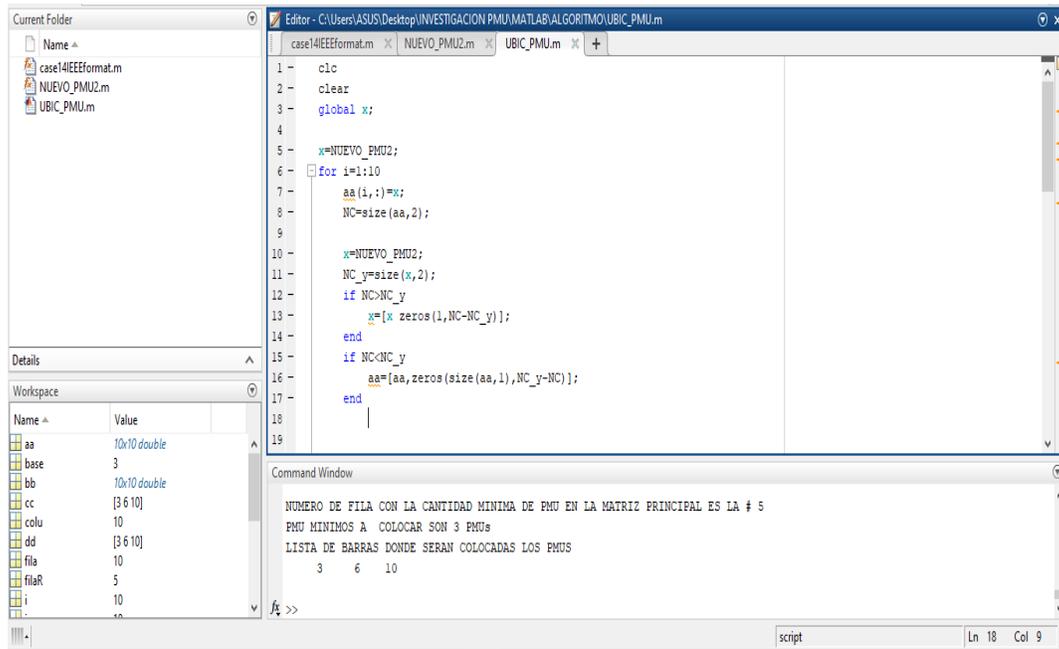


Figura 28. Ventana de resultados del modelo programado en MATLAB caso IEEE 14 barras

Fuente: Autor

En la figura 28 podemos visualizar que la programación de Matlab nos brinda como resultado las posibles soluciones de ubicación en este caso en las barras 3, 6, 9 a ser colocadas las PMU para este sistema eléctrico de potencia de 14 barras. La elección de estas se describe en la página anterior punto 3.2 Aplicación del modelo se puede verificar el proceso de cada lineamiento en el ANEXO C.

3.2.2 Aplicación del modelo en el sistema IEEE de 57 barras

El resultado obtenido para el caso de prueba IEEE de 57 barras es el que esta mostrado en la figura 29, nos da como resultado varias ubicaciones óptimas de PMU, indicando el resultado de las posibles ubicaciones en las barras 5, 6, 7, 8, 9, 10, 19, 41, 44, 50 y 55 que es la posible respuesta

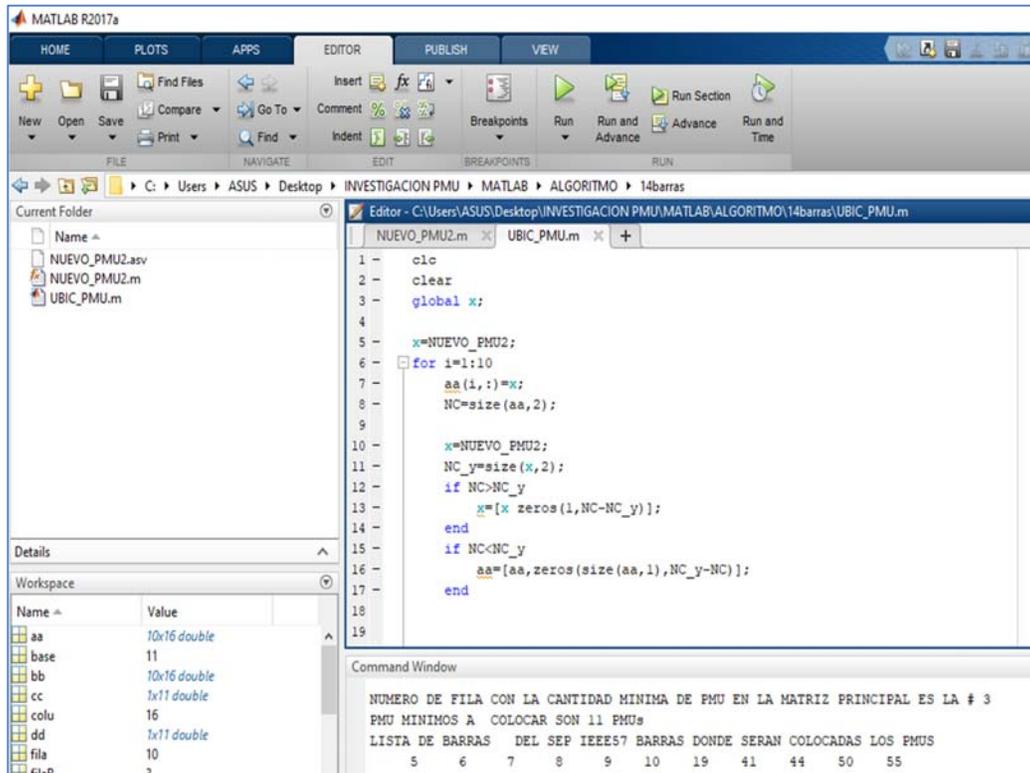


Figura 29. Ventana de resultados del modelo programado en MATLAB caso IEEE 57 barras

Fuente: Autor

3.3 Comparación gráfica.

De los resultados obtenidos con el modelo de colocación y tomando como ejemplo ambos casos de la IEEE se puede que para el sistema de 14 barras para la observabilidad óptima completa se requiere de 3 PMU para ser colocadas en las barras que desarrolla la programación, observando en la figura 30 de color celeste para el primer caso. Mientras que los sistemas se incrementen en magnitud se necesitara de mayor numero de PMU se puede observar en la figura 30 para tener completamente observado el sistema se requiere de 11 PMU para el caso de 57 barras de color amarillo, los cuales deben ser colocados en diferentes puntos estratégicos obtenidos de la tabla.

CUADRO COMPARATIVO DE SEPS		
SISTEMAS	NÚMERO DE PMUs PARA LA COMPLETA OBSERVABILIDAD	EN QUE NÚMER DE BARRAS COLOCAR
IEEE 14 BARRAS	3	(3-6-9)
IEEE 57 BARRAS	4	(5-6-7-8-9-10-19-41-44-50-55)

Figura 30. Cuadro comparativo de PMU a utilizarse para ambos sistemas

Fuente: Autor

3.4 Análisis de resultados.

Con toda la información obtenida con el modelo de colocación planteado se observa en la tabla 7 y 8 que en estas tablas lo que se realiza es correr al programa e ir llenado con cada posible solución y la que mas se repita damos como solución donde indicariamos el número de PMU en el caso de la tabla 7 se realiza para caso IEEE de 14 barras y de 57 se le hace correr 50 veces repitiendo los resultados en el primer caso de utilizarse 3 PMUs en las barras 3, 6, 10 y en el caso de 57 barras se repite este proceso quedando como solución a este sistema para su observabilidad completa se necesita de 11 PMUs en las barras 5,6,7,8,9,10,19,41,55,50,55.

CASO IEEE 14 BARRAS	
resultado de la lista de barras	número de PMU
(3-6-10)	3
(5-6-14)	3
(3-6-10)	3
(9-11-12-13-14)	5
(5-6-10)	3
(5-6-14)	3
(5-6-9)	3
(3-6-10)	3
(5-6-14)	3
(3-6-10)	3
(4-11)	2
(2-4-11)	3
(3-6-10)	3
(3-6-10)	3

(4-11-12)	3
(3-6-10)	3
(5-6-10)	3
(3-6-10)	3
(4-11)	2
(3-6-10)	3
(9-11)	2
(3-6-10)	3
(4-11)	2
(4-11)	2
(3-6-10)	3
(4-11)	2
(3-6-10)	3
(3-5-10)	3
(9-11)	2
(3-6-10)	2

Tabla 7. Tabla de redundancia de soluciones PMU IEEE 14 barras
Fuente: Autor

caso IEEE 57 BARRAS	
resultado de la lista de barras	número de PMU
(5-6-7-8-9-10-19-41-44-50-55)	11
(5-6-7-8-9-10-11-13-35-47)	10
(5-6-7-8-9-10-11-18-49-55-57)	11
(5-6-7-8-9-10-19-41-44-50-55)	11
(5-6-7-8-9-10-11-13-14-25-54)	11
(5-6-7-8-9-10-11-20-35-49)	10
(5-6-7-8-9-10-11-16-29-31-42-49)	12
(5-6-7-8-9-10-19-41-44-50-55)	11
(5-6-7-8-9-10-11-13-18-29-35)	11
(5-6-7-8-9-10-19-41-44-50-55)	11
(5-6-7-8-9-10-11-27-47-50-52)	11
(5-6-7-8-9-10-11-13-14-15-29)	11
(5-6-7-8-9-10-29-31-43-49-55)	11
(5-6-7-8-9-10-17-20-41-49)	10
(5-6-7-8-9-10-19-41-44-50-55)	11
(5-6-7-8-9-10-11-13-20-54)	10
(5-6-7-8-9-10-11-20-49)	9
(5-6-7-8-9-10-19-41-44-50-55)	11

(5-6-7-8-9-10-11-19-23-49)	10
(5-6-7-8-9-10-11-19-23-49)	10
(5-6-7-8-9-10-11-49-54)	9
(5-6-7-8-9-10-19-41-44-50-55)	11
(5-6-7-8-9-10-43-50)	8
(5-6-7-8-9-10-11-49-54)	9
(5-6-7-8-9-10-11-19-49)	9
(5-6-7-8-9-10-11-13-30-53)	10
(5-6-7-8-9-10-19-41-44-50-55)	11
(5-6-7-8-9-10-11-49-54)	9
(5-6-7-8-9-10-41-49-51)	9
(5-6-7-8-9-10-19-41-44-50-55)	11

Tabla 8. Tabla de redundancia de soluciones PMU IEEE 57

Fuente: Autor

CONCLUSIONES

1. Se realizó la optimización para la ubicación de los PMU en un sistema eléctrico de potencia esto se realizo por la facilidad de informacion con un caso IEEE de 14 barras simulandolo con todos sus datos, mediante el software DIgSILENT Power Factory y con los resultados optenido son el complemento de ingreso principal para Matlab; sin embargo, los resultados obtenidos del complemento mencionado son los que nos muestras donde debemos ubicar a los PMUs, con estos resultados obtenidos deben ser analizados por el planificador. El problema es planteado con el fin de evitar la presencia de medidas criticas que lleven al colapso a los sistemas de transmición y mejorar el nivel de redundancia de la información.
2. Se presenta un modelo de colocación que cumple con la característica principal de obserbavilidad optima del SEP, obteniendo varios resultados los cuales dependen directamente del tamaño del SEP, dando la oportunidad de poder elegir la mejor opción que se adapte a las prioridades del planificador de PMU, en esta investigación fue verificada con un sistema eléctrico de potencia de caso IEEE que confirman la validez del mismo.
3. El modelo de colocación necesita para transformar una red en matrices los datos relacionados con las barras, líneas y de inyección. Las barras sólo deben incluir los puntos que pueden recibir una PMU y dónde se necesitan las mediciones para observabilidad. Información ajena al sistema o al modelo, podría llevar a que el algoritmo de ubicación, coloque más PMU que las que se necesite.
4. Las líneas que conectan a dos barras, pueden ser una combinación de varias líneas, transformadores o condensadores en serie y dao que las informaciones de las bases de datos no son del todo puntuales pueden llevar a malas interpretaciones. La inyección representa tanto a la carga como a la generación en la que se toma la potencia variable dentro o fuera de la red.

