



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

ESTIMACIÓN DE ESTADO PARA ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica

P R E S E N T A:

ING. JORGE URIEL SEVILLA ROMERO



MÉXICO, D.F. DICIEMBRE DE 2012



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO
ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 12:00 horas del día 6 del mes de Diciembre del 2012 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIME-Zacatenco para examinar la tesis titulada:

“ESTIMACIÓN DE ESTADO PARA ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN”

Presentada por el alumno:

SEVILLA	ROMERO	JORGE URIEL							
Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)							
		Con registro:							
		<table border="1"> <tr> <td>B</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>2</td> <td>1</td> <td>5</td> <td>9</td> </tr> </table>	B	1	0	2	1	5	9
B	1	0	2	1	5	9			

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

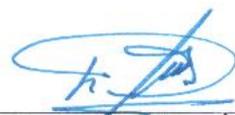
LA COMISIÓN REVISORA

Los Directores(a) de tesis



DR RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

Presidente



DR. JAIME ROBLES GARCÍA

Segundo Vocal



DR DANIEL OLGUIN SALINAS

Tercer Vocal



DR. JAIME ROBLES GARCÍA

Secretario



DR. GERMAN ROSAS ORTÍZ

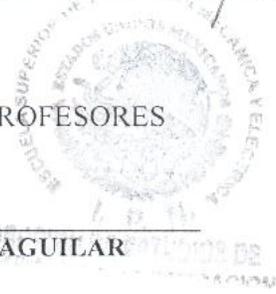


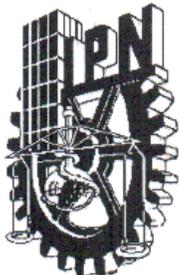
DR. DAVID ROMERO ROMERO

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES



DR. MAURO ALBERTO ENCISO AGUILAR





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 12 del mes de **Diciembre** del año **2012**, el que suscribe **Jorge Uriel Sevilla Romero**, alumno del Programa de **Maestría en Ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica** con número de registro **B102159**, adscrito a la **Sección de Estudios de Posgrado e Investigación** de la **ESIME Unidad Zacatenco del IPN**, manifiesta que es autor intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del **Dr. Ricardo O. Mota Palomino** y **Dr. Jaime Robles García**, y cede los derechos del trabajo titulado: "**Estimación de Estado para Alimentadores de Distribución en Media Tensión**", al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las direcciones: **jusr@live.com.mx** y/o **rmotap@ipn.mx** y **jaime_robles_garcia@hotmail.com**.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Ing. Jorge Uriel Sevilla Romero



RESUMEN

Tradicionalmente los sistemas de distribución no son monitoreados, no obstante es el segmento del sistema en donde se invierte más capital, seguido de la generación y por último de la transmisión. Recientemente, las compañías suministradoras se han mostrado interesadas en controlar subestaciones y ocasionalmente alimentadores, principalmente para mejorar la calidad del servicio. En México, no es la excepción.

Con la presencia de algunas mediciones, se puede estimar el estado de los sistemas de distribución. Al igual que en los niveles de alta tensión, la estimación de estado consiste en determinar la condición operacional del sistema, definida habitualmente por los voltajes nodales tomando como referencia dichas mediciones.

Los primeros trabajos para estimar el estado de redes distribución fueron técnicas desarrolladas para niveles de transmisión. El método estadístico más utilizado es mínimos cuadrados ponderados, que intenta minimizar la diferencia entre mediciones y estimaciones.

Si se dispone de mediciones, generalmente las de potencia se encuentran en la subestación, y las mediciones de corriente, se suelen instalar en los alimentadores.

El verdadero problema en la implementación de la estimación de estado en redes de distribución, es la ausencia de mediciones, que se suele solucionar con la introducción de pseudo-mediciones. Partiendo de esta información, se utilizan dos métodos para determinar la condición operacional del sistema, calculada mediante estudios de flujos de potencia y el método de mínimos cuadrados ponderados.

En este trabajo, se desarrolla un algoritmo trifásico basado en mínimos cuadrados ponderados que consta de tres etapas principales: distribución de pseudo-mediciones, estimación de estado y ajuste de pseudo-mediciones. La diferencia que existe con otros métodos para modelar pseudo-mediciones, es que en vez de distribuir carga en tiempo real, utilizando curvas de demanda horaria por tipo de usuario, se distribuyen flujos de potencia medidos en la subestación a partir de las capacidades nominales de los transformadores kVA, ya que es la única información que siempre está disponible. El código del programa se desarrolló en lenguaje de programación Fortran. Se probaron dos alimentadores de distribución radiales; de once y treinta y tres nodos. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios ya que la entrada medida se aproxima a la entrada calculada.



ABSTRACT

Distribution systems have not been monitored traditionally, however is where more capital is invested in the power system, followed by the generation and transmission finally. Recently, in order to improve the quality of service, there has been an additional incentive to the monitoring of substations, and sometimes even on the feeders. Is no exception in Mexico.

The availability of measurements offered the possibility of performing state estimation at distribution level. As in the transmission level, the state estimation involves estimating the operating point, which is usually taken as the node voltages of the system based on a given set of measurements.

Pioneering efforts on state estimation for distribution systems involved tailoring the state estimation techniques developed for transmission systems. The main statistical technique is the weighted least square approach which tries to estimate the system state that will minimize the differences between the measurements and estimated values.

The most common measurement point is the substation; very few points on the feeders are measured. The most common measurement type is the current magnitude, especially on the feeders. Power measurements are available only at the substation.

Absence of enough data is the real challenge in state estimation, the usual remedy for this has been introduction of pseudo-measurements. There are mainly two approaches on estimating the state of the system based on this data, power flow method and weighted least square method.

In this work, develops a three phase method based on weighted least square method, that consists of three main parts: distribution of pseudo-measurements, state estimation and adjustment of pseudo-measurements. The only difference with other load modeling techniques, is that instead of distributing load in real time using customer class curves, distributed metered substation power flows to various load points by using ratios obtained from connected transformer capacities, because the kVA ratings of all distribution transformers is always known for a feeder. The algorithm was developed in Fortran programming language. Two radial distribution feeders are tested; 11 node and 33 node. The results were satisfactory since the computed input is within a specified tolerance of the metered input.



ÍNDICE

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE DE FIGURAS	V
ÍNDICE DE TABLAS	VI
NOMENCLATURA	VII
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. OBJETIVO	1
1.3. JUSTIFICACIÓN	1
1.4. ESTADO DEL ARTE	2
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES	4
1.6. APORTACIONES	4
1.7. ESTRUCTURA DE LA TESIS	5
CAPÍTULO 2. ESTIMACIÓN DE ESTADO NODAL EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA 8	
2.1. INTRODUCCIÓN	8
2.2. VARIABLES DE ESTADO	8
2.3. MEDICIONES	9
2.4. MODELO DEL SISTEMA DE MEDICIONES	11
2.5. VARIANZA DE LAS MEDICIONES	13
2.6. ESTIMACIÓN DE ESTADO NODAL POR EL MÉTODO DE MÍNIMOS CUADRADOS PONDERADOS	14
2.7. JACOBIANO DE MEDICIONES (H) [25]	16
2.8. MATRIZ DE GANANCIA (G) [25]	16
2.9. ALGORITMO [25]	17
2.10. CLASIFICACIÓN DE MEDICIONES [17,25]	17
2.11. BONDAD DEL AJUSTE O COINCIDENCIA DE DISTRIBUCIONES (PRUEBA DE “CHI” CUADRADA) [47-49]	18



CAPÍTULO 3. ESTIMACIÓN DE ESTADO RAMAL EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	20
3.1. INTRODUCCIÓN.....	20
3.2. MODELADO DE ALIMENTADORES Y CARGAS	21
3.3. ESTIMACIÓN DE ESTADO RAMAL POR EL MÉTODO DE MÍNIMOS CUADRADOS PONDERADOS.....	25
3.4. FUNCIONES DE PSEUDO-MEDICIÓN	27
3.5. JACOBIANO DE PSEUDO-MEDICIONES (H)	28
CAPÍTULO 4. ESTIMACIÓN DE CARGA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	34
4.1. INTRODUCCIÓN.....	34
4.2. MÉTODOS DE AJUSTE DE CARGA [35].....	34
4.2.1. FACTORES DE DIVERSIDAD [35].....	35
4.2.2. CURVAS DE DEMANDA [35]	35
4.2.3. PRONÓSTICO DE CARGA EN TRANSFORMADORES [35].....	36
4.2.4. MÁXIMA DEMANDA MEDIDA EN ALIMENTADORES [35]	36
4.2.5. DISTRIBUCIÓN Y AJUSTE DE PSEUDO-MEDICIONES	39
CAPÍTULO 5. RESULTADOS	51
5.1. SISTEMA DE ONCE NODOS.....	51
5.2. SISTEMA DE TREINTA Y TRES NODOS	53
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	57
6.1. CONCLUSIONES.....	57
6.2. TRABAJOS FUTUROS	58
REFERENCIAS	60
APÉNDICE B. SISTEMAS DE PRUEBA	67
APÉNDICE C. CÓDIGO DEL PROGRAMA	74



ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. 2. 1 FUNCIÓN DE DENSIDAD NORMAL O GAUSSIANA [29].....	14
FIG. 3. 1 NUMERACIÓN DE RAMAS DE UNA RED RADIAL [4]	21
FIG. 3. 2 MODELO TRIFÁSICO A CUATRO HILOS [36].....	22
FIG. 3. 3 RAMA DE SISTEMA TRIFÁSICO [5]	23
FIG. 3. 4 MODELO DE CARGA [36].....	24
FIG. 3. 5 INYECCIÓN DE POTENCIA EQUIVALENTE [2]	32
FIG. 4. 1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN [31]	37
FIG. 4. 2 CIRCUITO DE EJEMPLO [12].....	39
FIG. 4. 3 ALIMENTADOR DE 11 NODOS [33]	41
FIG. 4. 4 POTENCIA REACTIVA DE LA FASE "2" DEL ALIMENTADOR DE 11 NODOS.....	43
FIG. 4. 5 ALIMENTADOR DE 33 NODOS [33]	43
FIG. 4. 6 POTENCIA REACTIVA DE LA FASE "2" DEL ALIMENTADOR DE 33 NODOS.....	45
FIG. 4. 7 ALGORITMO DE ESTIMACIÓN DE ESTADO RAMAL EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	50
FIG. C. 1 ALGORITMO PARA GENERAR PSEUDO-MEDICIONES Y DESVIACIONES ESTÁNDAR	75
FIG. C. 2 ALGORITMO DE ESTIMACIÓN DE ESTADO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	78



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 4. 1 MEDICIÓN DE POTENCIA DE ENTRADA DEL ALIMENTADOR DE 11 NODOS	42
TABLA 4. 2 PÉRDIDAS DE POTENCIA INICIALES DEL ALIMENTADOR DE 11 NODOS	42
TABLA 4. 3 PSEUDO-MEDICIONES GENERADAS DEL ALIMENTADOR DE 11 NODOS	42
TABLA 4. 4 MEDICIÓN DE POTENCIA DE ENTRADA DEL ALIMENTADOR DE 33 NODOS	44
TABLA 4. 5 PÉRDIDAS DE POTENCIA INICIALES DEL ALIMENTADOR DE 33 NODOS	44
TABLA 4. 6 PSEUDO-MEDICIONES GENERADAS DEL ALIMENTADOR DE 33 NODOS	44
TABLA 4. 7 DESVIACIONES ESTÁNDAR CALCULADAS DEL ALIMENTADOR DE 11 NODOS.....	46
TABLA 4. 8 DESVIACIONES ESTÁNDAR DEL ALIMENTADOR DE 33 NODOS	46
TABLA 5. 1 ESTADO ESTIMADO DEL ALIMENTADOR DE 11 NODOS	51
TABLA 5. 2 PSEUDO-MEDICIONES ESTIMADAS DEL ALIMENTADOR DE 11 NODOS	52
TABLA 5. 3 MEDICIÓN Y ESTIMACIÓN DE POTENCIA DE ENTRADA DEL ALIMENTADOR DE 11 NODOS	53
TABLA 5. 4 ESTADOS ESTIMADOS DEL ALIMENTADOR DE 33 NODOS	53
TABLA 5. 5 PSEUDO-MEDICIONES ESTIMADAS DEL ALIMENTADOR DE 33 NODOS	54
Tabla 5. 6 Medición y estimación de potencia de entrada del alimentador de 33 nodos	56
TABLA B. 1 DATOS DE CARGA DEL ALIMENTADOR DE 11 NODOS [33].....	67
TABLA B. 2 DATOS DE SEGMENTOS DE LÍNEA	67
TABLA B. 3 DATOS DE CARGA DEL ALIMENTADOR DE 33 NODOS [33].....	70
TABLA B. 4 DATOS DE SEGMENTOS DE LÍNEA	71



NOMENCLATURA

z	Medición o pseudo-medición.
h	Función de la medición o pseudo-medición.
x	Variable de estado.
e	Error aleatorio.
R	Matriz de covarianza.
E	Esperanza matemática o valor medio.
T	Transpuesta.
σ^2	Varianza.
w	Ponderación.
σ	Desviación estándar.
μ	Valor medio o esperado.
J	Función objetivo.
W	Matriz de ponderaciones.
H	Matriz jacobiana.
Δx	Incremento.
G	Matriz de ganancia.
Δz	Residuo de la medición y función de medición.
P	Potencia real.
Q	Potencia reactiva.
δ	Ángulo de voltaje.
V	Magnitud de voltaje.
R	Resistencia.
X	Reactancia.
I	Corriente compleja.
Z	Impedancia compleja.
S	Potencia compleja.
Ω	Ohmios.
$conj$	Conjugado.
θ	Ángulo de admitancia.
Y	Magnitud de admitancia.
S_{equ}	Flujo de potencia equivalente.
FD	Factor de diversidad.