RECOMENDACIONES

1. Es necesario aplicar otros modelos de colocación para conseguir mejorar la eficiencia de la de la observabilidad probando con los ya realizados en este trabajo y comparalos con otros sistemas.
2. Aplicar los principios básicos de esta estrategia a otros temas relacionados con la colocación de los equipos en los sistemas de transmisión a gran escala con sistemas eléctricos de potencias propios ecuatorianos.
3. Motivar a las empresas a invertir unidades de gestión para observabilidad completa del sistema, ya que cada día a día por la demanda se van creando sistemas eléctricos mas robustos y siendo mas un tema complejo su observabiliadad.
4. Para futuras investigaciones se recomienda aplicar los PMU en sistemas eléctricos de potencia con valores reales para poder evaluar los diferentes comportamientos.
5. Analizar costo beneficio de la utilización de las unidades de medición en el país
6. Desarrollar futuras plataformas dinámicas y amigables para los usuarios que sea fácil rápida y confiable a la vez en analisis de cualquier sistema
7. Para futuros trabajos de investigación es necesario enfocar la ubicación optima de los PMU para porporcionar información al sistema de protecciones con el fin de garantizar mejores índices de confiabilidad y la continuidad para el sistema eléctrico ya que si llegase a ser implementado y colocado las PMUs se puede verificar su impacto y de ser necesario mejorar el nivel de renundadncia de la información

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIBLIOGRAFÍA

- Adamiak, M., & Premerlani, W. (2006). "Synchrophasor: Definition, Measurement and Applications". Recuperado el Septiembre de 2017, de http://www.gedigitalenergy.com/SmartGrid/Sep06/Synchrophasors_Paper.pdf
- Arguello, J. C. (2014). Cenace's experiences on implementing a wide area monitoring system (WAS) in the Ecuadorian power system. *IEEE Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXIV)*, 1-7.
- Farinango, M., Grijalva, S., & Játiva, J. (Enero de 2017). Identificación de Parámetros Erróneos en Sistemas Eléctricos de Potencia y Corrección en base a Mediciones Sincrofasoriales. *Revista Técnica ENERGÍA*. Recuperado el Septiembre de 2017, de <http://www.cenace.org.ec/>
- Gomez Valencia, X. A. (2015). *Universidad Nacional de Colombia*. Recuperado el Septiembre de 2017, de Vulnerabilidad de la observabilidad de un sistema de potencia considerado cambios topológicos en la red de transmisión : <http://www.bdigital.unal.edu.co/47895/1/43255358.2015.pdf>
- Gonzalez-Longatt, Francisco M, Ing MSc. (2004). *DigSILENT Power Factory Tutorial Nivel I*.
- Jimenez Analuiza, D. J. (Diciembre de 2015). *Escuela Politécnica Nacional*. Recuperado el Septiembre de 2017, de ubicación óptima de unidades de medición sincrofasoriales PMU's para mejorar la observabilidad de un sistema eléctrico de potencia : <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/13630/1/CD-6726.pdf>
- Lozano, C., Castro, F., & Ramirez, S. (2012). *El Hombre y la Máquina, Sincronización maestro-esclavo en sistemas Dinámicos Lineales y No Lineales*. Recuperado el Septiembre de 2017, de Universidad Autónoma de Occidente de Colombia: <http://ingenieria.uao.edu.co/hombreymaquina/revistas/38%202012-1/38%20Articulo%2007.pdf>
- Nuñez López, J. (Febrero de 2015). *Escuela Politécnica Nacional*. Recuperado el Septiembre de 2017, de Comparación Técnica entre los programas de simulación de Sistemas de Potencia DigSilent Powerfactory y PSS/E: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10316>
- Pelaez Mejia, O., & Toapanta Narvaez, D. (Noviembre de 2015). *Ubicación óptima de unidades de medición fasorial en sistemas de transmisión*. Recuperado el Octubre de 2017, de Universidad Politécnica Salesiana: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/11298/1/UPS-KT01213.pdf>
- Vega López, M. V. (Diciembre de 2009). *Universidad de Costa Rica*. Recuperado el Septiembre de 2017, de Unidad de medición fasorial (PMU), su desarrollo, aplicaciones y empleo

en América Latina:

http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb2009/pb2009_034.pdf

Villa Moya, J. E. (2015). *Universidad Politécnica de Quito - Sede Quito*. Recuperado el Septiembre de 2017, de Ubicación óptima de los PMU en un Sistema Eléctrico de Potencia: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/4325/1/TESIS.pdf>

ANEXOS

ANEXO A. BASE DE DATOS IEEE 14 BARRAS

Para el sistema IEEE de 14 toda la información es obtenida de los archivos de la Universidad de Washington donde el sistema consta de 5 máquinas síncronas con excitadores IEEE tipo 1, 3 de los cuales son compensadores síncronos que se usan solo para el soporte de potencia reactiva. Hay 19 buses, 17 líneas de transmisión, 8 transformadores y 11 cargas de impedancia constante. La demanda total de carga es de 259 MW y 73.5 MVAR.

CASE14 Power flow data for IEEE 14 bus test case.

Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
 This data was converted from IEEE Common Data Format
 (iee14cdf.txt) on 15-Oct-2014 by cdf2matp, rev. 2393
 See end of file for warnings generated during conversion.

Converted from IEEE CDF file from:
<http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>

08/19/93 UW ARCHIVE 100.0 1962 W IEEE 14 Bus Test Case

[function mpc = case14](#)

```
%CASE14 Power flow data for IEEE 14 bus test case.
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
% This data was converted from IEEE Common Data Format
% (iee14cdf.txt) on 15-Oct-2014 by cdf2matp, rev. 2393
% See end of file for warnings generated during conversion.
%
% Converted from IEEE CDF file from:
%   http://www.ee.washington.edu/research/pstca/
%
% 08/19/93 UW ARCHIVE      100.0 1962 W IEEE 14 Bus Test Case

% MATPOWER
% $Id: case14.m 2394 2014-10-15 20:39:39Z ray $
```

```
%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
```

```
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;
```

%% DATOS DE BARRAS DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA IEEE 14 BARRAS

bus_i	type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	zone	Vmax	Vmin
= [
1	3	0	0	0	0	1	1.06	0	0	1	1.06	0.94;
2	2	21.7	12.7	0	0	1	1045	-4.98	0	1	1.06	0.94;
3	2	94.2	19	0	0	1	1.01	-12.72	0	1	1.06	0.94;
4	1	47.8	-3.9	0	0	1	1019	-10.33	0	1	1.06	0.94;
5	1	7.6	1.6	0	0	1	1.02	-8.78	0	1	1.06	0.94;

6	2	11.2	7.5	0	0	1	1.07	-14.22	0	1	1.06	0.94
7	1	0	0	0	0	1	1062	-13.37	0	1	1.06	0.94
8	2	0	0	0	0	1	1.09	-13.36	0	1	1.06	0.94
9	1	29.5	16.6	0	19	1	1056	-14.94	0	1	1.06	0.94
10	1	9	5.8	0	0	1	1051	-15.1	0	1	1.06	0.94
11	1	3.5	1.8	0	0	1	1057	-14.79	0	1	1.06	0.94
12	1	6.1	1.6	0	0	1	1055	-15.07	0	1	1.06	0.94
13	1	13.5	5.8	0	0	1	1.05	-15.16	0	1	1.06	0.94
14	1	14.9	5	0	0	1	1036	-16.04	0	1	1.06	0.94

];

%% DATOS DE GENERACION DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA IEEE 14

%BARRAS

% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2

bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin	Pc1	Pc2
=	[
1	232.4	16.9	10	0	1.06	100	1	332.4	0	0	0
2	40	42.4	50	-40	1045	100	1	140	0	0	0
3	0	23.4	40	0	1.01	100	1	100	0	0	0
6	0	12.2	24	-6	1.07	100	1	100	0	0	0
8	0	17.4	24	-6	1.09	100	1	100	0	0	0

% Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf

Qc1min	Qc1max	Qc2min	Qc2max	ramp_agc	ramp_10	ramp_30	ramp_q	apf
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0

];

%% DATOS DE LINEAS DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA IEEE 14 BARRAS

% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax

= [

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status	angmin	angmax
=	[
1	2	0.01938	0.05917	0.0528	0	0	0	0	0	1	-360	360
1	5	0.05403	0.22304	0.0492	0	0	0	0	0	1	-360	360

2	3	0.04699	0.19797	0.0438	0	0	0	0	0	1	-360	360
2	4	0.05811	0.17632	0.034	0	0	0	0	0	1	-360	360
2	5	0.05695	0.17388	0.0346	0	0	0	0	0	1	-360	360
3	4	0.06701	0.17103	0.0128	0	0	0	0	0	1	-360	360
4	5	0.01335	0.04211	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
4	7	0	0.20912	0	0	0	0	0.978	0	1	-360	360
4	9	0	0.55618	0	0	0	0	0.969	0	1	-360	360
5	6	0	0.25202	0	0	0	0	0.932	0	1	-360	360
6	11	0.09498	0.1989	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
6	12	0.12291	0.25581	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
6	13	0.06615	0.13027	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
7	8	0	0.17615	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
7	9	0	0.11001	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
9	10	0.03181	0.0845	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
9	14	0.12711	0.27038	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
10	11	0.08205	0.19207	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
12	13	0.22092	0.19988	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
13	14	0.17093	0.34802	0	0	0	0	0	0	1	-360	360

];

%%----- OPF Data -----%%

%% generator cost data

% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn

% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0

mpc.gencost = [

2 0 0 3 0.0430292599 20 0;

2 0 0 3 0.25 20 0;

2 0 0 3 0.01 40 0;

2 0 0 3 0.01 40 0;

2 0 0 3 0.01 40 0;

];

%% bus names

mpc.bus_name = {

'Bus 1 HV';

'Bus 2 HV';

'Bus 3 HV';

'Bus 4 HV';

'Bus 5 HV';

'Bus 6 LV';

'Bus 7 ZV';

'Bus 8 TV';

'Bus 9 LV';

'Bus 10 LV';

'Bus 11 LV';

'Bus 12 LV';

'Bus 13 LV';

'Bus 14 LV';

};

ANEXO B. PROGRAMA DE REDUCCION IEEE 14 BARRAS

NUEVO_PMU2

```
function [PMU1]=NUEVO_PMU2()
clc
clear all
```

```
barra_ [
1 1 0 0 0 1 1.060 0.00 0 1 1.05 0
2 3 21.70 12.70 0 0 1 1.045 -2.57 0 1 1.05 0
3 3 94.20 19.00 0 0 1 1.010 -10.58 0 1 1.05 0
4 2 47.80 -3.90 0 0 1 1.018 -8.41 0 1 1.05 0
5 2 7.60 1.60 0 0 1 1.020 -7.04 0 1 1.05 0
6 3 11.20 7.50 0 0 1 1.070 -12.43 0 1 1.05 0
7 2 0.00 0.00 0 0 1 1.062 -11.48 0 1 1.05 0
8 3 0.00 0.00 0 0 1 1.090 -11.48 0 1 1.05 0
9 2 29.50 16.60 0 19 1 1.056 -13.08 0 1 1.05 0
10 2 9.00 5.80 0 0 1 1.051 -13.25 0 1 1.05 0
11 2 3.50 1.80 0 0 1 1.057 -12.97 0 1 1.05 0
12 2 6.10 1.60 0 0 1 1.055 -13.28 0 1 1.05 0
13 2 13.50 5.80 0 0 1 1.050 -13.36 0 1 1.05 0
14 2 14.90 5.00 0 0 1 1.036 -14.20 0 1 1.05 0
]
```

La matriz de barras esta conformados por los todos estos valores obtenidos de el Software DIgSILENT Power Factory dentro de esta investigación se encuentra dentro de la Tabla 6.

```
linea= [
1 2 9,37992 286,3828 109,0909 0 0 0 0 0 1 -360 360;
1 5 26,15052 107,9514 101,6529 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 3 22,74316 95,8175 90,49586 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 4 28,12524 85,3389 70,24793 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 5 27,5638 84,1579 71,4876 0 0 0 0 0 1 -360 360;
3 4 32,43284 82,7785 26,4462 0 0 0 0 0 1 -360 360;
4 5 6,4614 20,3812 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
4 7 0 101,2141 0 0 0 0 1 0 1 -360 360;
4 9 0 269,1911 0 0 0 0 1 0 1 -360 360;
5 6 0 121,9777 0 0 0 0 1 0 1 -360 360;
6 11 459,7032 96,2676 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
6 12 59,48844 123,812 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
6 13 32,0166 63,0507 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
7 8 0 85,2566 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
7 9 0 53,2448 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
9 10 15,39604 40,898 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
9 14 61,52124 130,8639 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
10 11 39,7122 92,9619 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
12 13 106,9253 96,7419 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
13 14 82,73012 168,4417 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
];
```

La matriz de líneas esta conformados por los todos estos valores obtenidos de el Software DIgSILENT Power Factory dentro de esta investigación se encuentra dentro de la Tabla 5.

```

[Fbarra Cbarra]=size(barra);
[Flinea Clinea]=size(linea);

% INGRESO NUMERO DE BARRAS
barraNueva=[Fbarra Fbarra];
for lectura=1:Fbarra;
    var=barra(lectura,3);

%LAZO QUE INGRESA EL VALOR DE LA INYECTIVIDAD EN LA MATRIZ
%BARRANUEVA
    if(var~=0)
        nueva=1;
    else
        nueva=0;
    end
    barraNueva(lectura,1)=lectura;
    barraNueva(lectura,2)=barra(lectura,1);
    barraNueva(lectura,3)=nueva;
end

% BARRANUEVA % MONITOREO DE DATOS BARRA NUEVA
%GENERO MATRIZ DE BARRAS CON TRANSFORMADORES

Mtrafo=[0 0];
for traf=1:Flinea
    if linea(traf,3)==0
        Mtrafo(traf,1)=linea(traf,1);
        Mtrafo(traf,2)=linea(traf,2);
    end
end

%
% Mtrafo % Monitoreo de dato si existe o no trafo
[FLINEA CCOLUMNA]= size (Mtrafo);

% GRABO MATRIZ CON LO VISUALIZADO DESDE LAS BARRAS DEL
TRANSFORMADOR

for trafoBar=1:FLINEA
    if Mtrafo(trafoBar,1)>0
        j=2;
        for vis=1:FLINEA
            if(Mtrafo(trafoBar,1)==linea(vis,1))
                j=1+j;
                Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,2);
            end
            if(Mtrafo(trafoBar,1)==linea(vis,2))
                j=1+j;
                Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,1);
            end
            if(Mtrafo(trafoBar,2)==linea(vis,1))
                j=1+j;
                Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,2);
            end
        end
    end
end

```

contador de barras y líneas donde determino el número de filas como también el número de columnas de las matrices.

Creo la matriz de barras a ser evaluadas

creo la matriz que identifica las barras que contienen transformadores

Verifico si existe o no transformadores

Matriz de transformadores que almacenan los datos referentes a las barras

```

if(Mtrafo(trafoBar,2)==linea(vis,2))
    j=1+j;
    Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,1);
end
end
end

%MTRAFO % MONITOREO DE DATOS EN OBSERVABILIDAD EN TRAFOS
%=====

%CARGAR VALOR DE LAS BARRAS VISIBLES

for lecBarra=1:Fbarra
    i=5

    %CONDICION DE LAS BARRAS DE INYECCION

    if (barraNueva(lecBarra,3)==1)
        %PRIMERA BARRA QUE LEE CADA BARRA ES ASI MISMA
        barraNueva(lecBarra,5)=lecBarra;
        %LAZO PARA LEER CADA FILA BUSCANDO CADA BARRA
        for visible=1:Flinea;
            %BUSQUEDA Y ESCRITURA DE BARRAS VISUALIZADAS
            HACIA LA BARRA

                if (lecBarra==linea(visible,2))
                    i=1+i;
                    barraNueva (lecBarra,i)=linea(visible,1)
                end
            end
        end
    end
end

%BARRA NUEVA %MONITOREO DE DATOS MODIFICADOS CON LA
OBSERVABILIDADDE LAS
%BARRAS SOLO BARRAS
%=====
=====

[FBN CBN]=size(barraNueva);
[FTR CTR]=size(Mtrafo);
for NB=1:FBN
    k=CBN-1;
    if (barraNueva(NB,3)==1)

        for vis=1:FTR;
            if
Mtrafo(vis,1)==barraNueva(NB,2) || Mtrafo(vis,2)==barraNueva
(NB,2)
                for vis2=1:CTR
                    k=1+k;
                    barraNueva(NB,k)=Mtrafo(vis,vis2);
                end
            end
        end
    end
end
end

```

Genero la barra nueva de acuerdo a las barras vecinas

Recalculo de las dimensiones de la matriz de barras y de la matriz mtrafos.

```

[Fadd Cadd]=size(barraNueva);
[FTRAFO CTRAFO]=size(Mtrafo);

for g=1:Fadd
    for h=5:Cadd
        ff=Cadd;
        for f=1:FTRAFO
            if barraNueva(g,h)==Mtrafo(f,1)
                ff=ff+1;
                barraNueva(g,ff)=Mtrafo(f,2);
            end
            if barraNueva(g,h)==Mtrafo(f,2)
                ff=ff+1;
                barraNueva(g,ff)=Mtrafo(f,1);
            end
        end
    end
end

%BARRA NUEVA %MONITOREO DE DATOS DE OBSERVABILIDAD YA
%AHDERIDA LA VISUALIZACION DE LOS TRAFOS
%=====
=====

%SE MIDE NUEVAMENTE LAS FILAS Y COLUMNAS PARA SUPRIMIR
%DATOS INNECESARIOS
%SE BORRA LAS PRIMERAS 4 COLUMNAS PARA COMPARAR

barraNueva2=barraNueva;
barraNueva2(:,1)=[];
barraNueva2(:,1)=[];
barraNueva2(:,1)=[];
barraNueva2(:,1)=[];
% barraNueva2;%matriz solamente con las barras visibles
total
[F C]=size(barraNueva2);
Matriz=barraNueva2(1,:);
N=unique(Matriz);
Alm(1,:)=N;
for k=1:F
    Alm(k,:)=N;
    NC=size(Alm,2);
    kk=k+1;
    if k<F
        Matriz=barraNueva2(kk,:);
        N=unique(Matriz);
        NC_N=size(N,2);
        if NC>NC_N
            N=[N zeros(1,NC-NC_N)];
        end
        if NC<NC_N
            Alm=[Alm,zeros(size(Alm,1),NC_N-NC)];
        end
    else
        Matriz=barraNueva2(k,:);
        N=unique(Matriz);
    end
end
end

```

Adiciona una nueva matriz de los datos ya recalculados

Con el comando unique se realiza un filtrado y analizamos cada dato de cada fila de esta matriz, eliminando y ordenando el número de la barra que se encuentra repetida

```

% Alm %MONITOREO DE SUPRESION DE DATOS DE LINEA, DEJANDO
SOLO LA LINEA DE
% OBSERVABILIDAD
%
%se crea la matriz total de barras

[F1 C1]=size(Alm);
barraNuevaF(:,1)=barraNueva(:,1);
barraNuevaF(:,2)=barraNueva(:,2);
barraNuevaF(:,3)=barraNueva(:,3);
barraNuevaF(:,4)=barraNueva(:,4);
for Total=1:C1
    tot1=Total+4;
    barraNuevaF(:,tot1)=Alm(:,Total);
end

barraNuevaF(:,5)=[];
% barraNuevaF;
%SE CONTABILIZA EL NUMERO DE BARRAS OBSERVABLES
%CREA MATRIZ SOLO DE BARRAS OBSERVABLES
nuevaBarra=barraNuevaF;

[actF actC]=size(nuevaBarra);
for lecBarra2=1:actF
    ii=0;
    if (nuevaBarra(lecBarra2,3)==1)
        for cuenta=1:(actC-4);
            cuentacol=cuenta+4;
            lect=nuevaBarra(lecBarra2,cuentacol);
            if (lect>0)
                ii=ii+1;
            else
                end
            end
            nuevaBarra(lecBarra2,4)=ii;
        end
    end
end
%
barraNueva=nuevaBarra;
%nuevaBarra %MONITOREO DONDE LA 4 COLUMNA TIENE
CONTABILIZADO EL #DE LAS
%BARRAS OBSERVADAS
%FABRICO UNA MATRIZ QUE ALMACENARA INFORMACION DE LAS
BARRAS YA EVALUADAS
AA=1:Fbarra;
checkmatriz=[0 0];
finalPMU=[0 0];
% %DECLARACION DE VARIABLES
y=0;
BarraEval=0;
Sumatoria=0;
BarrasCheck=0;
% % barraNueva
% [FBnueva CBnueva]=size(nuevaBarra)
for PMU=1:10
    PMU;

```

Se elige una barra mediante un numero randomico

Se obtiene un detalle del número total de las barras observadas

Analizamos y comparamos el número total de barras no observadas

Si todas las barras son observadas ya no se coloca un nuevo PMU

```

%GENERACION NUMERO RANDOMICO

NumRand=randperm(Fbarra,1);
% FUNCION PARA NO REPETIR LOS NUMEROS RANDOMICOS

[FfPMU CfPMU]=size(checkmatriz);
NOrand=0; %DECLARO VARIABLE QUE OBRENGA LA SUMA PARA
"REPETIR"

for repite=1:CfPMU
    repet=checkmatriz(1,repite);
    if(NumRand==repet)
        NOrand=NOrand+1;
    end
end

%CONDICION DE INYECCION
%CONDICION DE INYECCION
if (NOrand==0 && barraNueva(NumRand,3)==1)
    %CARGO A UNA VARIABLE EL NUMERO DE LA BARRA
EVALUADA
    BarraEval=barraNueva(NumRand,2);
    %LAZO PARA LEER LAS BARRAS OBSERVABLES
    for OBS=1:barraNueva(BarraEval,4);
        x=4+OBS;
        DatoLect=barraNueva(BarraEval,x);
        checkmatriz(1,DatoLect)=DatoLect;
        checkmatriz(2,DatoLect)=1;
    end
    BarCheck=sum(checkmatriz)';
    BarrasCheck=BarCheck(2,1);
    %MATRIZ RESULTADO DE LA UBICACION DE PMU
    y=y+1;
    finalPMU(1,y)=BarraEval;
end
if(BarrasCheck>=Fbarra)
    break
end
end

%barraNueva %Monitoreo
%checkmatriz %Monitoreo
%FINAL PMU %MONITOREO DE DATOS RESULTANTES CON LA
VERIFICACION QUE SI CADA
%BARRA ES OBSERVADA

[FbarrasCheck CbarrasCheck]=size(checkmatriz);
for Z=1:CbarrasCheck
    if checkmatriz (2,Z)==0
        Z1=Z;
        [FbarraNueva CbarraNueva]=size(barraNueva);
        for Z2=5:CbarraNueva

```

Elección de posibilidades de la matriz de barras por elección randomica

Se verifica si la barra es o no inyectable

Elección de barras y evaluación respectivo a los valores a entregarse de la observabilidad del sistema

Si existe PMU almacena los datos en una nueva matriz llamada "checkmatriz"

```

        rev=barraNueva(Z,Z2);
        if rev>0 && barraNueva(rev,3)==1
            [FfinalPMU CfinalPMU]=size(finalPMU);
            Z3=CfinalPMU+1;
            finalPMU(1,Z3)=barraNueva(Z2,1);

checkmatriz(1,Z)=Z;
            checkmatriz(2,Z)=Z;
                end
                    end
                        end
                            end
                                %FINAL PMU
                                %CHECKMATRIZ %MONITOREO DE OBSERVABILIDAD DE INYECCION
                                UNI=unique(finalPMU);
                                PMU1=UNI;
                                end

```

Revisión de barras
no observadas para
alcanzar la

observabilidad del
sistema en general
buscando la barra
inyectable más
cercana.