<i>DMD</i>	Demanda máxima diversificada.
<i>DMN</i>	Demanda máxima no coincidente.
<i>DF</i>	Factor de distribución.
<i>P_m</i>	Zona de medición de potencia real.
<i>P_{m,pérdidas}</i>	Pérdidas de la zona de medición de potencia real.
<i>TC</i>	Capacidad nominal del transformador de distribución.
<i>ŝ_P, ŝ_Q</i>	Residuos de potencia real y reactiva de la pseudo-medición.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

Recientemente las empresas suministradoras están instalando o planeando instalar sistemas SCADA (Sistemas de Adquisición de Datos y Control Supervisor) en las redes de distribución para automatizar algunas de sus operaciones [7]. Con la presencia de mediciones, se han propuesto diferentes métodos para monitorear el estado operacional del sistema. Algunos están basados en estudios de flujos de potencia y otros en el método estadístico de mínimos cuadrados ponderados [1]. En la práctica, la principal herramienta para analizar los sistemas de distribución son los estudios de flujos de potencia radiales [4], pero no son adecuados para el monitoreo ya que requieren datos exactos del sistema [41]. Entonces, aunque los estimadores de estado basados en mínimos cuadrados ponderados sean mejores, su complejidad de cómputo puede evitar su uso en aplicaciones prácticas [1].

1.2. OBJETIVO

El objetivo de la tesis es estimar el estado de alimentadores de distribución a partir de las mediciones existentes en subestaciones de sub-transmisión y pseudo-mediciones (capacidades nominales de transformadores y datos de consumo) para los alimentadores de distribución.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Actualmente las redes de distribución eléctrica no cuentan con equipos de medición, a excepción de las potencias y corrientes demandadas por los alimentadores de distribución que se miden en las subestaciones de potencia. Por otro lado, la red de transmisión y sub-transmisión generalmente se encuentran completamente monitoreadas desde equipos de medición instalados en las subestaciones de potencia.



La tendencia mundial es orientar el desarrollo tecnológico al cumplimiento de las necesidades de los sistemas energéticos de los próximos treinta años al menos. Por este motivo, resultará necesario conocer el estado de las redes de distribución en media y baja tensión, ya que en la actualidad no se sabe con certidumbre como se encuentra realmente. La información que se puede obtener es a base de la carga instalada y su medición (generalmente en medidores de consumo) y estimaciones hechas a partir de ésta. Por tal motivo la estimación de estado en niveles distribución se realiza con la información medida en los niveles de alta tensión y la información calculada en los niveles distribución en media y baja tensión. En un futuro se espera la instalación de medición digital para una mejor explotación de las redes de distribución en media y baja tensión.

1.4. ESTADO DEL ARTE

Dentro de la literatura de estimación de estado en distribución se pueden distinguir dos vertientes: heurística y estadística. La primera utiliza estudios de flujos de potencia radiales, asumiendo que las mediciones disponibles son perfectas [3]. En [3], se utiliza una versión modificada del análisis de flujos de potencia propuesto en [4] para estimar cargas nodales. Por otro lado, la vertiente estadística utiliza métodos basados en mínimos cuadrados ponderados, partiendo de que todas las mediciones contienen errores [1].

Las referencias [5, 6, 7] presentan algoritmos estadísticos especialmente diseñados para distribución. Plantean estimadores trifásicos basados en el método de mínimos cuadrados ponderados propuesto en [5]. En [8], se presenta un estimador que maneja inyecciones cero a través de restricciones de igualdad y puede ser utilizado indistintamente, tanto en alta, como en media tensión. En [7] se utiliza una formulación polar basada en corrientes ramales que descompone el problema de estimación en tres sub-problemas, uno por cada fase; tomando el voltaje de la subestación como voltaje de referencia, efectúa un “barrido progresivo” para calcular los voltajes nodales. En [6] se utiliza una formulación rectangular basada en corrientes ramales. El algoritmo propuesto en [9] es una extensión de [6], con la diferencia que maneja un método desacoplado y utiliza restricciones de igualdad para incorporar inyecciones cero. Ninguno de los métodos anteriores aborda de forma directa la falta de información en las redes de distribución.

Un estimador real de distribución únicamente se basa en mediciones a nivel de subestación, por lo que es indispensable un método para generar pseudo-mediciones garantizando la determinación de todas las variables de estado (observabilidad) del sistema [2].

Las técnicas convencionales de modelado de carga distribuyen flujos de potencia medidos en la subestación a diferentes nodos utilizando relaciones de las capacidades nominales de los transformadores en cada nodo [11], como la propuesta en [10]. Otras técnicas de modelado han mejorado esta formulación utilizando los datos de facturación en vez de las capacidades de los transformadores [11], como en [13], que combinado con un método de estimación mejora la precisión de los datos. La dificultad radica en que se tiene que conocer el número de usuarios conectados en cada banco de transformación y el tipo de usuario conectado [11]. En [12] se presenta una técnica para modelar carga en tiempo real, que utiliza perfiles de demanda horarios por tipo de usuario y proporciona la incertidumbre de las estimaciones.

En [14] se modela carga como en [12] y utiliza un estimador de estado ramal basado en mínimos cuadrados ponderados; la diferencia entre éste y los métodos nodales es que en el primero se descompone el problema en n (ramas) sub-problemas. Además utiliza un “barrido regresivo/progresivo” como el propuesto en [4].

Previamente, en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación (SEPI) de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME), Unidad Zacatenco, del Instituto Politécnico Nacional (IPN), México se desarrolló un trabajo afín. Éste se encuentra en la referencia [38] y aborda de forma trifásica la estimación de estado ramal basada en el método de mínimos cuadrados ponderados, combinada con la ubicación óptima de mediciones.

En este trabajo, se desarrolla el modelado de carga basado en las capacidades nominales de transformadores propuesto en [44], combinado con la estimación de estado ramal basada en el método de mínimos cuadrados ponderados y el ajuste de pseudo-mediciones propuesto en [14].

1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES

El modelado de pseudo-mediciones desarrollado en este trabajo sólo considera mediciones de potencia en la subestación.

Esto se realizó debido a que corresponde a la situación real actual. En caso de que se lleguen a presentar más mediciones en la red de distribución, se deberán definir las zonas que monitorean.

Para simular la medición en la subestación, se realizó un estudio de flujos utilizando el programa comercial presentado en [45], obteniendo de este modo la entrada de potencia al sistema. Los sistemas de prueba utilizados no tienen transformadores, por lo que la distribución de pseudo-mediciones se efectuó a partir de los datos de carga, esto es basándose en su potencia real y reactiva.

El estimador de estado ramal implementado se limita a sistemas radiales, por tal motivo no es capaz de manejar sistemas mallados. Respecto a las funciones de medición utilizadas en el proceso de estimación, sólo se consideraron de flujos de potencia, ya que cómo es una metodología ramal sólo se considera el nodo inicio y el nodo destino de la rama en cuestión; en la práctica sólo se cuenta con medidores de voltaje en la subestación, por tal motivo no son manejadas como tales ya que en las metodologías radiales los voltajes en los nodos raíz (subestación) son constantes durante todo el proceso iterativo.

1.6. APORTACIONES

Se desarrolló una herramienta computacional en Fortran 90. Ésta se encuentra dividida en dos partes: la primera genera pseudo-mediciones basándose en las capacidades nominales de los transformadores y sus respectivas desviaciones estándar.

La segunda parte estima el estado de sistemas radiales, utilizando el método de mínimos cuadrados ponderados basándose en técnicas de barridos regresivos/progresivos. A cada barrido progresivo, se actualizan las pseudo-

mediciones tomando el factor de distribución dado por las capacidades nominales de los transformadores.

1.7. ESTRUCTURA DE LA TESIS

- **CAPÍTULO 1**

En esta sección se presenta el objetivo, justificación, estado del arte, alcances y limitaciones, así como la aportación del trabajo.

- **CAPÍTULO 2**

En este capítulo se presenta la estimación de estado estática en redes de transmisión que operan de forma mallada. Se citan las variables de estado más utilizadas, las mediciones ordinarias, mediciones virtuales y pseudo-mediciones, además de cómo se expresan las mediciones en funciones no lineales del sistema. Se describe de forma breve el algoritmo nodal de estimación de estado basado en el método no robusto de mínimos cuadrados ponderados. Esta formulación se realiza en componentes simétricas, porque convencionalmente se asume que los sistemas de alta tensión son balanceados.

Este capítulo es crucial en el desarrollo de este trabajo, ya que haciendo dos cambios sustanciales, todo lo expuesto en esta sección se puede aplicar para el nivel de distribución. El primer cambio radica en que el modelado del sistema se debe hacer en coordenadas de fase y el segundo en que como es una metodología ramal, se estiman únicamente los nodos destino.

- **CAPÍTULO 3**

En esta sección se presenta la estimación de estado en redes de distribución que operan de forma radial. Se describe el modelado de cargas y alimentadores en coordenadas de fase. Al igual se describe el método de estimación ramal utilizado,

también basado en mínimos cuadrados ponderados. Finalmente se presentan las funciones de pseudo-medición y sus respectivos elementos de la matriz jacobiana.

- **CAPÍTULO 4**

Debido a que una parte crucial de un estimador práctico de distribución, es el modelado de carga, en esta sección se hace una breve mención de las metodologías utilizadas por las compañías suministradoras para estimar la carga de los alimentadores. También se cita la metodología implementada para la generación y ajuste de pseudo-mediciones y el diagrama de flujo del algoritmo desarrollado.

- **CAPÍTULO 5**

Se presentan los resultados de la implementación de la metodología desarrollada en dos sistemas de prueba [33].

- **CAPÍTULO 6**

En este capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros.

- **APÉNDICE A**

Descripción de tres conceptos estadísticos fundamentales: esperanza, varianza y covarianza.

- **APÉNDICE B**

Se describen los datos de carga y líneas de los sistemas implementados.



- **APÉNDICE C**

En este apartado se muestra el código del programa de modelado de pseudo-mediciones, estimación de estado y ajuste de pseudo-mediciones utilizados.

CAPÍTULO 2. ESTIMACIÓN DE ESTADO NODAL EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1. INTRODUCCIÓN

Estimar el estado de un sistema consiste en asignar valores a sus variables (voltajes nodales [15], corrientes ramales [7], etc.), utilizando un criterio determinado, las mediciones disponibles y los parámetros de los elementos que lo conforman [16]. El número de mediciones, así como su ubicación, tipo y precisión dependen de cada sistema. Por motivos económicos, los sistemas de transmisión son los únicos que están dotados de un sistema completo de medición, ideal para la estimación de estado. En los niveles de distribución, también se realiza, aunque con ciertas limitantes [17].

Generalmente, el proceso de estimación de estado involucra mediciones erróneas y se basa en un criterio estadístico, que calcula las variables maximizándolo o minimizándolo. Un criterio común es el de minimizar la sumatoria de los errores al cuadrado entre las mediciones y estimaciones [16].

Todo lo que se describirá a continuación sobre la estimación de estado basada en mínimos cuadrados ponderados para niveles de transmisión, se aplica a los niveles de distribución, teniendo presente las diferencias existentes en su modelado y operación.

2.2. VARIABLES DE ESTADO

Los voltajes nodales y las corrientes ramales son utilizadas frecuentemente como variables de estado, siendo los primeros los más comunes [7]; la única diferencia entre su uso radica en las funciones de medición a emplear [1]. Las relaciones de transformación de los transformadores con derivaciones también son tratadas como tales. Si la impedancia de la rama es conocida, los flujos de potencia son variables dependientes y pueden ser determinados a través de éstas (voltajes nodales y relaciones de transformación). Si no se conoce o es cero (interruptor cerrado), los flujos de potencia no pueden ser determinados. En tal caso, una solución es manejar los flujos de potencia como variables de estado.