ANEXO C. PROGRAMA DE UBICACIÓN PMU CASO IEEE 14 BARRAS

UBIC_PMU

```
clc
clear
global x;

x=NUEVO_PMU2;
for i=1:10
    aa(i,:)=x;
    NC=size(aa,2);

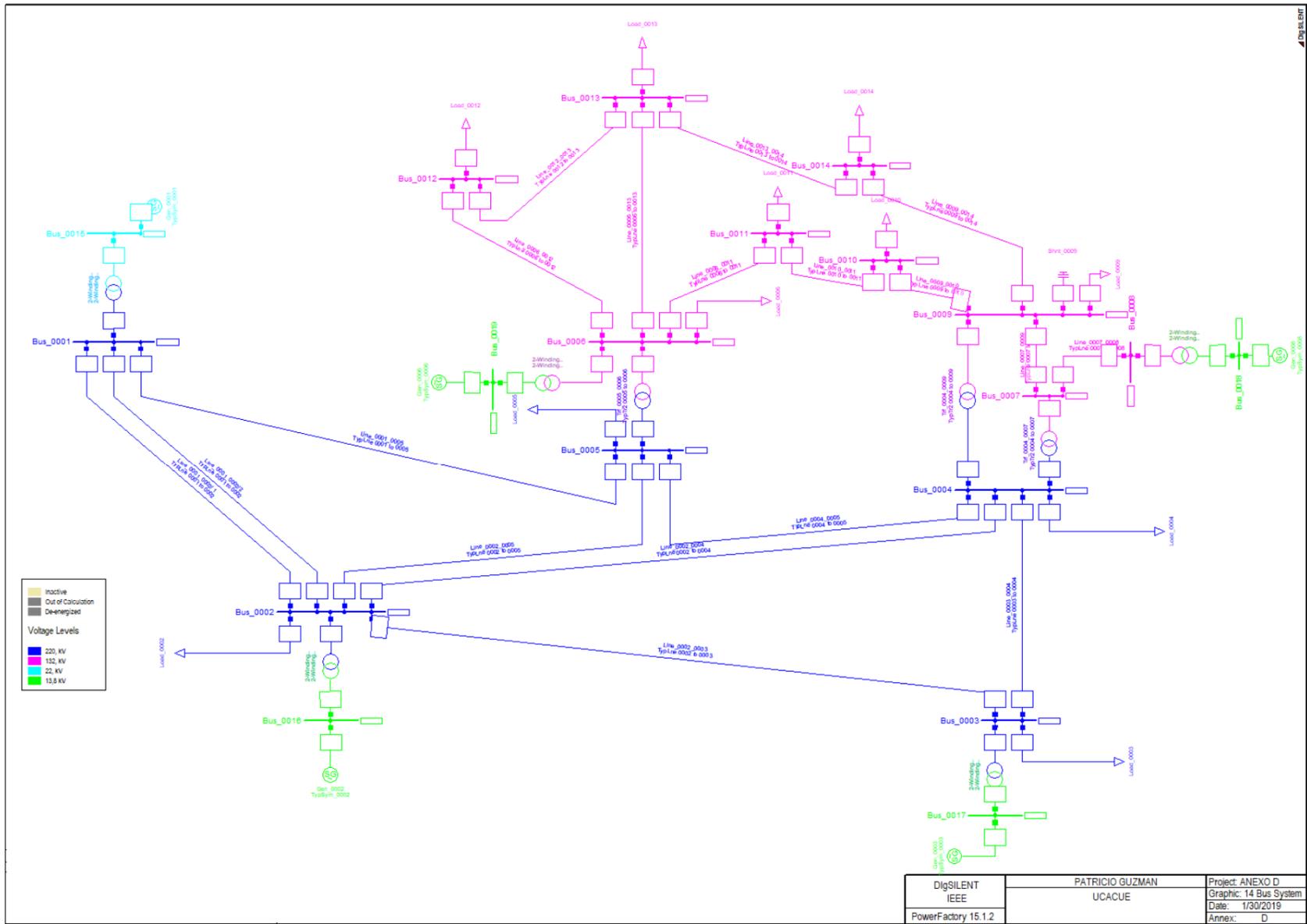
    x=NUEVO_PMU2;
    NC_y=size(x,2);
    if NC>NC_y
        x=[x zeros(1,NC-NC_y)];
    end
    if NC<NC_y
        aa=[aa,zeros(size(aa,1),NC_y-NC)];
    end

end
aa;
[fila colu]=size(aa);
bb=[0 0];
for j=1:fila
    for k=1:colu
        if aa(j,k)>0
            bb(j,k)=1;
        else
            bb(j,k)=0;
        end
    end
end
bb;

base=999;
for m=1:fila
    %suma de cada fila
    sumal=0;
    for n=1:colu
        suma=bb(m,n);
        sumal=sumal+suma;
    end
    %busqueda de fila con menos terminos
    if sumal<base
        base=sumal;
        filaR=m;
    end
    %Exporta la fila con menos barras
    RESPUESTA=aa(filaR,:);
end
fprintf('NUMERO DE FILA CON LA CANTIDAD MINIMA DE PMU EN LA MATRIZ PRINCIPAL ES LA # %d \n',filaR)
cc=RESPUESTA(find (RESPUESTA>0));
dd=unique(cc);
PMUmin=length (dd);
fprintf('PMU MINIMOS A COLOCAR SON %d PMUs\n',PMUmin)
```

```
disp('LISTA DE BARRAS DEL SEP IEEE14 BARRAS DONDE SERAN COLOCADAS LOS PMUS')  
disp (dd)
```

ANEXO D. DIAGRAMA UNIFILAR 14 BARRAS



ANEXO E. RESULTADOS DE FLUJOS DIGSILENT CASO 14 BARRAS

								DigsILENT Project:		
								PowerFactory -----		
								15.1.2 Date: 10/2/2018		

Load Flow Calculation					Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange					

AC Load Flow, balanced, positive sequence					Automatic Model Adaptation for Convergence					No
Automatic Tap Adjust of Transformers					No	Max. Acceptable Load Flow Error for				
Consider Reactive Power Limits					No	Nodes				1,00 kVA
					Model Equations				0,10 %	

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: 01 - Load Flow Case Origin Annex:				/ 1	

	rated		Active Reactive Power					Additional Data		
	Voltage	Bus-voltage	Power	Power	Factor	Current	Loading			
	[kV]	[p.u.] [kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]		

Bus_0008										
	132,00	1,09	143,88	-11,48						
	Cub_1 /Lne	Line_0007_0008	0,00	17,59	0,00	0,07	7,06	Pv: 0,00 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km	
	Cub_2 /Tr2	2-Winding Transfor	-0,00	-17,59	-0,00	0,07	1,61	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0	
Bus_0009										
	132,00	1,06	139,40	-13,08						
	Cub_5 /Lod	Load_0009	29,50	16,60	0,87	0,14		P10: 29,50 MW	Q10: 16,60 Mvar	
	Cub_6 /Shnt	Shnt_0009	0,00	-21,18	0,00	0,09				
	Cub_1 /Lne	Line_0009_0014	9,59	3,55	0,94	0,04	4,24	Pv: 119,21 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km	
	Cub_1(1/Lne	Line_0007_0009	-28,34	-4,88	-0,99	0,12	11,91	Pv: 0,00 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km	
	Cub_2 /Lne	Line_0009_0010	5,49	4,13	0,80	0,03	2,85	Pv: 13,46 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km	
	Cub_3 /Tr2	Trf_0004_0009	-16,23	1,78	-0,99	0,07	15,96	Tap: -1,00	Min: -1 Max: 1	
Bus_0010										
	132,00	1,05	138,75	-13,25						
	Cub_3 /Lod	Load_0010	9,00	5,80	0,84	0,04		P10: 9,00 MW	Q10: 5,80 Mvar	
	Cub_1 /Lne	Line_0009_0010	-5,47	-4,10	-0,80	0,03	2,85	Pv: 13,46 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km	
	Cub_2 /Lne	Line_0010_0011	-3,53	-1,70	-0,90	0,02	1,63	Pv: 11,39 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km	
Bus_0011										
	132,00	1,06	139,52	-12,97						
	Cub_3 /Lod	Load_0011	3,50	1,80	0,89	0,02		P10: 3,50 MW	Q10: 1,80 Mvar	
	Cub_1 /Lne	Line_0010_0011	3,54	1,73	0,90	0,02	1,63	Pv: 11,39 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,00km	
	Cub_2 /Lne	Line_0006_0011	-7,04	-3,53	-0,89	0,03	3,26	Pv: 52,70 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km	
Bus_0012										
	132,00	1,06	139,28	-13,28						
	Cub_3 /Lod	Load_0012	6,10	1,60	0,97	0,03		P10: 6,10 MW	Q10: 1,60 Mvar	
	Cub_1 /Lne	Line_0006_0012	-7,68	-2,37	-0,96	0,03	3,33	Pv: 71,36 kW	cLod: 0,00 Mvar L:1,00 km	
	Cub_2 /Lne	Line_0012_0013	1,58	0,77	0,90	0,01	0,73	Pv: 6,15 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km	

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: 01 - Load Flow Case Origin Annex:				/ 2	

	rated		Active Reactive Power					Additional Data		
	Voltage	Bus-voltage	Power	Power	Factor	Current	Loading			
	[kV]	[p.u.] [kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]		

Bus_0013										
	132,00	1,05	138,66	-13,36						
	Cub_4 /Lod	Load_0013	13,50	5,80	0,92	0,06		P10: 13,50 MW	Q10: 5,80 Mvar	
	Cub_1 /Lne	Line_0012_0013	-1,58	-0,76	-0,90	0,01	0,73	Pv: 6,15 kW	cLod: 0,00 Mvar L:1,00 km	
	Cub_2 /Lne	Line_0006_0013	-17,40	-6,84	-0,93	0,08	7,79	Pv: 209,65 kW	cLod: 0,00 Mvar L:1,00 km	
	Cub_3 /Lne	Line_0013_0014	5,48	1,81	0,95	0,02	2,40	Pv: 51,58 kW	cLod: 0,00 Mvar L:1,00 km	
Bus_0014										
	132,00	1,04	136,70	-14,20						
	Cub_3 /Lod	Load_0014	14,90	5,00	0,95	0,07		P10: 14,90 MW	Q10: 5,00 Mvar	
	Cub_1 /Lne	Line_0013_0014	-5,43	-1,70	-0,95	0,02	2,40	Pv: 51,58 kW	cLod: 0,00 Mvar L:1,00km	

Cub_2 /Lne	Line_0009_0014	-9,47	-3,30	-0,94	0,04	4,24	Pv:	119,21 kW	cLod:0,00	Mvar L:1,00km
Bus_0001										
220,00 1,06 233,20 -0,00										
Cub_1 /Lne	Line_0001_0002/1	84,45	-1,86	1,00	0,21	20,91	Pv:	1230,29 kW	cLod: 5,85	Mvar L:1,00 km
Cub_1(1/Lne	Line_0001_0002/2	84,45	-1,86	1,00	0,21	20,91	Pv:	1230,29 kW	cLod: 5,85	Mvar L:1,00 km
Cub_2 /Lne	Line_0001_0005	61,31	5,19	1,00	0,15	15,32	Pv:	1837,97 kW	cLod: 5,32	Mvar L:1,00 km
Cub_2(1/Tr2	2-Winding Transfor	-230,21	-1,46	-1,00	0,57	21,72	Tap:	0,00	Min: 0	Max: 0
Bus_0015										
22,00 1,06 23,32 0,00										
Cub_1(1/Sym	Gen_0001	230,21	1,46	1,00	5,70	51,39	Typ:	SL		
Cub_3 /Tr2	2-Winding Transfor	230,21	1,46	1,00	5,70	21,72	Tap:	0,00	Min: 0	Max: 0
Bus_0016										
13,80 1,04 14,42 -2,57										
Cub_1(1/Sym	Gen_0002	40,00	12,35	0,96	1,68	41,86	Typ:	PV		
Cub_3 /Tr2	2-Winding Transfor	40,00	12,35	0,96	1,68	4,01	Tap:	0,00	Min: 0	Max: 0
Bus_0017										
13,80 1,01 13,94 -10,58										
Cub_1(1/Sym	Gen_0003	0,00	24,98	0,00	1,03	62,45	Typ:	PV		
Cub_3 /Tr2	2-Winding Transfor	0,00	24,98	0,00	1,03	2,47	Tap:	0,00	Min: 0	Max: 0
Bus_0018										
13,80 1,09 15,04 -11,48										
Cub_1 /Sym	Gen_0008	0,00	17,59	0,00	0,68	70,37	Typ:	PV		
Cub_2 /Tr2	2-Winding Transfor	0,00	17,59	0,00	0,68	1,61	Tap:	0,00	Min: 0	Max: 0
Bus_0019										
13,80 1,07 14,77 -12,43										
Cub_2 /Sym	Gen_0006	0,00	12,73	0,00	0,50	50,93	Typ:	PV		
Cub_3 /Tr2	2-Winding Transfor	0,00	12,73	0,00	0,50	1,19	Tap:	0,00	Min: 0	Max: 0

| Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: 01 - Load Flow Case Origin| Annex: / 3 |