El vector de variables de estado usualmente incluye [15]:

- 1) Voltajes nodales.
- 2) Relaciones de transformación.
- 3) Flujos de potencia.

2.3. MEDICIONES

Los primeros estimadores para sistemas eléctricos de potencia, solamente procesaban mediciones de flujos en líneas [18]. Actualmente un estimador práctico es capaz de manejar las siguientes mediciones [15]:

- 1) Flujos de potencia activa y reactiva.
- 2) Inyecciones de potencia activa y reactiva; éstas suelen ser a su vez flujos de potencia por elementos que caen fuera del ámbito del estimador, normalmente transformadores generación/transmisión o transmisión/distribución [17].
- 3) Voltajes nodales complejos.
- 4) Magnitudes de flujos e inyecciones de corriente.
- 5) Relaciones de transformación complejas.

Además de las mediciones convencionales, existen magnitudes que sin provenir de un aparato de medición, pueden utilizarse como tales en el proceso de estimación [17]. Estas son:

- * Mediciones perfectas o virtuales: Datos teóricos, obtenidos de los modelos matemáticos de dispositivos y de la interconexión de estos [19]; es decir, son valores impuestos por restricciones de la propia red [17]. Si la estimación es a nivel subestación, algunos ejemplos son los voltajes en los extremos de alimentadores (subestaciones vecinas), voltajes de fases individuales, corrientes de conductores neutros a blindajes, voltajes de conductores neutros a tierra, etcétera [20]. Las más comunes, tienen su origen en la ley de Kirchhoff de corriente [19]: las inyecciones cero en los denominados nodos de paso o interconexión [17], los cuales son nodos sin generación, ni compensación, ni consumo. Aquí no se necesitan equipos de medición para saber que la
-



inyección de potencia es cero [21] (por ejemplo subestaciones de maniobra [9]). Se presentan muy frecuentemente en redes de transmisión y en subestaciones de distribución [18]. Son utilizadas como una información muy precisa que siempre está disponible [9].

- * Pseudo-mediciones: Información de flujos de línea, inyecciones y magnitudes de voltaje basada en factores de distribución de carga, conocimiento del control del cambiador de derivaciones, etcétera [22], utilizados para mejorar la redundancia en zonas pobremente monitoreadas [17]. Se añaden al sistema en caso de que algunas mediciones se encuentren fuera de servicio o cuando no se cuenta con éstas [21].

Las pseudo-mediciones a utilizar dependen del tipo y número de mediciones que se encuentren disponibles. De cualquier modo, la siguiente lista es solo un ejemplo que indica un grupo de pseudo-mediciones suficientes que combinadas con las mediciones disponibles, permitan estimar el estado del sistema [23]:

- 1) Potencias de carga nominales.
- 2) Patrones o porcentajes nominales de variación de carga (cargas pico).
- 3) Factores de potencia de carga nominales.
- 4) Generadores con poca carga.
- 5) Control de generadores.
- 6) Ventas de potencia entre sistemas interconectados.
- 7) Valores nominales en nodos de voltaje controlado.

En distribución, la información disponible es la capacidad nominal de los transformadores [10] o los datos de consumo, datos socioeconómicos y demográficos, perfiles de carga, etcétera en cada nodo. Las cargas solo son medidas en los alimentadores en la subestación, por lo que es muy difícil reunir los datos de carga de un alimentador con muchos nodos [13].

Es de destacar que las mediciones perfectas se consideran libres de errores, por otro lado las pseudo-mediciones son menos precisas que las mediciones convencionales [17]. Otros ejemplos de pseudo-mediciones son la potencia generada en las centrales o la demanda de las subestaciones [24].



Todas las mediciones citadas anteriormente, pueden expresarse como funciones, generalmente no lineales, del estado del sistema.

Estas expresiones no toman en cuenta los errores de las mediciones, por lo que deben modelarse como un término adicional [17].

2.4. MODELO DEL SISTEMA DE MEDICIONES

El problema de estimación de estado es comúnmente formulado como un sistema sobre-determinado (más mediciones que variables de estado) y resuelto como un problema de mínimos cuadrados ponderados [15].

Considerar un vector z , compuesto por m mediciones; éstas pueden ser expresadas en función de las n componentes del vector de estado \dot{x} [25]:

$$\dot{z} = \begin{bmatrix} z_1 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \dot{h}(x) + \dot{e} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Dónde:

$1, \dots, m$ = Número de mediciones

$1, \dots, n$ = Número de variables de estado

\dot{z} = Vector de mediciones

\dot{h} = Vector de funciones de medición

\dot{x} = Vector de variables de estado

\dot{e} = Vector de errores aleatorios



Las mediciones de corriente no son frecuentes en redes de transmisión [17]. En los sistemas de distribución se cuenta generalmente con un pequeño número de equipos de medición debido a sus costos; los de flujos de potencia se encuentran en el transformador de la subestación, a menudo en los alimentadores a nivel subestación y rara vez en cargas; los de magnitud de corriente se encuentran en los alimentadores a nivel subestación, en las ramas y casi nunca en cargas; los de voltaje se encuentran del lado de baja tensión del transformador de la subestación [26]. Las demás partes del sistema no se encuentran monitoreadas, por lo que se tiene que hacer uso de pseudo-mediciones [27].

Resulta habitual, aunque no siempre justificable, hacer las siguientes suposiciones [24]:

- * Las condiciones de operación son equilibradas.
- * El sistema trifásico se puede modelar por su circuito equivalente monofásico.
- * Las mediciones se captan en el mismo instante de tiempo.
- * Los errores de las mediciones:
 - * Tienen valor medio cero.
 - * Son variables aleatorias independientes: $E(e_i e_j) = 0$, por lo que su matriz de covarianzas R es una matriz diagonal de valor:

$$R = E(ee^T) = \begin{bmatrix} \sigma_i^2 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

- * Tienen distribución normal o gaussiana.
 - * Se asigna un peso w_{ii} a la medida i basado en su covarianza: $w_{ii} = \sigma_i^{-2}$. Este peso refleja la exactitud esperada de la correspondiente medición. Valores altos para medidas precisas con pequeña varianza y pesos pequeños para medidas con gran incertidumbre [17].
 - * Los parámetros de la red son conocidos e invariantes con el tiempo.
 - * Los estados de todos los interruptores obtenidos a través del sistema SCADA son exactos, por lo que la topología de la red también lo es.
-



2.5. VARIANZA DE LAS MEDICIONES

El cálculo de la desviación típica del error de la medición i , σ_i , es propuesto de diferentes maneras según los autores y se pueden diferenciar cuatro grandes grupos:

- * σ es un valor constante.
- * σ es función del valor medido.
- * σ es función del fondo de escala.
- * σ es función del valor medido y del fondo de escala.

En los aparatos de medida industriales existe una disparidad similar respecto a la precisión del aparato. Dependiendo del fabricante y del modelo ésta es proporcional a la medida, al fondo de escala o a una suma de ambos factores, pero nunca es constante [24].

Para una distribución gaussiana, $\pm 3\sigma$ (desviaciones estándar) abarcan aproximadamente el 99% del área bajo la curva normal o gaussiana, cómo se muestra en la Fig. 2.1. Por tal motivo, para un % máximo de error sobre μ (valor esperado), la desviación estándar de la medición se calcula de la siguiente forma [28]:

$$\sigma_z = \frac{\mu_z \times \%error}{3 \times 100} \quad (2.3)$$

Dónde:

σ_z = Desviación estándar de la medición.

μ_z = Valor esperado de la medición, expresado en valores reales o en por unidad.

$\%error$ = Máximo error de la medición expresado en valor porcentual.

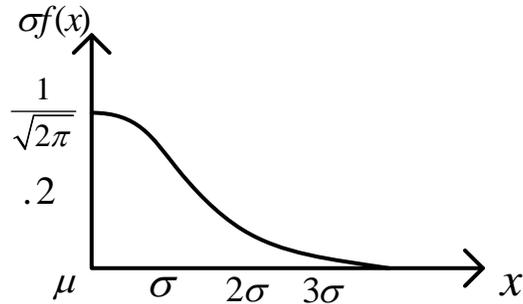


Fig. 2. 1 Función de densidad normal o gaussiana [29]

El valor esperado de las mediciones, puede obtenerse a través de un estudio de flujos de potencia [28].

Para obtener la varianza de la medición simplemente se tiene que elevar al cuadrado la desviación estándar [30].

2.6. ESTIMACIÓN DE ESTADO NODAL POR EL MÉTODO DE MÍNIMOS CUADRADOS PONDERADOS

Cuando los errores en las mediciones son independientes y siguen una distribución normal, la estimación de estado consiste en resolver un problema de mínimos cuadrados ponderados, cuya función objetivo $J(x)$ se define [17]:

$$\min J(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m w_i (z_i - h_i(x))^2 = \frac{1}{2} [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \quad (2.4)$$

Dónde:

$i = 1, \dots, m =$ Mediciones

$x =$ Variable de estado



w = Ponderación de la medición

z = Medición

h = Función de la medición

En el mínimo, deben cumplirse las n condiciones de optimización de primer orden, que en este caso son [25]:

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x} = 0 \quad (2.5)$$

$$[H^T][W][z - h(x)] = 0 \quad (2.6)$$

Dónde:

$$H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} = \text{Matriz jacobiana}$$

Ya que $h(x)$ generalmente es no lineal, la solución de la “ecuación normal” se obtiene a través de un método iterativo [1]:

$$\Delta x^k = G^{-1} H^T W \Delta z^k \quad (2.7)$$

Dónde:

$$G = H^T W H = \text{Matriz de ganancia}$$

$$\dot{x}^{k+1} = \dot{x}^k + \Delta x^k = \text{Vector de estimaciones}$$

$$W = \text{Matriz de ponderaciones}$$

$$\Delta z^k = z - h(x^k) = \text{Vector de residuos}$$



2.7. JACOBIANO DE MEDICIONES (H) [25]

La dimensión del jacobiano de mediciones “H” es $m \times n$, siendo m el número de mediciones y n el número de variables de estado a estimar, entonces, la estructura puede ser la siguiente:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{flujo}}{\partial \delta_i} & \frac{\partial P_{flujo}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_{flujo}}{\partial V_i} & \frac{\partial P_{flujo}}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_{flujo}}{\partial \delta_i} & \frac{\partial Q_{flujo}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_{flujo}}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_{flujo}}{\partial V_j} \\ \frac{\partial P_{inyección}}{\partial \delta_i} & \frac{\partial P_{inyección}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_{inyección}}{\partial V_i} & \frac{\partial P_{inyección}}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_{inyección}}{\partial \delta_i} & \frac{\partial Q_{inyección}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_{inyección}}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_{inyección}}{\partial V_j} \\ \frac{\partial V_{magnitud}}{\partial \delta_i} & \frac{\partial V_{magnitud}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial V_{magnitud}}{\partial V_i} & \frac{\partial V_{magnitud}}{\partial V_j} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Dónde:

i, j =Nodo envío, nodo destino.

2.8. MATRIZ DE GANANCIA (G) [25]

La matriz de covarianza “R”, es una matriz diagonal, cuyas entradas son las varianzas de las mediciones:

$$R = \begin{pmatrix} \sigma_1^2 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_m^2 \end{pmatrix} \quad (2.32)$$

Dónde:

σ^2 =Varianza



Con el jacobiano de mediciones “H” y la matriz de covarianza “R”, se obtiene la matriz de ganancia “G”:

$$G = H^T R^{-1} H \quad (2.33)$$

Dónde:

H^T =Matriz jacobiana transpuesta.

R^{-1} =Inversa de la matriz de covarianza (matriz de ponderaciones).

2.9. ALGORITMO [25]

- 1) Inicializar el vector de estado \dot{x}^k , con un perfil plano ($V_i = 1, \delta_i = 0$) para todos los nodos ($k = 0$).
- 2) Calcular los residuos ($\Delta z^k = z - h(\dot{x}^k)$).
- 3) Obtener el jacobiano de mediciones (H) y calcular la matriz de ganancia ($G = H^T W H$).
- 4) Calcular los incrementos ($\Delta x^k = G^{-1} H^T W \Delta z^k$).
- 5) Si Δx es mayor que una tolerancia especificada, ir a 2); de lo contrario, o si excede el número de iteraciones, finalizar el proceso.
- 6) Actualizar el vector de estado $\dot{x}^{k+1} = \dot{x}^k + \Delta x^k, k = k + 1$.

2.10. CLASIFICACIÓN DE MEDICIONES [17,25]

La detección e identificación de errores se basa en la redundancia del conjunto de mediciones o pseudo-mediciones. Por tanto, si no hay redundancia tal posibilidad se pierde, sea cual sea el método utilizado. Las mediciones o pseudo-mediciones pueden ser críticas o redundantes (no críticas), caracterizadas por las siguientes propiedades:



- Una medición es crítica si su eliminación resulta en un sistema no observable. En caso contrario, ésta es redundante.
- Los residuos de las mediciones o pseudo-mediciones críticas siempre son cero, y por tanto sus errores no pueden ser detectados ni identificados.

2.11. BONDAD DEL AJUSTE O COINCIDENCIA DE DISTRIBUCIONES (PRUEBA DE “CHI” CUADRADA) [47-49]

La función objetivo $J(x)$, es decir los residuos entre los valores de las mediciones y las estimaciones, obtenidos después de la convergencia del algoritmo de estimación de estado, sirven para determinar si la solución contiene errores sustanciales [16].

La suma de cuadrados de variables aleatorias independientes con distribución normal sigue una distribución χ^2 (“chi” o “ji” cuadrada) [17], por lo que la función objetivo $J(x)$ es una distribución χ^2 de Pearson de $N = m - n$ grados de libertad, siendo m y n el número de variables de estado y mediciones respectivamente [29,24].

El test χ^2 se realiza como sigue [25]:

- Resolver el estimador de mínimos cuadrados ponderados y calcular la función objetivo $J(x)$:

$$\min J(x) = \sum_{i=1}^m w_{ii} r_i^2 \quad (2.34)$$

$i = 1, \dots, m =$ Mediciones

$w_{ii} =$ Ponderación de la medición i

$r_i^2 =$ Cuadrado del residuo de la medición i

- Buscar en la tabla de distribución χ^2 para $N = m - n$ grados de libertad el valor correspondiente a la probabilidad p . Sea $\chi_{(m-n),p}^2$ este valor, donde $p = \Pr(J(x) \leq \chi_{(m-n),p}^2)$. En estadística, se considera adecuado un 95% de nivel de confianza [30].



- Comprobar si $J(x) \geq \chi_{(m-n),p}^2$. Si la respuesta es afirmativa, se concluye que hay algún error sustancial en la solución. En caso contrario, la solución no es sospechosa de contener tales errores.
-
-

CAPÍTULO 3. ESTIMACIÓN DE ESTADO RAMAL EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

3.1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución están formados principalmente por alimentadores radiales, débilmente mallados [1,7]; generalmente los circuitos troncales son trifásicos, pero pueden tener derivaciones trifásicas, bifásicas o monofásicas [5]. Las ramas son cortas, no transpuestas y con una alta relación entre la resistencia y reactancia; las cargas están más distribuidas que en los sistemas de transmisión, pueden ser monofásicas y bifásicas (servicio residencial) o trifásicas (servicio comercial e industrial) [34]. La combinación de cargas (monofásicas, bifásicas y trifásicas) no permite modelar los sistemas de distribución en componentes simétricas, por lo que cualquier estudio debe realizarse en coordenadas de fase [6].

Debido al número de cargas, es imposible monitorear toda la red de distribución. Un estimador práctico de distribución se basa en mediciones en la subestación y un gran número de estimaciones de carga. La incertidumbre en los datos de carga, no permite representarlos con cantidades deterministas, por lo que son manejados como pseudo-mediciones; el uso de un estudio de flujos de potencia arrojaría datos erróneos [31].

En contraste con los métodos de estimación de estado basados en mínimos cuadrados ponderados que utilizan formulaciones nodales, el método propuesto en [2] es ramal. La diferencia entre el método ramal y el método nodal, radica en que el primero descompone el problema total en series de sub-problemas (uno por cada rama del sistema) [14]. Éste al igual que los flujos de potencia radiales utiliza barridos regresivos/progresivos, con lo que se puede evitar el uso de técnicas de empaquetamiento de matrices [2].

Una de las principales dificultades en la implementación de la estimación de estado en redes de distribución radica en que no se cuenta con las mediciones necesarias; el otro problema es la ya citada naturaleza no balanceada de los alimentadores [7].

3.2. MODELADO DE ALIMENTADORES Y CARGAS

Antes de efectuar cualquier cálculo, se tienen que ordenar en niveles las ramas del sistema [2]. La Fig. 3.1 muestra la clasificación en niveles de una red radial con N nodos, $n = N - 1$ ramas y una fuente de voltaje en el nodo raíz (subestación) [4]. Cabe resaltar que para poder estimar el estado de cualquier red, se necesita contar mínimo con una medición de voltaje, que sirve para incluir el nivel de tensión en el modelo del sistema [18]. El ordenamiento de ramas en un nivel empieza hasta que todas las ramas en el nivel previo han sido numeradas [4].

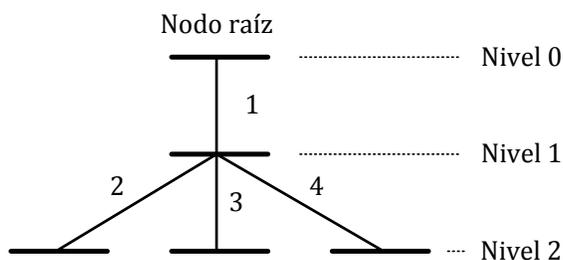


Fig. 3. 1 Numeración de ramas de una red radial [4]

El modelo de un alimentador polifásico toma en cuenta el acoplamiento magnético entre sus fases [7]. Las ecuaciones de Carson se utilizan para calcular las impedancias propias y mutuas entre conductores, ya sean aéreos o subterráneos [35]; en la Fig. 3.2 se considera un sistema trifásico a cuatro hilos, conectado en estrella aterrizada [36].

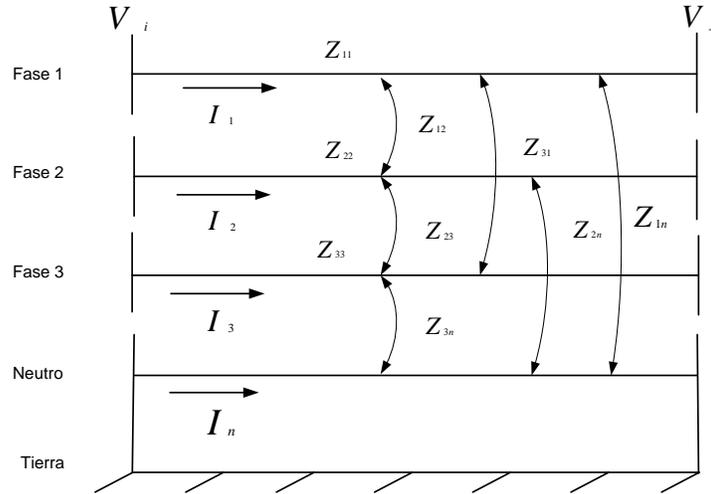


Fig. 3. 2 Modelo trifásico a cuatro hilos [36]

Para este sistema, se obtendrá una matriz de impedancias primitiva de 4×4 si es aéreo y de 6×6 si es subterráneo (tres conductores neutros) [35]. La matriz de impedancias primitiva se utiliza para calcular los voltajes como se presenta a continuación:

$$\begin{bmatrix} V_{i,1t} - V_{j,1t} \\ V_{i,2t} - V_{j,2t} \\ V_{i,3t} - V_{j,3t} \\ V_{i,nt} - V_{j,nt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{2n} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{3n} \\ Z_{n1} & Z_{n2} & Z_{n3} & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_n \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

En un sistema con neutro aterrizado:

$$V_{i,nt} - V_{j,nt} = 0 \quad (3.2)$$

Dónde:

n = Conductor neutro.

t =Tierra.

Sustituyendo la ecuación (3.2) en la (3.1), la matriz primitiva de 4×4 se reduce a una matriz de 3×3 como se muestra a continuación [36]:

$$\begin{bmatrix} V_{i,1} - V_{j,1} \\ V_{i,2} - V_{j,2} \\ V_{i,3} - V_{j,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

La Fig. 3.3 muestra el modelo final del elemento principal del alimentador, la rama [5]:

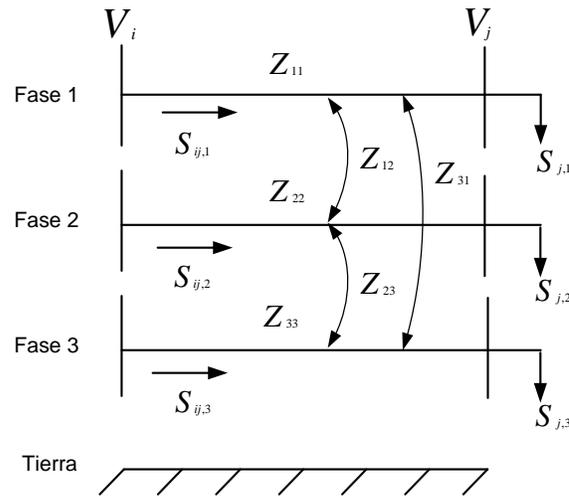


Fig. 3. 3 Rama de sistema trifásico [5]

La misma metodología se utiliza para modelar ramas bifásicas y monofásicas en sistemas conectados en estrella aterrizada [36]. La dimensión de la matriz de impedancias primitiva para el caso bifásico es de 3×3 y para el caso monofásico es de 2×2 [35]. Estas matrices se expandirán a 3×3 agregándole renglones y columnas de ceros en las fases faltantes [36]. La ecuación (3.4) y (3.5) muestra un ejemplo de un caso bifásico con fases "1" y "3" y un caso monofásico con fase "2" [35]:

$$[Z_{123}] = \begin{bmatrix} Z_{11} & 0 & Z_{13} \\ 0 & 0 & 0 \\ Z_{31} & 0 & Z_{33} \end{bmatrix} \Omega/milla \quad (3.4)$$

$$[Z_{123}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{22} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \Omega/milla \quad (3.5)$$

Por otro lado, las cargas se modelan con potencia constante y están aterrizadas; las trifásicas se conectan en estrella como se muestra en la Fig. 3.4 [36]:

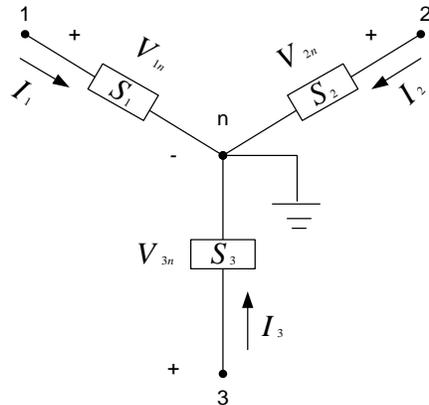


Fig. 3. 4 Modelo de carga [36]

La carga de la Fig. 3.4 no necesariamente es balanceada, esto significa que los valores de S_1 , S_2 y S_3 pueden ser diferentes o cero. De hecho, las cargas bifásicas o monofásicas se modelan haciendo cero la potencia en las fases faltantes.

En la Fig. 3.4 se asume que tanto las potencias por fase y los voltajes de línea a neutro son conocidos, entonces las corrientes de carga están dadas por [36]:

$$\begin{aligned}
 I_1 &= \text{conj} \left(\frac{S_1}{V_{1n}} \right) \\
 I_2 &= \text{conj} \left(\frac{S_2}{V_{2n}} \right) \\
 I_3 &= \text{conj} \left(\frac{S_3}{V_{3n}} \right)
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

En la práctica, tanto los sistemas de distribución como los de transmisión son desbalanceados. En distribución se debe a la combinación de cargas; en transmisión a la escasa transposición de líneas, a los múltiples circuitos, ya sean de transmisión o de diferente nivel de tensión que comparten el mismo derecho de vía [37] y/o a la



combinación de cargas [6]. Un estimador trifásico obtendrá estados con menos errores y podrá detectar desequilibrios entre fases, que se traduce en sobrecalentamientos de máquinas y mal funcionamiento de relevadores; la mayor desventaja que presenta es el tiempo de cómputo [37].

3.3. ESTIMACIÓN DE ESTADO RAMAL POR EL MÉTODO DE MÍNIMOS CUADRADOS PONDERADOS

Considerando nuevamente la Fig.3.3, con nodo envío i y nodo destino j . El sistema completo de medición (M) por cada fase es [14]:

$$M = \{|V_i|, P_j, Q_j, |I_j|, |V_j|, P_{ij}, Q_{ij}, |I_{ij}|, P_{ji}, Q_{ji}, |I_{ji}|\} \quad (3.7)$$

Dónde:

$|V_i|, |V_j|$ = Medición de magnitud de voltaje en el nodo envío i , nodo destino j .

P_j, Q_j = Medición de inyección de potencia real y reactiva en el nodo destino j .