Active Reactive Power										
rated							Additional Data			
Voltage	Bus-voltage	Power	Power	Factor	Current	Loading				
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]		
Bus_0002										
220,00 1,04 229,90 -2,57										
Cub_5 /Lod	Load_0002	21,70	12,70	0,86	0,06	P10: 21,70 MW Q10: 12,70 Mvar				
Cub_1 /Lne	Line_0001_0002/1	-83,22	-0,23	-1,00	0,21	20,91	Pv: 1230,29 kW cLod: 5,85 Mvar L:1,00 km			
Cub_1(1/Lne	Line_0001_0002/2	-83,22	-0,23	-1,00	0,21	20,91	Pv: 1230,29 kW cLod: 5,85 Mvar L:1,00 km			
Cub_2 /Lne	Line_0002_0003	75,57	3,34	1,00	0,19	19,00	Pv: 2471,62 kW cLod: 4,63 Mvar L:1,00 km			
Cub_2(1/Tr2	2-Winding Transfor	-40,00	-12,35	-0,96	0,11	4,01	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0			
Cub_3 /Lne	Line_0002_0005	48,13	-0,59	1,00	0,12	12,09	Pv: 1208,78 kW cLod: 3,69 Mvar L:1,00 km			
Cub_4 /Lne	Line_0002_0004	61,04	-2,64	1,00	0,15	15,34	Pv: 1982,96 kW cLod: 3,62 Mvar L:1,00 km			
Bus_0003										
220,00 1,01 222,20 -10,58										
Cub_4 /Lod	Load_0003	94,20	19,00	0,98	0,25	P10: 94,20 MW Q10: 19,00 Mvar				
Cub_1 /Lne	Line_0002_0003	-73,10	2,45	-1,00	0,19	19,00	Pv: 2471,62 kW cLod: 4,63 Mvar L:1,00 km			
Cub_1(1/Tr2	2-Winding Transfor	-0,00	-24,98	-0,00	0,06	2,47	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0			
Cub_2 /Lne	Line_0003_0004	-21,10	3,53	-0,99	0,06	5,62	Pv: 303,94 kW cLod: 1,32 Mvar L:1,00 km			
Bus_0004										
220,00 1,02 223,88 -8,41										
Cub_6 /Lod	Load_0004	47,80	-3,90	1,00	0,12	P10: 47,80 MW Q10: -3,90 Mvar				
Cub_1 /Lne	Line_0002_0004	-59,06	5,04	-1,00	0,15	15,34	Pv: 1982,96 kW cLod: 3,62 Mvar L:1,00 km			
Cub_2 /Lne	Line_0003_0004	21,40	-4,07	0,98	0,06	5,62	Pv: 303,94 kW cLod: 1,32 Mvar L: 1,00 km			
Cub_3 /Lne	Line_0004_0005	-54,72	13,08	-0,97	0,15	14,51	Pv: 408,09 kW cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km			
Cub_4 /Tr2	Trf_0004_0009	16,23	-0,45	1,00	0,04	15,96	Tap: -1,00 Min: -1 Max: 1			
Cub_5 /Tr2	Trf_0004_0007	28,34	-9,70	0,95	0,08	29,44	Tap: -1,00 Min: -1 Max: 1			
Bus_0005										
220,00 1,02 224,33 -7,04										
Cub_5 /Lod	Load_0005	7,60	1,60	0,98	0,02	P10: 7,60 MW Q10: 1,60 Mvar				
Cub_1 /Lne	Line_0002_0005	-46,92	0,59	-1,00	0,12	12,09	Pv: 1208,78 kW cLod: 3,69 Mvar L: 1,00 km			
Cub_2 /Lne	Line_0004_0005	55,13	-11,79	0,98	0,15	14,51	Pv: 408,09 kW cLod: 0,00 Mvar L: 1,00 km			
Cub_3 /Lne	Line_0001_0005	-59,47	-2,92	-1,00	0,15	15,32	Pv: 1837,97 kW cLod: 5,32 Mvar L:1,00 km			

 | Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |

AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	1,00 kVA
		Model Equations	0,10 %

 | Total System Summary | Study Case: 01 - Load Flow Case Origin | Annex: / 8 |

Generation	Motor Load	Load	Compen- sation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	Noload Losses
[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]
\ASUS\IEEE 14bus_modified(6)\Network Model\Network Data\Grid								
270,21	0,00	259,00	0,00	0,00	0,00	11,21	11,21	0,00
69,11	0,00	73,50	-21,18	0,00	0,00	16,80	47,06	-30,27
Total:								
270,21	0,00	259,00	0,00	0,00		11,21	11,21	0,00
69,11	0,00	73,50	-21,18	0,00		16,80	47,06	-30,27

 | Grid: Grid | Study Case: 01 - Load Flow Case Origin |
 | Equipment: Terminals | Annex: / 1 |

Name	Inside Element	Type	Un [kV]	System Type	No. of Phases	Ithlim [kA]	Iplim [kA]
Bus_0008		132,00	AC	3			
Bus_0009		132,00	AC	3			
Bus_0010		132,00	AC	3			
Bus_0011		132,00	AC	3			
Bus_0012		132,00	AC	3			
Bus_0013		132,00	AC	3			
Bus_0014		132,00	AC	3			
Bus_0001		220,00	AC	3			
Bus_0015		22,00	AC	3			
Bus_0016		13,80	AC	3			
Bus_0017		13,80	AC	3			
Bus_0018		13,80	AC	3			
Bus_0019		13,80	AC	3			
Bus_0002		220,00	AC	3			
Bus_0003		220,00	AC	3			
Bus_0004		220,00	AC	3			
Bus_0005		220,00	AC	3			
Bus_0006		132,00	AC	3			
Bus_0007		132,00	AC	3			

 | Grid: Grid | Study Case: 01 - Load Flow Case Origin |
 | Equipment: Lines | Annex: / 2 |

Name	Busbar	From Busbar	To Busbar	Type	Cross-Sec. [mm^2]	Num- ber [Ohm/km]	R [Ohm/km]	X [uS/km]	B [km]	Distance [kA]	In factor	Der.
Line_0002_00	Bus_0002	Bus_0003	Bus_0005	TypLne 000	0,00	1 22,7432	95,8175	90,4959	1,000	1,000	1,00	
Line_0002_00	Bus_0002	Bus_0005	Bus_0004	TypLne 000	0,00	1 27,5638	84,1579	71,4876	1,000	1,000	1,00	
Line_0002_00	Bus_0002	Bus_0004	Bus_0004	TypLne 000	0,00	1 28,1252	85,3389	70,2479	1,000	1,000	1,00	
Line_0003_00	Bus_0003	Bus_0004	Bus_0004	TypLne 000	0,00	1 32,4328	82,7785	26,4463	1,000	1,000	1,00	
Line_0004_00	Bus_0005	Bus_0004	Bus_0004	TypLne 000	0,00	1 6,4614	20,3812	0,0000	1,000	1,000	1,00	
Line_0006_00	Bus_0006	Bus_0012	Bus_0012	TypLne 000	0,00	1 21,4158	44,5723	0,0000	1,000	1,000	1,00	
Line_0012_00	Bus_0012	Bus_0013	Bus_0013	TypLne 001	0,00	1 38,4931	34,8271	0,0000	1,000	1,000	1,00	
Line_0006_00	Bus_0013	Bus_0006	Bus_0006	TypLne 000	0,00	1 11,5260	22,6982	0,0000	1,000	1,000	1,00	
Line_0013_00	Bus_0013	Bus_0014	Bus_0014	TypLne 001	0,00	1 29,7828	60,6390	0,0000	1,000	1,000	1,00	
Line_0009_00	Bus_0014	Bus_0009	Bus_0009	TypLne 000	0,00	1 22,1476	47,1110	0,0000	1,000	1,000	1,00	
Line_0009_00	Bus_0009	Bus_0010	Bus_0010	TypLne 000	0,00	1 5,5426	14,7233	0,0000	1,000	1,000	1,00	
Line_0010_00	Bus_0010	Bus_0011	Bus_0011	TypLne 001	0,00	1 14,2964	33,4663	0,0000	1,000	1,000	1,00	
Line_0006_00	Bus_0011	Bus_0006	Bus_0006	TypLne 000	0,00	1 16,5493	34,6563	0,0000	1,000	1,000	1,00	
Line_0007_00	Bus_0007	Bus_0009	Bus_0009	TypLne 000	0,00	1 0,0000	19,1681	0,0000	1,000	1,000	1,00	
Line_0007_00	Bus_0007	Bus_0008	Bus_0008	TypLne 000	0,00	1 0,0000	30,6924	0,0000	1,000	1,000	1,00	
Line_0001_00	Bus_0001	Bus_0002	Bus_0002	TypLne 000	0,00	1 9,3799	28,6383	109,0909	1,000	1,000	1,00	

Line_0001_00 Bus_0001	Bus_0005	TypLne 000	0,00	1	26,1505	107,9514	101,6529	1,000	1,000	1,00	
Line_0001_00 Bus_0001	Bus_0002	TypLne 000	0,00	1	9,3799	28,6383	109,0909	1,000	1,000	1,00	

| Grid: Grid | Study Case: 01 - Load Flow Case Orig |
 | Equipment: 2-Winding Transformers | Annex: / 3 |

Name	From Busbar	To Busbar	Type	Num-ber	Sn [MVA]	HV-Side [kV]	LV-Side [kV]	Uk [%]	Pcu [kW]	Io [%]	Voltage/Tap [deg]
Trf_0004_000 Bus_0004	Bus_0004	Bus_0009	TypTr2 000	1	100,000	220,00	132,00		0,000	3,10	0,0
Trf_0004_000 Bus_0004	Bus_0004	Bus_0007	TypTr2 000	1	100,000	220,00	132,00		0,000	2,20	0,0
Trf_0005_000 Bus_0005	Bus_0005	Bus_0006	TypTr2 000	1	100,000	220,00	132,00		0,000	6,80	0,0
2-Winding Tr Bus_0001	Bus_0001	Bus_0015	2-Winding	1	1000,000	220,00	22,00		0,000	0,00	0,0
2-Winding Tr Bus_0002	Bus_0002	Bus_0016	2-Winding	1	1000,000	220,00	13,80		0,000	0,00	0,0
2-Winding Tr Bus_0003	Bus_0003	Bus_0017	2-Winding	1	1000,000	220,00	13,80		0,000	0,00	0,0
2-Winding Tr Bus_0008	Bus_0008	Bus_0018	2-Winding	1	1000,000	132,00	13,80		0,000	0,00	0,0
2-Winding Tr Bus_0006	Bus_0006	Bus_0019	2-Winding	1	1000,000	132,00	13,80		0,000	0,00	0,0

| Grid: Grid | Study Case: 01 - Load Flow Case Orig |
 | Equipment: Loads | Annex: / 4 |

Name	Busbar	Out of Service	S Type	P P	Q cosphi	Voltage [p.u.]	System Type	No of Phases	Conn.
Load_0004	Bus_0004	No	47,80 MW	-3,90 Mvar	1,00				
Load_0005	Bus_0005	No	7,60 MW	1,60 Mvar	1,00				
Load_0006	Bus_0006	No	11,20 MW	7,50 Mvar	1,00				
Load_0010	Bus_0010	No	9,00 MW	5,80 Mvar	1,00				
Load_0011	Bus_0011	No	3,50 MW	1,80 Mvar	1,00				
Load_0012	Bus_0012	No	6,10 MW	1,60 Mvar	1,00				
Load_0013	Bus_0013	No	13,50 MW	5,80 Mvar	1,00				
Load_0014	Bus_0014	No	14,90 MW	5,00 Mvar	1,00				
Load_0002	Bus_0002	No	21,70 MW	12,70 Mvar	1,00				
Load_0009	Bus_0009	No	29,50 MW	16,60 Mvar	1,00				
Load_0003	Bus_0003	No	94,20 MW	19,00 Mvar	1,00				

| Grid: Grid | Study Case: 01 - Load Flow Case Orig |
 | Equipment: Synchronous Machines | Annex: / 5 |