$|I_j|$ = Medición de inyección de corriente en el nodo destino j .

P_{ij}, Q_{ij} = Medición de flujo de potencia real y reactiva del nodo envío i al nodo destino j .

P_{ji}, Q_{ji} = Medición de flujo de potencia real y reactiva del nodo destino j al nodo envío i .

$|I_{ij}|$ = Medición de corriente ramal del nodo envío i al nodo destino j .

$|I_{ji}|$ = Medición de corriente ramal del nodo destino j al nodo envío i .



Obviamente, debido a razones económicas, es imposible tener todas las mediciones [2].

Si se elige a V_i como nodo de referencia y a V_j como variable de estado [14], el barrido regresivo empezará con la estimación de los nodos destino (\hat{V}_j) ubicados en el último nivel de la red [2]; V_i no es una constante a menos que sea el nodo raíz (subestación). Entonces la función objetivo $J(V_j)$ se define [14]:

$$\min J(V_j) = \frac{1}{2} \sum_{l=1}^n J_l(V_j) = \frac{1}{2} \sum_{l=1}^n \sum_{i=1}^{m_l} w_{li} (z_{li} - h_{li}(V_j))^2 \quad (3.8)$$

Dónde:

$i = 1, \dots, m =$ Pseudo-mediciones

$l = 1, \dots, n =$ Ramas

$w =$ Ponderación de la pseudo-medición

$z =$ Pseudo-medición

$h =$ Función de la pseudo-medición

La solución de este problema se obtiene a través de un método iterativo y la “ecuación normal” a resolver está dada por [2]:

$$[H^T W H] \Delta V_j^k = H^T W \Delta z^k \quad (3.9)$$

$$\dot{V}_j^{k+1} = \dot{V}_j^k + \Delta V_j^k \quad (3.10)$$

Dónde:

$k =$ Iteración

$H =$ Jacobiano de pseudo-mediciones

$W =$ Matriz de ponderaciones



$\hat{\Delta}V_j =$ Vector de incrementos

$\hat{\Delta}z =$ Vector de residuos

3.4. FUNCIONES DE PSEUDO-MEDICIÓN

Para un sistema polifásico de distribución, la relación que guarda una pseudo-medición de carga en un nodo específico con las magnitudes de voltajes nodales y los ángulos de fase está dada por:

$$P_i^p + jQ_i^p = V_i^p \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \sum_{q=1}^3 (Y_{ij}^{pq})^* [(\tilde{V}_i^q)^* - (\tilde{V}_j^q)^*] \quad (3.11)$$

- Pseudo-mediciones de inyección en el nodo i :

$$P_i^p = V_i^p \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \sum_{q=1}^3 |Y_{ij}^{pq}| (V_i^q \cos(\delta_i^p - \delta_i^q - \theta_{ij}^{pq}) - V_j^q \cos(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq})) \quad (3.12)$$

$$Q_i^p = V_i^p \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \sum_{q=1}^3 |Y_{ij}^{pq}| (V_i^q \sin(\delta_i^p - \delta_i^q - \theta_{ij}^{pq}) - V_j^q \sin(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq})) \quad (3.13)$$

- Pseudo-mediciones de flujo a través de una línea del nodo i al j :

$$P_{ij}^p = V_i^p \sum_{q=1}^3 |Y_{ij}^{pq}| (V_i^q \cos(\delta_i^p - \delta_i^q - \theta_{ij}^{pq}) - V_j^q \cos(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq})) \quad (3.14)$$

$$Q_{ij}^p = V_i^p \sum_{q=1}^3 |Y_{ij}^{pq}| (V_i^q \sin(\delta_i^p - \delta_i^q - \theta_{ij}^{pq}) - V_j^q \sin(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq})) \quad (3.15)$$



- Pseudo-mediciones de magnitud de voltaje en el nodo i :

$$V_i^p(\text{medición}) = V_i^p \quad (3.16)$$

Dónde:

i, j = Nodo envío, nodo destino

$p, q = 1, 2, 3$ = Fases del sistema

N = Número total de nodos

P = Potencia real

Q = Potencia reactiva

$\tilde{V} = V \angle \delta$ = Voltaje complejo

$Y = |Y| \angle \delta$ = Admitancia compleja

Nota:

Cabe resaltar que se asume que el voltaje en la subestación es trifásico, balanceado y de secuencia positiva [5].

3.5. JACOBIANO DE PSEUDO-MEDICIONES (H)

Como se había mencionado anteriormente, la dimensión del jacobiano de mediciones "H" para metodologías nodales es mxn , siendo m el número de mediciones y n el número de variables de estado a estimar. Por tal motivo, la aplicación de metodologías ramales en sistemas radiales ofrecen grandes ventajas frente a las nodales, ya que la dimensión del jacobiano de pseudo-mediciones "H" para un rama monofásica es de $mx2$, siendo m el número de pseudo-mediciones y 2 el número de variables de estado a estimar; por lo tanto su respectiva matriz de ganancia "G" será de 2×2 [14]. Si $m < 10$, no es necesario utilizar técnicas de empaquetamiento de matrices [2]. La estructura del jacobiano puede ser la misma que la presentada en el capítulo anterior:



$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{flujo}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_{flujo}}{\partial \delta_j} \\ \frac{\partial Q_{flujo}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_{flujo}}{\partial \delta_j} \\ \frac{\partial P_{inyección}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_{inyección}}{\partial \delta_j} \\ \frac{\partial Q_{inyección}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_{inyección}}{\partial \delta_j} \\ \frac{\partial V_{magnitud}}{\partial \delta_j} & \frac{\partial V_{magnitud}}{\partial \delta_j} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Dónde:

j = Nodo destino.

- Elementos correspondientes a las pseudo-mediciones de flujo de potencia real:

$$\frac{\partial P_{ij}^p}{\partial \delta_j^p} = -V_i^p V_j^p Y_{ij}^{pp} \text{sen}(\delta_i^p - \delta_j^p - \theta_{ij}^{pp}) \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial P_{ij}^p}{\partial \delta_j^q} = -V_i^p V_j^q Y_{ij}^{pq} \text{sen}(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq}) \quad (3.19)$$

$$\frac{\partial P_{ij}^p}{\partial V_j^p} = -V_i^p Y_{ij}^{pp} \cos(\delta_i^p - \delta_j^p - \theta_{ij}^{pp}) \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial P_{ij}^p}{\partial V_j^q} = -V_i^p Y_{ij}^{pq} \cos(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq}) \quad (3.21)$$



- Elementos correspondientes a las pseudo-mediciones de flujo de potencia reactiva:

$$\frac{\partial Q_{ij}^p}{\partial \delta_j^p} = V_i^p V_j^p Y_{ij}^{pp} \cos(\delta_i^p - \delta_j^p - \theta_{ij}^{pp}) \quad (3.22)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}^p}{\partial \delta_j^q} = V_i^p V_j^q Y_{ij}^{pq} \cos(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq}) \quad (3.23)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}^p}{\partial V_j^p} = -V_i^p Y_{ij}^{pp} \sin(\delta_i^p - \delta_j^p - \theta_{ij}^{pp}) \quad (3.24)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}^p}{\partial V_j^q} = -V_i^p Y_{ij}^{pq} \sin(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq}) \quad (3.25)$$

- Elementos correspondientes a las pseudo-mediciones de inyección de potencia real:

$$\frac{\partial P_i^p}{\partial \delta_j^p} = -V_i^p V_j^p Y_{ij}^{pp} \sin(\delta_i^p - \delta_j^p - \theta_{ij}^{pp}) \quad (3.26)$$

$$\frac{\partial P_i^p}{\partial \delta_j^q} = -V_i^p V_j^q Y_{ij}^{pq} \sin(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq}) \quad (3.27)$$

$$\frac{\partial P_i^p}{\partial V_j^p} = -V_i^p Y_{ij}^{pp} \cos(\delta_i^p - \delta_j^p - \theta_{ij}^{pp}) \quad (3.28)$$

$$\frac{\partial P_i^p}{\partial V_j^q} = -V_i^p Y_{ij}^{pq} \cos(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq}) \quad (3.29)$$



- Elementos correspondientes a las pseudo-mediciones de inyección de potencia reactiva [38]:

$$\frac{\partial Q_i^p}{\partial \delta_j^p} = V_i^p V_j^p Y_{ij}^{pp} \cos(\delta_i^p - \delta_j^p - \theta_{ij}^{pp}) \quad (3.30)$$

$$\frac{\partial Q_i^p}{\partial \delta_j^q} = V_i^p V_j^q Y_{ij}^{pq} \cos(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq}) \quad (3.31)$$

$$\frac{\partial Q_i^p}{\partial V_j^p} = -V_i^p Y_{ij}^{pp} \sin(\delta_i^p - \delta_j^p - \theta_{ij}^{pp}) \quad (3.32)$$

$$\frac{\partial Q_i^p}{\partial V_j^q} = -V_i^p Y_{ij}^{pq} \sin(\delta_i^p - \delta_j^q - \theta_{ij}^{pq}) \quad (3.33)$$

- Los términos debidos a pseudo-mediciones de voltaje son todos cero salvo el de la columna correspondiente al voltaje medido que vale 1 [17]:

$$\frac{\partial V_i^p}{\partial V_i^p} = 1 \quad (3.34)$$

Una vez que se ha obtenido de forma iterativa las variables de estado (\hat{V}_j) ubicadas en el mismo nivel, se calculan los flujos equivalentes provenientes de los nodos envío i [2]:

$$S_{equ_ij} = conj\left(\frac{(V_i - \hat{V}_j)}{Z_{ij}}\right) * V_i \quad (3.35)$$

Dónde:

Z = Impedancia serie (propia)

La varianza de los flujos equivalentes se determina por la siguiente regla [14]:

1) Si la rama únicamente cuenta con pseudo-mediciones de potencia:

$$\sigma^2(P_{equ_{ij}}) = \sigma^2(P_j) \quad (3.36)$$

$$\sigma^2(Q_{equ_{ij}}) = \sigma^2(Q_j) \quad (3.37)$$

Después de calcular todos los flujos equivalentes de las ramas en el mismo nivel, la suma de potencias que salen del nodo i será la nueva pseudo-medición [2], como se muestra en la Fig. 3.5, con la que se estimará el estado del mismo.

$$S'_i = S_i + \sum_l S_{equ_l} \quad (3.38)$$

Dónde:

l = Rama con nodo inicio i .

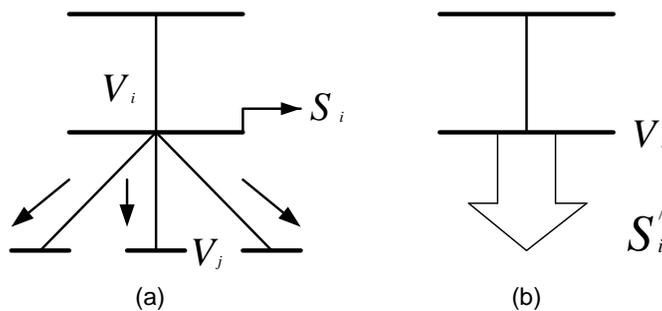


Fig. 3.5 Inyección de potencia equivalente [2]



Para finalizar se efectúa un barrido progresivo, empezando por los nodos que se encuentran en el primer nivel; los voltajes en los nodos destino j se calculan con la siguiente expresión [2]:

$$V_j = V_i - \text{conj} \left(\frac{S_{equ_{ij}}}{V_i} \right) * Z_{ij} \quad (3.39)$$

Dónde:

Z =Impedancia serie (propia)

$S_{equ_}$ =Flujos de potencia equivalentes obtenidos en el barrido regresivo

El barrido regresivo/progresivo se efectúa hasta que el error de voltaje esté dentro de una tolerancia especificada [14].

La metodología de estimación ramal basada en mínimos cuadrados ponderados citada en este capítulo, fue implementada en Fortran. La parte del diagrama de flujo y código del algoritmo concerniente a esta sección, se muestra en el Apéndice C.

CAPÍTULO 4. ESTIMACIÓN DE CARGA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

La estimación de carga es el principal problema en la planeación y análisis de los sistemas de distribución, debido a la incertidumbre de cargas y falta de mediciones. También es vital en la creciente automatización de las redes para el aislamiento de fallas y restablecimiento de servicio, reconfiguración de alimentadores, etc. [13].

Una parte crucial de un estimador práctico de distribución, es el modelado de carga (estimación) para generar demandas aproximadas en todos los nodos. Generalmente, se asume que esas estimaciones provienen de datos históricos [11]. Más específicamente de curvas de demanda, datos de facturación, etc. Las metodologías convencionales se utilizan para analizar cargas pico, por lo tanto ignoran las variaciones de carga durante todo el día [12].

4.2. MÉTODOS DE AJUSTE DE CARGA [35]

Para analizar la carga en un alimentador de distribución, se necesitan datos; éstos dependen de que tan detallado sea el modelo del mismo y la disponibilidad de información de los clientes. El más exacto representa a cada transformador del circuito; cuando éste sea el caso, se tiene que estimar la carga en cada uno de ellos.

Algunos métodos para distribuir carga en transformadores son los siguientes:

- Factores de diversidad.
 - Curvas de demanda.
 - Pronóstico de carga en transformadores.
 - Máxima demanda medida en alimentadores.
-

4.2.1.FACTORES DE DIVERSIDAD [35]

El factor de diversidad es la relación existente entre la sumatoria de las demandas máximas individuales de cada cliente, sin importar que ocurran en el mismo intervalo de tiempo (demanda máxima no coincidente) y la máxima sumatoria de las demandas de un grupo de clientes en el mismo intervalo de tiempo (demanda máxima diversificada). Cuando se dispone de una tabla de factores de diversidad, es posible determinar la demanda máxima no diversificada como se muestra a continuación:

$$DMD = \frac{DMN}{FD_n} \quad (4.1)$$

Dónde:

DMD= Demanda máxima diversificada.

DMN=Demanda máxima no coincidente.

n= Número de clientes.

Entonces, la demanda máxima diversificada es la carga distribuida en el transformador.

4.2.2.CURVAS DE DEMANDA [35]

Muchas veces, la demanda máxima individual de los usuarios es conocida, ya sea por mediciones o consumos de energía en kWh. Algunas compañías suministradoras desarrollan curvas de demanda de los clientes para así determinar la relación entre la energía consumida en kWh y la demanda máxima en kW. Para realizar tales curvas, se necesitan dispositivos de medición en cada ubicación del cliente.

4.2.3.PRONÓSTICO DE CARGA EN TRANSFORMADORES [35]

Las empresas suministradoras utilizan un procedimiento para estimar la carga en los transformadores, que está basado en el conocimiento de los kWh suministrados en un mes con carga pico. Su principal objetivo es determinar cuándo se debe sustituir un transformador debido a una sobrecarga proyectada. La gente encargada de los niveles de distribución es muy metódica, en el sentido de que sobredimensionan la red (instalan más equipos de los necesarios); comúnmente se suele instalar otro transformador de distribución cuando se ha llegado al 50% de su capacidad. Por tal motivo, es en el nivel de distribución dónde se invierte más capital en todo el sistema de potencia. De esa inversión, la mayor parte se gasta en la instalación de equipo y en menor proporción en las cuadrillas de mantenimiento y materiales para reparaciones.

Básicamente el pronóstico de carga relaciona la demanda máxima diversificada de un transformador con el total de kWh que suministra durante un mes específico. Al usar este método la compañía suministradora debe contar con los datos de facturación de los kWh consumidos por cada usuario mensualmente. Como se conoce qué clientes están conectados a cada transformador, se puede determinar la demanda máxima diversificada (carga distribuida) para cada periodo de facturación.

4.2.4.MÁXIMA DEMANDA MEDIDA EN ALIMENTADORES [35]

La desventaja de utilizar el método de factores de diversidad es que la mayoría de las compañías suministradoras no cuentan con dichas tablas; la del pronóstico de carga es que requiere una base de datos que especifique los transformadores con sus respectivos usuarios, que no siempre está disponible. La distribución de carga basándose en las mediciones de la subestación es la que necesita menos datos.

Generalmente los alimentadores tienen mediciones en la subestación, de demanda máxima diversificada trifásica kW o kVA y/o corriente máxima por fase mensual. La Fig.4.1 muestra un sistema que cuenta únicamente con mediciones de voltaje y flujos de potencia a nivel de subestación [31]:

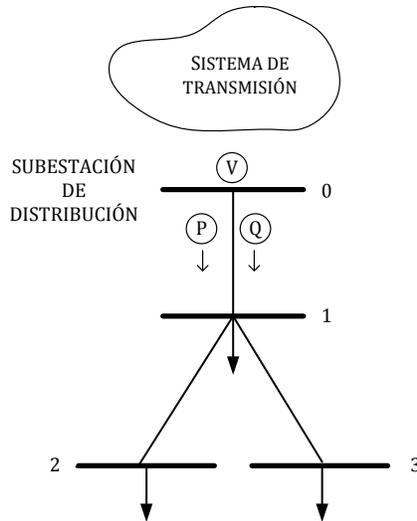


Fig. 4. 1 Sistema de distribución [31]

Las capacidades nominales kVA de los transformadores siempre son conocidas. Un “factor de distribución” (DF) puede determinarse basándose en la medición de demanda trifásica kW o kVA y los kVA totales de los transformadores conectados:

$$DF = \frac{\text{Demanda medida}}{kVA_{\text{totales}}} \quad (4.2)$$

Dónde:

Demanda medida = kW o kVA.

kVA_{totales} = Sumatoria de las capacidades nominales (kVA) de todos los transformadores conectados.

Entonces la carga distribuida para cada transformador está dada por:

$$\text{Demanda del transformador} = DF * kVA_{\text{transformador}} \quad (4.3)$$

Dónde:

Demanda del transformador = kW o kVA.

Cuando la medición es por fase, la carga se distribuye identificando las fases de cada transformador. Si se mide la corriente máxima por fase, la carga para cada transformador puede calcularse tomando el voltaje nominal de la subestación para obtener los kVA; luego, la distribución se efectúa de la misma forma. En caso de que no se cuente con mediciones de potencia reactiva o de factor de potencia, se puede asumir un factor de potencia para cada transformador. Las subestaciones modernas miden kW, kVAr, kVA, factores de potencia y corrientes por fase. Con estos datos, la potencia reactiva también puede ser distribuida.

Ya que las mediciones en la subestación incluyen pérdidas, se tiene que efectuar un proceso iterativo para que las cargas distribuidas más las pérdidas sean iguales a las mediciones. Lo que se pretende es aproximar la entrada calculada con la entrada medida; esto se logra calculando la relación entre la medición y la estimación. Entonces, las cargas se modifican multiplicándolas por dicha relación. Ya que las pérdidas del alimentador cambian cuando se modifican las cargas, es necesario determinar la nueva entrada calculada a través de un proceso iterativo. Esta nueva entrada calculada será próxima a la entrada medida, pero no se encontrará dentro de una tolerancia determinada. Este proceso se repetirá hasta que la entrada calculada esté dentro de una tolerancia específica de la entrada medida.

La distribución de carga no se limita únicamente a mediciones en la subestación. El mismo procedimiento se realiza en cualquier punto del alimentador donde existan mediciones. La única diferencia es que sólo se modifican los nodos “aguas abajo” de la medición.

Se citaron cuatro métodos para distribuir carga en transformadores (factores de diversidad, curvas de demanda, pronóstico de carga en transformadores y máxima demanda medida en alimentadores). La elección del método depende del propósito del análisis. Por ejemplo cuando se desea obtener la demanda máxima de un transformador, el método de factores de diversidad o pronóstico de carga puede ser utilizado. Ahora bien, si el objetivo es analizar un alimentador completo, los métodos anteriores no pueden ser utilizados ya que resultaría una demanda máxima

diversificada mucho mayor que la existente en la subestación. El único método que da buenos resultados en este caso, es aquel que distribuye carga a partir de las capacidades nominales (kVA) de los transformadores. Por tal motivo, en este trabajo, se seleccionó la distribución de carga basada en la máxima demanda medida en alimentadores.

4.2.5.DISTRIBUCIÓN Y AJUSTE DE PSEUDO-MEDICIONES

Considerar el sistema radial de la Fig. 4.2, suponiendo que tiene tres mediciones de potencia real P_{m_0} , P_{m_1} y P_{m_2} entonces se define una zona para cada medición, ubicada entre ésta y los medidores “aguas abajo” [14]. Los valores de cada zona dependen de las mediciones asociadas; P'_{m_m} es el nuevo valor de la zona de medición m , por lo tanto $m = 0,1,2$ y $P'_{m_0} = P_{m_0} - P_{m_1} - P_{m_2}$, $P'_{m_1} = P_{m_1}$ y $P'_{m_2} = P_{m_2}$ [2].

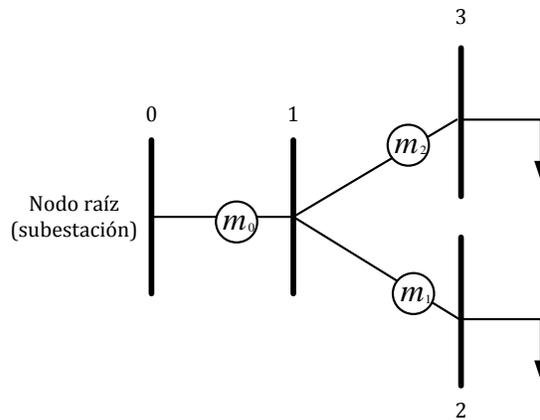


Fig. 4. 2 Circuito de ejemplo [12]

Las técnicas convencionales de modelado de carga distribuyen flujos de potencia medidos en la subestación a diferentes nodos utilizando relaciones de las capacidades nominales de los transformadores de distribución (TC) en cada nodo i [10]:

$$P_i = (P'_{m_m} - P'_{m_m, \text{pérdidas}}) \left(\frac{TC_i}{\sum_i^N TC_i} \right) \quad (4.4)$$

Dónde:

i, \dots, N = Nodos de la red.

P = Pseudo-medición de potencia real.

P'_{m_m} = Nuevo valor de la zona de medición de potencia real m .

$P'_{m_m, pérdidas}$ = Pérdidas de potencia real de la zona de medición m .

TC_i = Capacidad nominal del transformador en el nodo i .

Nota:

La sumatoria de todas las cargas instaladas es igual a la medición de la subestación menos las pérdidas de potencia en el sistema [13].

Se probaron dos alimentadores; de 11 y 33 nodos basados en sistemas del IEEE. Fueron modificados en [33] para probar un algoritmo de estimación de estado basado en mínimos cuadrados ponderados. Las modificaciones que sufrieron son:

- 1) No se consideran reguladores de voltaje, transformadores e interruptores.
- 2) Las cargas distribuidas se concentran dividiéndolas entre los nodos terminales.
- 3) Todas las cargas se conectan en estrella y se modelan con potencia constante.

Como los sistemas de prueba (Apéndice B) utilizados en esta tesis, no consideran transformadores, la distribución de carga se realizará con la potencia de cada nodo como se muestra a continuación:

$$P'_i = (P'_{m_m} - P'_{m_m, pérdidas}) \left(\frac{P_i}{\sum_i^N P_i} \right) \quad (4.5)$$

Dónde:

i, \dots, N = Nodos de la red.

P'_i = Pseudo-medición de potencia real en el nodo i .

P'_{m_m} = Nuevo valor de la zona de medición de potencia real m .

$P'_{m,pérdidas}$ = Pérdidas de potencia real de la zona de medición m .

P_i = Potencia real del nodo i .

Suponiendo que la entrada de potencia al sistema obtenida de un estudio previo de flujos de potencia es la medición en la subestación, se procede a efectuar una distribución inicial de pseudo-mediciones. Antes de la estimación de estado, las pérdidas de potencia son desconocidas, por lo que se aproximarán con un 2% de la potencia de entrada [2]. La subrutina utilizada para generar la distribución de pseudo-mediciones se muestra en el Apéndice C. A continuación se presentan dos sistemas de prueba tomados de la literatura, con sus respectivas pseudo-mediciones y desviaciones estándar generadas a partir del algoritmo desarrollado.

- **SISTEMA DE 11 NODOS**

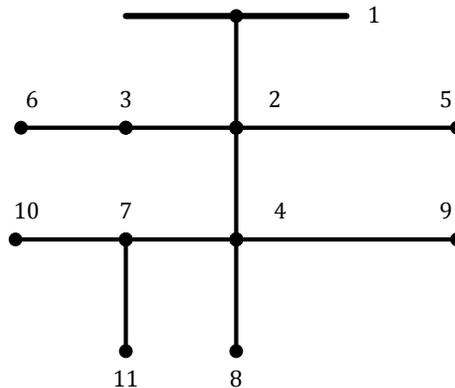


Fig. 4. 3 Alimentador de 11 nodos [33]

En la Fig. 4.3 se muestra el primer sistema de prueba utilizado, que es un alimentador radial de distribución de 11 nodos y fue tomado de la referencia [33]. En las Tablas 4.1, 4.2 y 4.3 se presentan la potencia de entrada al sistema, las pérdidas de potencia iniciales y las pseudo-mediciones generadas para este sistema.