Name	Busbar	Type	Num-ber	Sn [MVA]	Un [kV]	cos phi	xd" [p.u.]	xd"sat [p.u.]	R2 [p.u.]	x2 [p.u.]	R0 [p.u.]	x0 [p.u.]	Re [Ohm]	xe [Ohm]
Gen_0008	Bus_0018	TypSym_000	1	25,00	13,80	0,00	0,20	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	0,000
Gen_0006	Bus_0019	TypSym_000	1	25,00	13,80	0,00	0,20	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	0,000
Gen_0001	Bus_0015	TypSym_000	1	448,00	22,00	0,85	0,20	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	0,000
Gen_0002	Bus_0016	TypSym_000	1	100,00	13,80	0,80	0,14	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	0,000
Gen_0003	Bus_0017	TypSym_000	1	40,00	13,80	0,00	0,23	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	0,000

| Grid: Grid | Study Case: 01 - Load Flow Case Orig |
 | Equipment: Shunts | Annex: / 6 |

Name	Busbar	Out of Service	Shunt-Type	Un [kV]	Vector Group	Capacitor	Reactor	Reactor Resistance	Par.Res. [Ohm]
Shnt_0009	Bus_0009	No	C	132,00	Y	18,99 Mvar			

ANEXO F. BASE DE DATOS IEEE 57 BARRAS

Para el sistema IEEE de 57 toda la información es obtenida de los archivos de la universidad de Washington donde el sistema consta El sistema de prueba modificado de 57 buses IEEE tiene 7 máquinas síncronas con excitadores IEEE tipo 1, 3 de los cuales son compensadores síncronos, 64 buses, 65 líneas de transmisión, 22 transformadores y 42 cargas de impedancia constante. La demanda total de carga es de 1250.8 MW y 336.4 MVAR.

CASE57 Power flow data for IEEE 57 bus test case.

Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
This data was converted from IEEE Common Data Format
(ieee57cdf.txt) on 15-Oct-2014 by cdf2matp, rev. 2393
See end of file for warnings generated during conversion.

Converted from IEEE CDF file from:
<http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>

Manually modified Qmax, Qmin on generator 1 to 200, -140, respectively.

08/25/93 UW ARCHIVE 100.0 1961 W IEEE 57 Bus Test Case

CROSS-REFERENCE INFORMATION

This function calls:

This function is called by:

SOURCE CODE

[function mpc = case57](#)

```
%CASE57 Power flow data for IEEE 57 bus test case.  
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.  
% This data was converted from IEEE Common Data Format  
% (ieee57cdf.txt) on 15-Oct-2014 by cdf2matp, rev. 2393  
% See end of file for warnings generated during conversion.  
%  
% Converted from IEEE CDF file from:  
% http://www.ee.washington.edu/research/pstca/  
%  
% Manually modified Qmax, Qmin on generator 1 to 200, -140, respectively.  
%  
% 08/25/93 UW ARCHIVE      100.0 1961 W IEEE 57 Bus Test Case  
  
% MATPOWER  
% $Id: case57.m 2394 2014-10-15 20:39:39Z ray $  
  
%% MATPOWER Case Format : Version 2
```

mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%

%% system MVA base

mpc.baseMVA = 100;

%% BUS DATA

bus_i	type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV	zone	Vmax	Vmin
=	[
1	3	55	17	0	0	1	1.04	0	0	1	1.06	0.94;
2	2	3	88	0	0	1	1.01	-1.18	0	1	1.06	0.94;
3	2	41	21	0	0	1	0.985	-5.97	0	1	1.06	0.94;
4	1	0	0	0	0	1	0.981	-7.32	0	1	1.06	0.94;
5	1	13	4	0	0	1	0.976	-8.52	0	1	1.06	0.94;
6	2	75	2	0	0	1	0.98	-8.65	0	1	1.06	0.94;
7	1	0	0	0	0	1	0.984	-7.58	0	1	1.06	0.94;
8	2	150	22	0	0	1	1.005	-4.45	0	1	1.06	0.94;
9	2	121	26	0	0	1	0.98	-9.56	0	1	1.06	0.94;
10	1	5	2	0	0	1	0.986	-11.43	0	1	1.06	0.94;
11	1	0	0	0	0	1	0.974	-10.17	0	1	1.06	0.94;
12	2	377	24	0	0	1	1.015	-10.46	0	1	1.06	0.94;
13	1	18	2.3	0	0	1	0.979	-9.79	0	1	1.06	0.94;
14	1	10.5	5.3	0	0	1	0.97	-9.33	0	1	1.06	0.94;
15	1	22	5	0	0	1	0.988	-7.18	0	1	1.06	0.94;
16	1	43	3	0	0	1	1.013	-8.85	0	1	1.06	0.94;
17	1	42	8	0	0	1	1.017	-5.39	0	1	1.06	0.94;
18	1	27.2	9.8	0	10	1	1.001	-11.71	0	1	1.06	0.94;
19	1	3.3	0.6	0	0	1	0.97	-13.2	0	1	1.06	0.94;
20	1	2.3	1	0	0	1	0.964	-13.41	0	1	1.06	0.94;
21	1	0	0	0	0	1	1.008	-12.89	0	1	1.06	0.94;
22	1	0	0	0	0	1	1.01	-12.84	0	1	1.06	0.94;
23	1	6.3	2.1	0	0	1	1.008	-12.91	0	1	1.06	0.94;
24	1	0	0	0	0	1	0.999	-13.25	0	1	1.06	0.94;
25	1	6.3	3.2	0	5.9	1	0.982	-18.13	0	1	1.06	0.94;
26	1	0	0	0	0	1	0.959	-12.95	0	1	1.06	0.94;
27	1	9.3	0.5	0	0	1	0.982	-11.48	0	1	1.06	0.94;
28	1	4.6	2.3	0	0	1	0.997	-10.45	0	1	1.06	0.94;
29	1	17	2.6	0	0	1	1.01	-9.75	0	1	1.06	0.94;
30	1	3.6	1.8	0	0	1	0.962	-18.68	0	1	1.06	0.94;
31	1	5.8	2.9	0	0	1	0.936	-19.34	0	1	1.06	0.94;
32	1	1.6	0.8	0	0	1	0.949	-18.46	0	1	1.06	0.94;
33	1	3.8	1.9	0	0	1	0.947	-18.5	0	1	1.06	0.94;
34	1	0	0	0	0	1	0.959	-14.1	0	1	1.06	0.94;
35	1	6	3	0	0	1	0.966	-13.86	0	1	1.06	0.94;
36	1	0	0	0	0	1	0.976	-13.59	0	1	1.06	0.94;

%% BRANCH DATA

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status	angmin	angmax
=	[
1	2	0.0083	0.028	0.129	0	0	0	0	0	1	-360	360;
2	3	0.0298	0.085	0.0818	0	0	0	0	0	1	-360	360;
3	4	0.0112	0.0366	0.038	0	0	0	0	0	1	-360	360;
4	5	0.0625	0.132	0.0258	0	0	0	0	0	1	-360	360;
4	6	0.043	0.148	0.0348	0	0	0	0	0	1	-360	360;
6	7	0.02	0.102	0.0276	0	0	0	0	0	1	-360	360;
6	8	0.0339	0.173	0.047	0	0	0	0	0	1	-360	360;
8	9	0.0099	0.0505	0.0548	0	0	0	0	0	1	-360	360;
9	10	0.0369	0.1679	0.044	0	0	0	0	0	1	-360	360;
9	11	0.0258	0.0848	0.0218	0	0	0	0	0	1	-360	360;
9	12	0.0648	0.295	0.0772	0	0	0	0	0	1	-360	360;
9	13	0.0481	0.158	0.0406	0	0	0	0	0	1	-360	360;
13	14	0.0132	0.0434	0.011	0	0	0	0	0	1	-360	360;
13	15	0.0269	0.0869	0.023	0	0	0	0	0	1	-360	360;
1	15	0.0178	0.091	0.0988	0	0	0	0	0	1	-360	360;
1	16	0.0454	0.206	0.0546	0	0	0	0	0	1	-360	360;
1	17	0.0238	0.108	0.0286	0	0	0	0	0	1	-360	360;
3	15	0.0162	0.053	0.0544	0	0	0	0	0	1	-360	360;
4	18	0	0.555	0	0	0	0	0.97	0	1	-360	360;
4	18	0	0.43	0	0	0	0	0.978	0	1	-360	360;
5	6	0.0302	0.0641	0.0124	0	0	0	0	0	1	-360	360;
7	8	0.0139	0.0712	0.0194	0	0	0	0	0	1	-360	360;
10	12	0.0277	0.1262	0.0328	0	0	0	0	0	1	-360	360;
11	13	0.0223	0.0732	0.0188	0	0	0	0	0	1	-360	360;
12	13	0.0178	0.058	0.0604	0	0	0	0	0	1	-360	360;
12	16	0.018	0.0813	0.0216	0	0	0	0	0	1	-360	360;
12	17	0.0397	0.179	0.0476	0	0	0	0	0	1	-360	360;
14	15	0.0171	0.0547	0.0148	0	0	0	0	0	1	-360	360;
18	19	0.461	0.685	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
19	20	0.283	0.434	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
21	20	0	0.7767	0	0	0	0	1.043	0	1	-360	360;
21	22	0.0736	0.117	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
22	23	0.0099	0.0152	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
23	24	0.166	0.256	0.0084	0	0	0	0	0	1	-360	360;
24	25	0	1.182	0	0	0	0	1	0	1	-360	360;
24	25	0	1.23	0	0	0	0	1	0	1	-360	360;
24	26	0	0.0473	0	0	0	0	1.043	0	1	-360	360;
26	27	0.165	0.254	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
27	28	0.0618	0.0954	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;

28	29	0.0418	0.0587	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
7	29	0	0.0648	0	0	0	0	0.967	0	1	-360	360;
25	30	0.135	0.202	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
30	31	0.326	0.497	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
31	32	0.507	0.755	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
32	33	0.0392	0.036	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
34	32	0	0.953	0	0	0	0	0.975	0	1	-360	360;
34	35	0.052	0.078	0.0032	0	0	0	0	0	1	-360	360;
35	36	0.043	0.0537	0.0016	0	0	0	0	0	1	-360	360;
36	37	0.029	0.0366	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
37	38	0.0651	0.1009	0.002	0	0	0	0	0	1	-360	360;
37	39	0.0239	0.0379	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
36	40	0.03	0.0466	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
22	38	0.0192	0.0295	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
11	41	0	0.749	0	0	0	0	0.955	0	1	-360	360;
41	42	0.207	0.352	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
41	43	0	0.412	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
38	44	0.0289	0.0585	0.002	0	0	0	0	0	1	-360	360;
15	45	0	0.1042	0	0	0	0	0.955	0	1	-360	360;
14	46	0	0.0735	0	0	0	0	0.9	0	1	-360	360;
46	47	0.023	0.068	0.0032	0	0	0	0	0	1	-360	360;
47	48	0.0182	0.0233	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
48	49	0.0834	0.129	0.0048	0	0	0	0	0	1	-360	360;
49	50	0.0801	0.128	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
50	51	0.1386	0.22	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
10	51	0	0.0712	0	0	0	0	0.93	0	1	-360	360;
13	49	0	0.191	0	0	0	0	0.895	0	1	-360	360;
29	52	0.1442	0.187	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
52	53	0.0762	0.0984	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
53	54	0.1878	0.232	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
54	55	0.1732	0.2265	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
11	43	0	0.153	0	0	0	0	0.958	0	1	-360	360;
44	45	0.0624	0.1242	0.004	0	0	0	0	0	1	-360	360;
40	56	0	1.195	0	0	0	0	0.958	0	1	-360	360;
56	41	0.553	0.549	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
56	42	0.2125	0.354	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
39	57	0	1.355	0	0	0	0	0.98	0	1	-360	360;
57	56	0.174	0.26	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
38	49	0.115	0.177	0.003	0	0	0	0	0	1	-360	360;
38	48	0.0312	0.0482	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
9	55	0	0.1205	0	0	0	0	0.94	0	1	-360	360;
];												

%%----- OPF Data -----%%
%% generator cost data

```

% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
mpc.gencost = [
2 0 0 3 0.077579519 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.25 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.0222222222 20 0;
2 0 0 3 0.01 40 0;
2 0 0 3 0.0322580645 20 0;
];

```

```
%% bus names
```

```

mpc.bus_name = {
'Kanawha V1';
'Turner V1';
'Logan V1';
'Sprigg V1';
'Bus 5 V1';
'Beaver Ck V1';
'Bus 7 V1';
'Clinch Rv V1';
'Saltville V1';
'Bus 10 V1';
'Tazewell V1';
'Glen Lyn V1';
'Bus 13 V1';
'Bus 14 V1';
'Bus 15 V1';
'Bus 16 V1';
'Bus 17 V1';
'Sprigg V2';
'Bus 19 V2';
'Bus 20 V2';
'Bus 21 V3';
'Bus 22 V3';
'Bus 23 V3';
'Bus 24 V3';
'Bus 25 V4';
'Bus 26 V5';
'Bus 27 V5';
'Bus 28 V5';
'Bus 29 V5';
'Bus 30 V4';
'Bus 31 V4';
'Bus 32 V4';
'Bus 33 V4';
'Bus 34 V3';
'Bus 35 V3';
'Bus 36 V3';
'Bus 37 V3';
'Bus 38 V3';
'Bus 39 V3';
'Bus 40 V3';
'Tazewell V6';

```

'Bus 42 V6';
'Tazewell V7';
'Bus 44 V3';
'Bus 45 V3';
'Bus 46 V3';
'Bus 47 V3';
'Bus 48 V3';
'Bus 49 V3';
'Bus 50 V3';
'Bus 51 V3';
'Bus 52 V5';
'Bus 53 V5';
'Bus 54 V5';
'Saltville V5';
'Bus 56 V6';
'Bus 57 V6';
};

ANEXO G. PROGRAMA DE REDUCCION IEEE 57 BARRAS

A continuación, se describe la programación realizada en Matlab para este caso

NUEVO_PMU2

```
function [PMU1]=NUEVO_PMU2()
clc
clear all
%global y
% estos son los datos de las barras de cada barra del sistema eléctrico de potencia de 57 barras
caso ieee
```

```
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
barra = [
1 3 55 17 0 0 1 1.04 0 0 1 1.06 0.94;
2 2 3 88 0 0 1 1.01 -1.18 0 1 1.06 0.94;
3 2 41 21 0 0 1 0.985 -5.97 0 1 1.06 0.94;
4 1 0 0 0 0 1 0.981 -7.32 0 1 1.06 0.94;
5 1 13 4 0 0 1 0.976 -8.52 0 1 1.06 0.94;
6 2 75 2 0 0 1 0.98 -8.65 0 1 1.06 0.94;
7 1 0 0 0 0 1 0.984 -7.58 0 1 1.06 0.94;
8 2 150 22 0 0 1 1.005 -4.45 0 1 1.06 0.94;
9 2 121 26 0 0 1 0.98 -9.56 0 1 1.06 0.94;
10 1 5 2 0 0 1 0.986 -11.43 0 1 1.06 0.94;
11 1 0 0 0 0 1 0.974 -10.17 0 1 1.06 0.94;
12 2 377 24 0 0 1 1.015 -10.46 0 1 1.06 0.94;
13 1 18 2.3 0 0 1 0.979 -9.79 0 1 1.06 0.94;
14 1 10.5 5.3 0 0 1 0.97 -9.33 0 1 1.06 0.94;
15 1 22 5 0 0 1 0.988 -7.18 0 1 1.06 0.94;
16 1 43 3 0 0 1 1.013 -8.85 0 1 1.06 0.94;
17 1 42 8 0 0 1 1.017 -5.39 0 1 1.06 0.94;
18 1 27.2 9.8 0 10 1 1.001 -11.71 0 1 1.06 0.94;
19 1 3.3 0.6 0 0 1 0.97 -13.2 0 1 1.06 0.94;
20 1 2.3 1 0 0 1 0.964 -13.41 0 1 1.06 0.94;
21 1 0 0 0 0 1 1.008 -12.89 0 1 1.06 0.94;
22 1 0 0 0 0 1 1.01 -12.84 0 1 1.06 0.94;
23 1 6.3 2.1 0 0 1 1.008 -12.91 0 1 1.06 0.94;
24 1 0 0 0 0 1 0.999 -13.25 0 1 1.06 0.94;
25 1 6.3 3.2 0 5.9 1 0.982 -18.13 0 1 1.06 0.94;
26 1 0 0 0 0 1 0.959 -12.95 0 1 1.06 0.94;
27 1 9.3 0.5 0 0 1 0.982 -11.48 0 1 1.06 0.94;
28 1 4.6 2.3 0 0 1 0.997 -10.45 0 1 1.06 0.94;
29 1 17 2.6 0 0 1 1.01 -9.75 0 1 1.06 0.94;
30 1 3.6 1.8 0 0 1 0.962 -18.68 0 1 1.06 0.94;
```

31	1	5.8	2.9	0	0	1	0.936	-19.34	0	1	1.06	0.94;
32	1	1.6	0.8	0	0	1	0.949	-18.46	0	1	1.06	0.94;
33	1	3.8	1.9	0	0	1	0.947	-18.5	0	1	1.06	0.94;
34	1	0	0	0	0	1	0.959	-14.1	0	1	1.06	0.94;
35	1	6	3	0	0	1	0.966	-13.86	0	1	1.06	0.94;
36	1	0	0	0	0	1	0.976	-13.59	0	1	1.06	0.94;
37	1	0	0	0	0	1	0.985	-13.41	0	1	1.06	0.94;
38	1	14	7	0	0	1	1.013	-12.71	0	1	1.06	0.94;
39	1	0	0	0	0	1	0.983	-13.46	0	1	1.06	0.94;
40	1	0	0	0	0	1	0.973	-13.62	0	1	1.06	0.94;
41	1	6.3	3	0	0	1	0.996	-14.05	0	1	1.06	0.94;
42	1	7.1	4.4	0	0	1	0.966	-15.5	0	1	1.06	0.94;
43	1	2	1	0	0	1	1.01	-11.33	0	1	1.06	0.94;
44	1	12	1.8	0	0	1	1.017	-11.86	0	1	1.06	0.94;
45	1	0	0	0	0	1	1.036	-9.25	0	1	1.06	0.94;
46	1	0	0	0	0	1	1.05	-11.89	0	1	1.06	0.94;
47	1	29.7	11.6	0	0	1	1.033	-12.49	0	1	1.06	0.94;
48	1	0	0	0	0	1	1.027	-12.59	0	1	1.06	0.94;
49	1	18	8.5	0	0	1	1.036	-12.92	0	1	1.06	0.94;
50	1	21	10.5	0	0	1	1.023	-13.39	0	1	1.06	0.94;
51	1	18	5.3	0	0	1	1.052	-12.52	0	1	1.06	0.94;
52	1	4.9	2.2	0	0	1	0.98	-11.47	0	1	1.06	0.94;
53	1	20	10	0	6.3	1	0.971	-12.23	0	1	1.06	0.94;
54	1	4.1	1.4	0	0	1	0.996	-11.69	0	1	1.06	0.94;
55	1	6.8	3.4	0	0	1	1.031	-10.78	0	1	1.06	0.94;
56	1	7.6	2.2	0	0	1	0.968	-16.04	0	1	1.06	0.94;
57	1	6.7	2	0	0	1	0.965	-16.56	0	1	1.06	0.94;

];

% Estos son los datos de las líneas de cada barra del sistema eléctrico de potencia de 57 barras caso IEEE

%fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status	angmin	angmax
Línea=	[
1	2	0.0083	0.028	0.129	0	0	0	0	0	1	-360	360;
2	3	0.0298	0.085	0.0818	0	0	0	0	0	1	-360	360;
3	4	0.0112	0.0366	0.038	0	0	0	0	0	1	-360	360;
4	5	0.0625	0.132	0.0258	0	0	0	0	0	1	-360	360;
4	6	0.043	0.148	0.0348	0	0	0	0	0	1	-360	360;
6	7	0.02	0.102	0.0276	0	0	0	0	0	1	-360	360;
6	8	0.0339	0.173	0.047	0	0	0	0	0	1	-360	360;
8	9	0.0099	0.0505	0.0548	0	0	0	0	0	1	-360	360;
9	10	0.0369	0.1679	0.044	0	0	0	0	0	1	-360	360;
9	11	0.0258	0.0848	0.0218	0	0	0	0	0	1	-360	360;
9	12	0.0648	0.295	0.0772	0	0	0	0	0	1	-360	360;
9	13	0.0481	0.158	0.0406	0	0	0	0	0	1	-360	360;
13	14	0.0132	0.0434	0.011	0	0	0	0	0	1	-360	360;
13	15	0.0269	0.0869	0.023	0	0	0	0	0	1	-360	360;
1	15	0.0178	0.091	0.0988	0	0	0	0	0	1	-360	360;

1	16	0.0454	0.206	0.0546	0	0	0	0	0	1	-360	360;
1	17	0.0238	0.108	0.0286	0	0	0	0	0	1	-360	360;
3	15	0.0162	0.053	0.0544	0	0	0	0	0	1	-360	360;
4	18	0	0.555	0	0	0	0	0.97	0	1	-360	360;
4	18	0	0.43	0	0	0	0	0.978	0	1	-360	360;
5	6	0.0302	0.0641	0.0124	0	0	0	0	0	1	-360	360;
7	8	0.0139	0.0712	0.0194	0	0	0	0	0	1	-360	360;
10	12	0.0277	0.1262	0.0328	0	0	0	0	0	1	-360	360;
11	13	0.0223	0.0732	0.0188	0	0	0	0	0	1	-360	360;
12	13	0.0178	0.058	0.0604	0	0	0	0	0	1	-360	360;
12	16	0.018	0.0813	0.0216	0	0	0	0	0	1	-360	360;
12	17	0.0397	0.179	0.0476	0	0	0	0	0	1	-360	360;
14	15	0.0171	0.0547	0.0148	0	0	0	0	0	1	-360	360;
18	19	0.461	0.685	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
19	20	0.283	0.434	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
21	20	0	0.7767	0	0	0	0	1.043	0	1	-360	360;
21	22	0.0736	0.117	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
22	23	0.0099	0.0152	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
23	24	0.166	0.256	0.0084	0	0	0	0	0	1	-360	360;
24	25	0	1.182	0	0	0	0	1	0	1	-360	360;
24	25	0	1.23	0	0	0	0	1	0	1	-360	360;
24	26	0	0.0473	0	0	0	0	1.043	0	1	-360	360;
26	27	0.165	0.254	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
27	28	0.0618	0.0954	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
28	29	0.0418	0.0587	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
7	29	0	0.0648	0	0	0	0	0.967	0	1	-360	360;
25	30	0.135	0.202	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
30	31	0.326	0.497	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
31	32	0.507	0.755	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
32	33	0.0392	0.036	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
34	32	0	0.953	0	0	0	0	0.975	0	1	-360	360;
34	35	0.052	0.078	0.0032	0	0	0	0	0	1	-360	360;
35	36	0.043	0.0537	0.0016	0	0	0	0	0	1	-360	360;
36	37	0.029	0.0366	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
37	38	0.0651	0.1009	0.002	0	0	0	0	0	1	-360	360;
37	39	0.0239	0.0379	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
36	40	0.03	0.0466	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
22	38	0.0192	0.0295	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
11	41	0	0.749	0	0	0	0	0.955	0	1	-360	360;
41	42	0.207	0.352	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
41	43	0	0.412	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;
38	44	0.0289	0.0585	0.002	0	0	0	0	0	1	-360	360;
15	45	0	0.1042	0	0	0	0	0.955	0	1	-360	360;
14	46	0	0.0735	0	0	0	0	0.9	0	1	-360	360;
46	47	0.023	0.068	0.0032	0	0	0	0	0	1	-360	360;
47	48	0.0182	0.0233	0	0	0	0	0	0	1	-360	360;

```

48 49 0.0834 0.129 0.0048 0 0 0 0 0 1 -360 360;
49 50 0.0801 0.128 0 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
50 51 0.1386 0.22 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
10 51 0 0.0712 0 0 0 0 0.93 0 1 -360 360;
13 49 0 0.191 0 0 0 0 0.895 0 1 -360 360;
29 52 0.1442 0.187 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
52 53 0.0762 0.0984 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
53 54 0.1878 0.232 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
54 55 0.1732 0.2265 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
11 43 0 0.153 0 0 0 0 0.958 0 1 -360 360;
44 45 0.0624 0.1242 0.004 0 0 0 0 0 1 -360 360;
40 56 0 1.195 0 0 0 0 0.958 0 1 -360 360;
56 41 0.553 0.549 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
56 42 0.2125 0.354 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
39 57 0 1.355 0 0 0 0 0.98 0 1 -360 360;
57 56 0.174 0.26 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
38 49 0.115 0.177 0.003 0 0 0 0 0 1 -360 360;
38 48 0.0312 0.0482 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
9 55 0 0.1205 0 0 0 0 0.94 0 1 -360 360;