**Tabla 4. 1 Medición de potencia de entrada del alimentador de 11 nodos**

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	754.628000	545.196700	996.661300	743.770400	973.586900	735.907600

Tabla 4. 2 Pérdidas de potencia iniciales del alimentador de 11 nodos

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	15.09256	10.903934	19.933226	14.875408	19.471738	14.718152

Tabla 4. 3 Pseudo-mediciones generadas del alimentador de 11 nodos

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	201.14560	126.42730	229.30990	152.64200	254.22810	178.43860
5	160.11590	120.93050	122.02750	106.49440	121.54330	111.52410
3	0.0	0.0	172.87220	147.90890	81.02888	84.26268
6	0.0	0.0	233.88600	156.19180	81.02888	74.34943
4	160.11590	126.42730	127.11190	94.66168	152.94200	111.52410
9	90.06521	65.96207	91.52059	70.99626	91.15750	61.95786
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	0.0	0.0	0.0	0.0	172.18640	99.13257
8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	128.09270	94.54564	0.0	0.00	0.0	0.0

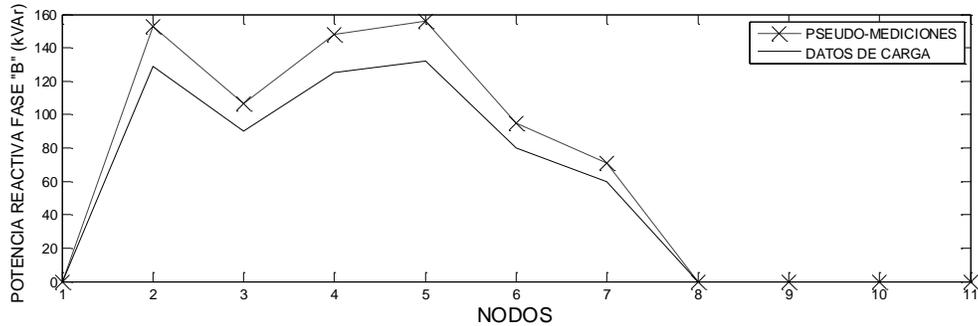


Fig. 4. 4 Potencia reactiva de la fase "2" del alimentador de 11 nodos

En la Fig. 4. 4 se muestra una comparación entre los datos de carga originales contra las pseudo-mediciones generadas para el sistema de 11 nodos, suponiendo un 2 % de pérdidas de potencia en el sistema.

- Sistema de 33 nodos

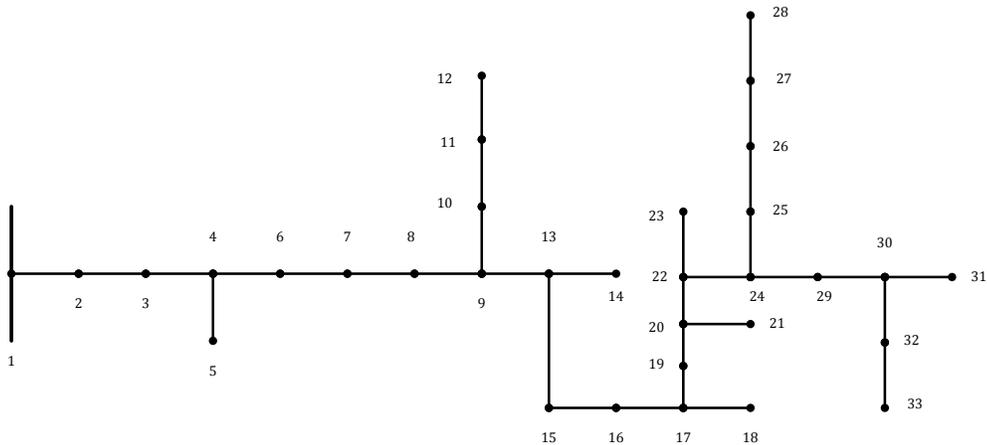


Fig. 4. 5 Alimentador de 33 nodos [33]

En la Fig. 4.5 se muestra el segundo sistema de prueba utilizado, que es un alimentador radial de distribución de 33 nodos y también se encuentra en la referencia [33]. En las Tablas 4.4, 4.5 y 4.6 se muestran la potencia de entrada al sistema, las pérdidas de potencia iniciales y las pseudo-mediciones generadas para este sistema.

**Tabla 4. 4 Medición de potencia de entrada del alimentador de 33 nodos**

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	512.847500	264.61830	423.259400	238.206200	442.509600	269.305200

Tabla 4. 5 Pérdidas de potencia iniciales del alimentador de 33 nodos

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	10.25695	5.292366	8.465188	4.764124	8.850192	5.386104

Tabla 4. 6 Pseudo-mediciones generadas del alimentador de 33 nodos

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	15.57037	6.87145	13.11208	6.30651
3	0.0	0.0	15.57037	6.87145	13.11208	6.30651
4	0.0	0.0	7.91984	3.49533	0.0	0.0
5	0.0	0.0	7.91984	3.49533	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.0	0.0	.19450	.08515	0.0	0.0
10	17.28605	7.23608	0.0	0.0	0.0	0.0
11	86.39454	36.17627	0.0	0.0	0.0	0.0
12	69.10850	28.94019	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0.0	0.0	21.10628	9.31520	1.39822	.67369
14	0.0	0.0	20.91177	9.23006	0.0	0.0
15	3.15126	1.32166	0.0	0.0	1.39822	.67369
16	3.15126	1.32166	0.0	0.0	0.0	0.0
17	0.0	0.0	1.85029	.81742	0.0	0.0
18	0.0	0.0	1.85029	.81742	0.0	0.0



19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	3.40622	1.42491	.53863	.23841	2.69082	1.29592
21	27.53530	17.85891	26.93145	18.40903	27.15967	20.22949
22	5.76202	2.41203	6.79770	3.00147	9.13873	4.39772
23	.32125	.13630	0.0	0.0	0.0	0.0
24	10.01979	4.19214	16.66259	7.35254	62.35156	29.98400
25	4.65041	1.94532	0.0	0.0	0.0	0.0
26	140.73600	90.19080	145.36500	96.37490	145.40980	105.33460
27	0.0	0.0	23.54507	10.39233	11.18073	5.37551
28	19.83561	12.86139	30.68191	18.23873	19.56502	14.56860
29	42.24628	22.35255	35.52458	20.48238	97.08073	51.96790
30	22.87469	9.57789	16.13892	7.11838	21.14933	10.17089
32	14.07869	5.89377	0.0	0.0	0.0	0.0
33	14.07869	5.89377	0.0	0.0	0.0	0.0
31	17.95403	9.59028	19.71482	10.83510	8.91239	6.63400

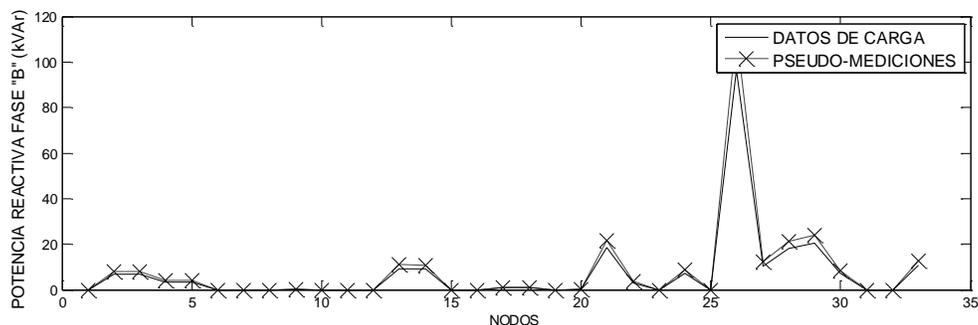


Fig. 4. 6 Potencia reactiva de la fase "2" del alimentador de 33 nodos

En la Fig. 4. 6 se muestra una comparación entre los datos de carga originales contra las pseudo-mediciones generadas para el sistema de 33 nodos, suponiendo un 2 % de pérdidas de potencia en el sistema.

Los errores asociados con las pseudo-mediciones son muy grandes (por ejemplo de 20% a 50%) comparados con los errores de las mediciones (por ejemplo de 1% a 10%) [2]. Meramente con fines ilustrativos, en la Tabla 4.7 y 4.8 se muestran las desviaciones estándar generadas para ambos sistemas con el programa desarrollado, suponiendo el porcentaje máximo de error en las pseudo-mediciones, esto es 50%.



Cabe recordar que la desviación estándar se expresa en las mismas unidades que el valor esperado o media, esto es que si el valor esperado se encuentra en valores reales o en por unidad, su desviación estándar se encontrará en valores reales o en por unidad, respectivamente.

Tabla 4. 7 Desviaciones estándar calculadas del alimentador de 11 nodos

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	σ (kW)	σ (kVAr)	σ (kW)	σ (kVAr)	σ (kW)	σ (kVAr)
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	33.52427	21.07122	38.21832	25.44033	42.37136	29.73977
5	26.68599	20.15508	20.33791	17.74906	20.25722	18.58736
3	0.0	0.0	28.81204	24.65148	13.50481	14.04378
6	0.0	0.0	38.98099	26.03196	13.50481	12.39157
4	26.68599	21.07122	21.18532	15.77695	25.49034	18.58736
9	15.01087	10.99368	15.25343	11.83271	15.19292	10.32631
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	0.0	0.0	0.0	0.0	28.69773	16.52209
8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	21.34879	15.75761	0.0	0.00	0.0	0.0

Tabla 4. 8 Desviaciones estándar del alimentador de 33 nodos

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	σ (kW)	σ (kVAr)	σ (kW)	σ (kVAr)	σ (kW)	σ (kVAr)
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	2.59506	1.14524	2.18535	1.05109
3	0.0	0.0	2.59506	1.14524	2.18535	1.05109
4	0.0	0.0	1.31997	.58256	0.0	0.0
5	0.0	0.0	1.31997	.58256	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.0	0.0	.03242	.01419	0.0	0.0
10	2.88101	1.20601	0.0	0.0	0.0	0.0



11	14.39909	6.02938	0.0	0.0	0.0	0.0
12	11.51808	4.82337	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0.0	0.0	3.51771	1.55253	.23304	.11228
14	0.0	0.0	3.48530	1.53834	0.0	0.0
15	.52521	.22028	0.0	0.0	.23304	.11228
16	.52521	.22028	0.0	0.0	0.0	0.0
17	0.0	0.0	.30838	.13624	0.0	0.0
18	0.0	0.0	.30838	.13624	0.0	0.0
19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	.56770	.23749	.08977	.03974	.44847	.21599
21	4.58922	2.97649	4.48858	3.06817	4.52661	3.37158
22	.96034	.40200	1.13295	.50025	1.52312	.73295
23	.05354	.02272	0.0	0.0	0.0	0.0
24	1.66996	.69869	2.77710	1.22542	10.39193	4.99733
25	.77507	.32422	0.0	0.0	0.0	0.0
26	23.45599	15.03180	24.22750	16.06248	24.23497	17.55577
27	0.0	0.0	3.92418	1.73205	1.86345	.89592
28	3.30594	2.14356	5.11365	3.03979	3.26084	2.42810
29	7.04105	3.72543	5.92076	3.41373	16.18012	8.66132
30	3.81245	1.59632	2.68982	1.18640	3.52489	1.69515
32	2.34645	.98230	0.0	0.0	0.0	0.0
33	2.34645	.98230	0.0	0.0	0.0	0.0
31	2.99234	1.59838	3.28580	1.80585	1.48540	1.10567

Para cumplir con las restricciones de igualdad impuestas por las mediciones, las pseudo-mediciones deben ser ajustadas [2]. Para una zona de medición m , el ajuste de pseudo-mediciones se logra minimizando la siguiente función objetivo [14]:

$$\text{Minimizar: } J(r_P, r_Q) = \sum_i^{m_m} r_{P_i}^2 + r_{Q_i}^2 \quad (4.6)$$

Sujeto a:

$$P'_{m_m} - \left(\sum_i^{m_m} (P_i + r_{P_i}) + P_{pérdidas}(r_P, r_Q) \right) = 0 \quad (4.7)$$



$$Q'_{m_m} - \left(\sum_i^{m_m} (Q_i + r_{Qi}) + Q_{pérdidas}(r_p, r_Q) \right) = 0 \quad (4.8)$$

Entonces, los residuos de las pseudo-mediciones se obtienen con las siguientes expresiones:

$$\hat{r}_{P_i} = \left(P'_{m_m} - \left(\sum_j^{m_m} P_j + \sum_j^{m_m} P_{ij,pérdidas} \right) \right) \left(\frac{(P)_i}{\sum_i^N (P)_i} \right) \quad (4.9)$$

$$\hat{r}_{Q_i} = \left(Q'_{m_m} - \left(\sum_j^{m_m} Q_j + \sum_j^{m_m} Q_{ij,pérdidas} \right) \right) \left(\frac{(Q)_i}{\sum_i^N (Q)_i} \right) \quad (4.10)$$

Dónde:

i, j =Nodo envío, nodo destino

P'_{m_m}, Q'_{m_m} = Nuevos valores de la zona de medición m

P, Q = Pseudo-mediciones.

r_p, r_Q = Residuos de las pseudo-mediciones.