```

```
];
```

```
% CONTADOR DE BARRAS
```

```
[Fbarra Cbarra]=size(barra);
```

```
% CONTADOR DE LINEA
```

```
[Flinea Clinea]=size(linea);
```

```
% INGRESO NUMERO DE BARRAS
```

```
barraNueva=[Fbarra Fbarra];
```

```
for lectura=1:Fbarra;
```

```
var=barra(lectura,3);
```

```
%LAZO QUE INGRESA EL VALOR DE LA INYECTIVIDAD EN LA MATRIZ
```

```
%BARRANUEVA
```

```
if(var~=0)
```

```
nueva=1;
```

```
else
```

```
nueva=0;
```

```
end
```

```
barraNueva(lectura,1)=lectura;
```

```
barraNueva(lectura,2)=barra(lectura,1);
```

```
barraNueva(lectura,3)=nueva;
```

```
end
```

```
% BARRANUEVA % MONITOREO DE DATOS BARRA NUEVA
```

```
%GENERO MATRIZ DE BARRAS CON TRANSFORMADORES
```

```
Mtrafo=[0 0];
```

```
for traf=1:Flinea
```

```
if linea(traf,3)==0
```

```
Mtrafo(traf,1)=linea(traf,1);
```

```

        Mtrafo(traf,2)=linea(traf,2);
    end
end

% REALIZO EL MONITOREO PARA QUE EN CADA BARRA EXISTE O NO
TRANSFORMDORES
% Mtrafo % Monitoreo de dato si existe o no trafo
[FLINEA CCOLUMNA]= size (Mtrafo);

% GRABO MATRIZ CON LO VISUALIZADO DESDE LAS BARRAS DEL TRANSFORMADOR

for trafoBar=1:FLINEA
    if Mtrafo(trafoBar,1)>0
        j=2;
        for vis=1:FLINEA
            if(Mtrafo(trafoBar,1)==linea(vis,1))
                j=1+j;
                Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,2);
            end
            if(Mtrafo(trafoBar,1)==linea(vis,2))
                j=1+j;
                Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,1);
            end
            if(Mtrafo(trafoBar,2)==linea(vis,1))
                j=1+j;
                Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,2);
            end
            if(Mtrafo(trafoBar,2)==linea(vis,2))
                j=1+j;
                Mtrafo(trafoBar,j)=linea(vis,1);
            end
        end
    end
end

%MTRAFO % MONITOREO DE DATOS EN OBSERVABILIDAD EN TRAFOS
%=====

%CARGAR VALOR DE LAS BARRAS VISIBLES

for lecBarra=1:Fbarra
    i=5

    %CONDICION DE LAS BARRAS DE INYECCION

    if (barraNueva(lecBarra,3)==1)
        %PRIMERA BARRA QUE LEE CADA BARRA ES ASI MISMA
        barraNueva(lecBarra,5)=lecBarra;
        %LAZO PARA LEER CADA FILA BUSCANDO CADA BARRA
        for visible=1:Flinea;
            %BUSQUEDA Y ESCRITURA DE BARRAS VISUALIZADAS HACIA LA
BARRA

            if (lecBarra==linea(visible,2))
                i=1+i;
                barraNueva (lecBarra,i)=linea(visible,1)
            end
        end
    end
end
end

```

```

end

%BARRA NUEVA %MONITOREO DE DATOS MODIFICADOS CON LA OBSERVABILIDADDE
LAS
%BARRAS SOLO BARRAS
%=====
==

[FBN CBN]=size(barraNueva);
[FTR CTR]=size(Mtrafo);
for NB=1:FBN
    k=CBN-1;
    if (barraNueva(NB,3)==1)

        for vis=1:FTR;
            if
Mtrafo(vis,1)==barraNueva(NB,2) || Mtrafo(vis,2)==barraNueva(NB,2)
                for vis2=1:CTR
                    k=1+k;
                    barraNueva(NB,k)=Mtrafo(vis,vis2);
                end
            end
        end
    end
end
[Fadd Cadd]=size(barraNueva);
[FTRAFO CTRAFO]=size(Mtrafo);

for g=1:Fadd
    for h=5:Cadd
        ff=Cadd;
        for f=1:FTRAFO
            if barraNueva(g,h)==Mtrafo(f,1)
                ff=ff+1;
                barraNueva(g,ff)=Mtrafo(f,2);
            end
            if barraNueva(g,h)==Mtrafo(f,2)
                ff=ff+1;
                barraNueva(g,ff)=Mtrafo(f,1);
            end
        end
    end
end

%BARRA NUEVA %MONITOREO DE DATOS DE OBSERVABILIDAD YA AHDERIDA LA
VISUALIZACION DE LOS TRAFOS
%=====
=====

%SE MIDE NUEVAMENTE LAS FILAS Y COLUMNAS PARA SUPRIMIR DATOS
INNECESARIOS
%SE BORRA LAS PRIMERAS 4 COLUMNAS PARA COMPARAR

barraNueva2=barraNueva;
barraNueva2(:,1)=[];
barraNueva2(:,1)=[];
barraNueva2(:,1)=[];
barraNueva2(:,1)=[];

% barraNueva2;%matriz solamente con las barras visibles total

```

```

[F C]=size(barraNueva2);
Matriz=barraNueva2(1,:);
N=unique(Matriz);
Alm(1,:)=N;
for k=1:F
    Alm(k,:)=N;
    NC=size(Alm,2);
    kk=k+1;
    if k<F
        Matriz=barraNueva2(kk,:);
        N=unique(Matriz);
        NC_N=size(N,2);
        if NC>NC_N
            N=[N zeros(1,NC-NC_N)];
        end
        if NC<NC_N
            Alm=[Alm,zeros(size(Alm,1),NC_N-NC)];
        end
    else
        Matriz=barraNueva2(k,:);
        N=unique(Matriz);
    end
end
end

```

```

% Alm %MONITOREO DE SUPRESION DE DATOS DE LINEA, DEJANDO SOLO LA LINEA
DE
% OBSERVABILIDAD
%
%se crea la matriz total de barras

```

```

[F1 C1]=size(Alm);
barraNuevaF(:,1)=barraNueva(:,1);
barraNuevaF(:,2)=barraNueva(:,2);
barraNuevaF(:,3)=barraNueva(:,3);
barraNuevaF(:,4)=barraNueva(:,4);
for Total=1:C1
    tot1=Total+4;
    barraNuevaF(:,tot1)=Alm(:,Total);
end

```

```

barraNuevaF(:,5)=[];
% barraNuevaF;
%SE CONTABILIZA EL NUMERO DE BARRAS OBSERVABLES
%CREA MATRIZ SOLO DE BARRAS OBSERVABLES
nuevaBarra=barraNuevaF;

```

```

[actF actC]=size(nuevaBarra);
for lecBarra2=1:actF
    ii=0;
    if (nuevaBarra(lecBarra2,3)==1)
        for cuenta=1:(actC-4);
            cuentacol=cuenta+4;
            lect=nuevaBarra(lecBarra2,cuentacol);
            if (lect>0)
                ii=ii+1;
            else

```



```

end
if(BarrasCheck>=Fbarra)
    break
end
end

%barraNueva %Monitoreo
%checkmatriz %Monitoreo
%FINAL PMU %MONITOREO DE DATOS RESULTANTES CON LA VERRIFICACION QUE SI
CADA
%BARRA ES OBSERVADA

[FbarrasCheck CbarrasCheck]=size(checkmatriz);
for Z=1:CbarrasCheck
    if checkmatriz (2,Z)==0
        Z1=Z;
        [FbarraNueva CbarraNueva]=size(barraNueva);
        for Z2=5:CbarraNueva
            rev=barraNueva(Z,Z2);
            if rev>0 && barraNueva(rev,3)==1
                [FfinalPMU CfinalPMU]=size(finalPMU);
                Z3=CfinalPMU+1;
                finalPMU(1,Z3)=barraNueva(Z2,1);
                checkmatriz(1,Z)=Z;
                checkmatriz(2,Z)=Z;
            end
        end
    end
end
end
%FINAL PMU
%CHECKMATRIZ %MONITOREO DE OBSERVABILIDAD DE INYECCION
UNI=unique(finalPMU);
PMU1=UNI;
end

```

ANEXO H. PROGRAMA DE UBICACIÓN PMU IEEE 57 BARRAS

UBIC_PMU

```
clc
clear
global x;

x=NUEVO_PMU2;
for i=1:250
    aa(i,:)=x;
    NC=size(aa,2);

    x=NUEVO_PMU2;
    NC_y=size(x,2);
    if NC>NC_y
        x=[x zeros(1,NC-NC_y)];
    end
    if NC<NC_y
        aa=[aa,zeros(size(aa,1),NC_y-NC)];
    end

end

%
end
aa;
% bb
[fila colu]=size(aa);
bb=[0 0];
for j=1:fila
    for k=1:colu
        if aa(j,k)>0
            bb(j,k)=1;
        else
            bb(j,k)=0;
        end
    end
end
end
bb;

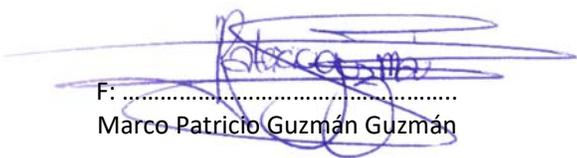
base=999;
for m=1:fila
    %suma de cada fila
    suma1=0;
    for n=1:colu
        suma=bb(m,n);
        suma1=suma1+suma;
    end
    %busqueda de fila con menos terminos
    if suma1<base
        base=suma1;
        filaR=m;
    end
end
```

```
%Exporta la fila con menos barras
RESPUESTA=aa(filaR,:);
end
fprintf('NUMERO DE FILA CON LA CANTIDAD MINIMA DE PMU EN LA MATRIZ
PRINCIPAL ES LA # %d \n',filaR)
cc=RESPUESTA(find (RESPUESTA>0));
dd=unique(cc);
PMUmin=length (dd);
fprintf('PMU MINIMOS A COLOCAR SON %d PMUs\n',PMUmin)
disp('LISTA DE BARRAS DEL SEP IEEE57 BARRAS DONDE SERAN COLOCADAS
LOS PMUS')
disp (dd)
```

**PERMISO DEL AUTOR DE TESIS PARA SUBIR AL REPOSITORIO
INSTITUCIONAL**

Yo, **Marco Patricio Guzmán Guzmán** portador(a) de la cédula de ciudadanía N° 0105365324. En calidad de autor/a y titular de los derechos patrimoniales del trabajo de titulación **“Simulación de la ubicación óptima de PMU mediante el Software DIGSILENT en un sistema de potencia”** de conformidad a lo establecido en el artículo 114 Código Orgánico de la Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación, reconozco a favor de la Universidad Católica de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos, Así mismo; autorizo a la Universidad para que realice la publicación de éste trabajo de titulación en el Repositorio Institucional de conformidad a lo dispuesto en el artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 21 de Enero de 2019



F:
Marco Patricio Guzmán Guzmán