$P_{ij,pérdidas}, Q_{ij,pérdidas}$ = Pérdidas de potencia.

Para finalizar las pseudo-mediciones se actualizan de la siguiente forma [14]:

$$P_i^{(k+1)} = P_i^{(k)} + \hat{r}_{P_i}^k \quad (4.11)$$

$$Q_i^{(k+1)} = Q_i^{(k)} + \hat{r}_{Q_i}^k \quad (4.12)$$



Dónde:

k = Iteración

El diagrama de flujo general del algoritmo de estimación de estado y ajuste de pseudo-mediciones desarrollado, se muestra en la Fig. 4.5. Las subrutinas principales de todo el código y el diagrama de flujo completo, se presentan también en el Apéndice C.

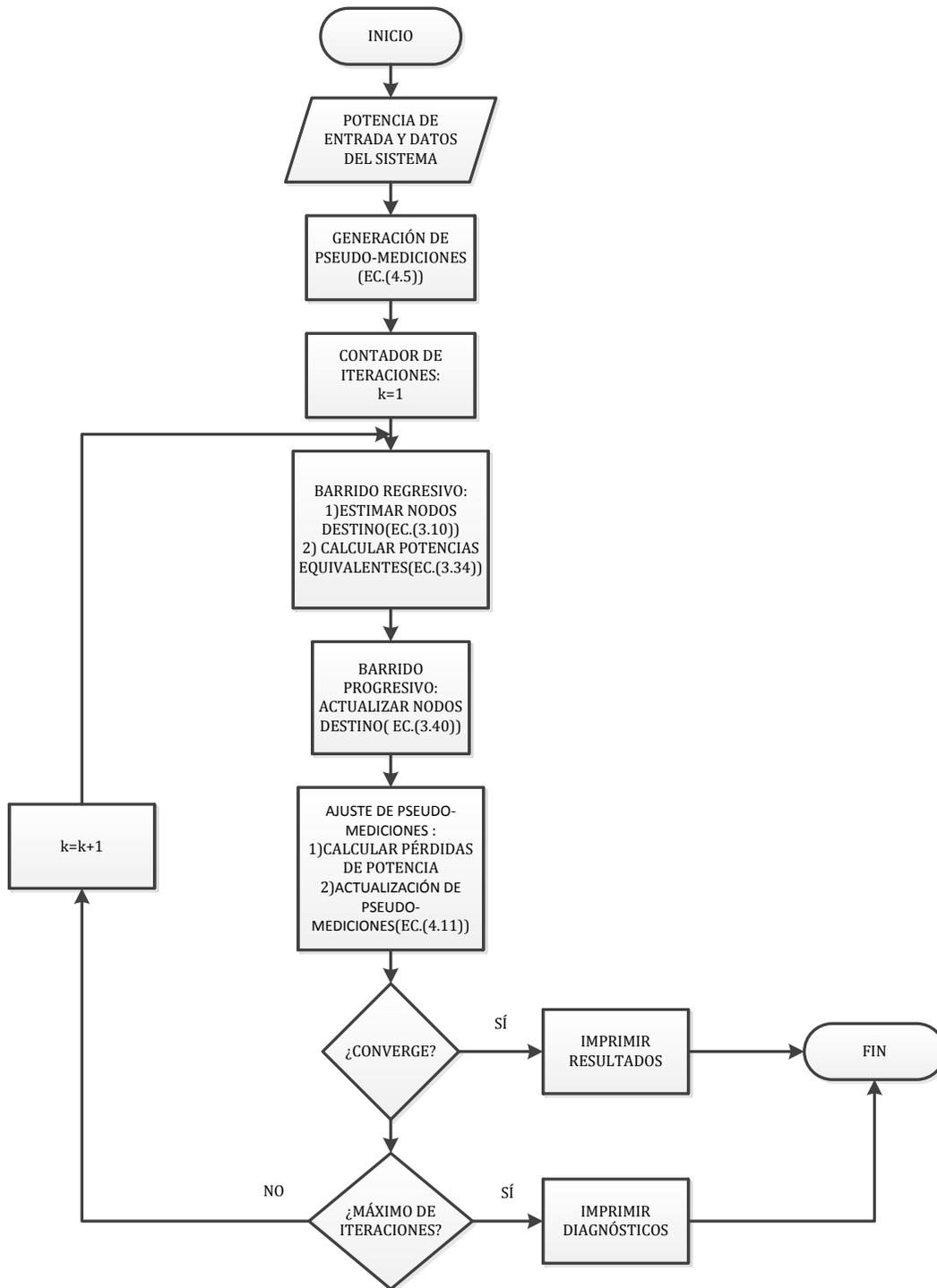


Fig. 4. 7 Algoritmo de estimación de estado ramal en sistemas de distribución

CAPÍTULO 5. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos con la implementación de la metodología planteada en los capítulos anteriores, ésta fue probada en dos sistemas tomados de la literatura. Los sistemas utilizados son desbalanceados, esto significa que presentan diferentes combinaciones de carga. Estos circuitos son trifásicos, bifásicos y monofásicos, tratando de representar la realidad de la de los sistemas de distribución. Para ambos sistemas de prueba, se utilizó una varianza para las mediciones y pseudo-mediciones, de 0.0001 y 0.01 en por unidad respectivamente [33].

5.1. SISTEMA DE ONCE NODOS

En la Tabla 5.1, se presentan las variables de estado, esto es los voltajes nodales obtenidos al final de todo el proceso iterativo. Las pseudo-mediciones de entrada utilizadas para estimar el voltaje de los nodos destino son las presentadas en el capítulo 4. La única medición que se incorpora al vector de pseudo-mediciones se encuentra en la rama de 1-2 y es la entrada de potencia al sistema. Como ya se mencionó, las varianzas utilizadas para las mediciones son de 0.0001 y 0.01 para las pseudo-mediciones, ambas en por unidad. No se simularon errores sustanciales en las mediciones. Los resultados presentados se dan después de siete procesos iterativos.

Tabla 5. 1 Estado estimado del alimentador de 11 nodos

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	V (volts)	δ (grados)	V (volts)	δ (grados)	V (volts)	δ (grados)
1	2401.77	0	2401.77	-120	2401.77	120
2	2340.83900	-0.71328	2297.60400	-121.1789	2299.4540	117.39700
5	2332.27800	-0.78518	2291.10800	-121.9330	2292.14300	117.29900
3	2340.83900	-0.71328	2259.44700	-121.9530	2291.58600	117.56580
4	2303.27800	-1.67518	2291.90800	-122.1509	2244.98600	116.92420
6	2340.83900	-0.71328	2238.64100	-122.03856	2288.74200	117.48750



9	2300.37800	-1.68379	2289.51700	-122.12840	2241.95500	116.90690
7	2299.85100	-1.73358	2291.90800	-122.1509	2235.75400	116.90350
8	2303.85100	-1.67358	2291.64100	-122.15560	2244.73000	116.92
10	2299.85100	-1.73358	2291.90800	-122.1509	2174.74200	116.40750
11	2293.37800	-1.70475	2291.90800	-122.1509	2235.75400	116.90350

En la Tabla 5.2, se presentan las pseudo-mediciones estimadas al final del proceso iterativo. El ajuste de residuos se efectuó con la ecuación 4.9 y 4.10, tomándose la medición de la rama 1-2 y calculando las pérdidas de potencia y las pseudo-mediciones de toda la red. Estos residuos se afectaron por el factor de distribución formado por la pseudo-medicación en cuestión y la sumatoria de todas las pseudo-mediciones conectadas en la red. Visto de otra forma, la potencia medida en 1 menos la potencia calculada en 1 (evaluación de la función de pseudo-medicación en el nodo 1) multiplicado por un factor de distribución.

Tabla 5. 2 Pseudo-mediciones estimadas del alimentador de 11 nodos

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	0	0	0	0	0	0
2	201.0837	126.5535	229.3002	152.6068	254.4128	178.5896
5	160.0666	121.0512	122.0223	106.4698	121.6316	111.6184
3	0	0	172.8649	147.8748	81.0878	84.3340
6	0	0	233.8761	156.1558	81.0878	74.4123
4	160.0666	126.5535	127.1065	94.6398	153.0531	111.6184
9	90.0375	66.0279	91.5167	70.9799	91.2237	62.0103
7	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	172.3115	99.2164
8	0	0	0	0	0	0
11	128.0533	94.6400	0	0	0	0

Finalmente, en la tabla 5.3 se presenta la potencia calculada en todo el sistema (sumatoria de pseudo-mediciones y pérdidas de potencia de toda la red), comparándose con la potencia medida.



Tabla 5.3 Medición y estimación de potencia de entrada del alimentador de 11 nodos

NODO	FASE	POTENCIA MEDIDA		POTENCIA ESTIMADA	
		P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	1	754.628000	545.196700	754.855700	545.54300
	2	996.661300	743.770400	996.702800	743.938500
	3	973.586900	735.907600	972.893700	735.297500
TOTAL		2724.8762	2024.8747	2724.4522	2024.779

5.2. SISTEMA DE TREINTA Y TRES NODOS

En la Tabla 5.4, se presentan las variables de estado obtenidas al final del proceso iterativo para el sistema de 33 nodos, es decir sus voltajes nodales, al igual que en el sistema de 11 nodos, las pseudo-mediciones utilizadas para el proceso de cómputo se muestran en el capítulo 4. La única medición de potencia también se encuentra ubicada en la rama 1-2 y es la entrada de potencia al sistema. Las varianzas utilizadas para las mediciones son de 0.0001 y 0.01 para las pseudo-mediciones, ambas en por unidad. No se simularon errores sustanciales en las mediciones. Los resultados presentados se dan después de seis procesos iterativos.

Tabla 5.4 Estados estimados del alimentador de 33 nodos

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	V (voltios)	δ (grados)	V (voltios)	δ (grados)	V (voltios)	δ (grados)
1	14376	0	14376	-120	14376	120
2	14350.50100	-0.00059	14358.61000	-120.00060	14352.58700	120.00020
3	14324.32700	-0.00096	14341.50700	-120.00070	14329.46400	120.00010
4	14298.17900	-0.0073	14324.67900	-120.00240	14307.1780	119.99770
5	14298.17900	-0.0073	14322.66700	-120.00240	14307.1780	119.99770
6	14272.57300	-0.01459	14309.61300	-120.00400	14284.51600	119.99480
7	14246.71000	-0.02032	14294.97300	-120.00530	14261.40300	119.99250
8	14220.70900	-0.02032	14278.97300	-120.00530	14238.40300	119.99250
9	14194.68000	-0.02038	14263.95600	-120.00530	14216.38100	119.99250
10	13936.59900	-1.14048	14263.95600	-120.00530	14216.38100	119.99250



13	14178.54600	-.02300	14244.95600	-120.00530	14194.38100	119.99250
11	13700.28500	-.2233	14263.95600	-120.00530	14216.38100	119.99250
14	14178.54600	-.02300	14239.39200	-120.00570	14194.38100	119.99250
15	14163.05400	-.02066	14229.37500	-120.00580	14171.65400	119.99180
12	13595.00600	-.26067	14263.95600	-120.00530	14216.38100	119.99250
16	14147.85600	-.02076	14213.32100	-120.00620	14149.14000	119.99010
17	14132.82700	-.02076	14197.29400	-120.00620	14126.10300	119.99010
18	14132.82700	-.02076	14196.28200	-120.00630	14126.10300	119.99010
19	14116.79100	-.02075	14181.45400	-120.00700	14104.48000	119.98730
20	14101.79000	-.02075	14165.45300	-120.00700	14081.48000	119.98730
21	14099.80600	-.02032	14164.47300	-120.00670	14079.49400	119.98750
22	14087.51200	-.02094	14151.19600	-120.00720	14060.12500	119.98680
23	14088.51100	.02094	14151.19600	-120.00720	14060.12500	119.98680
24	14073.18800	-.02114	14137.89800	-120.00750	14040.71300	119.98630
25	14064.17700	-.02114	14126.88900	-120.00750	14031.70300	119.98630
29	14068.12800	-.0211	14134.84200	-120.00750	14033.65900	119.98630
26	14056.11400	-.02107	14116.83900	-120.00740	14021.66300	119.98640
30	14064.1140	-.02105	14133.84000	-120.00740	14031.66400	119.98650
27	14055.15500	-.02120	14113.87200	-120.00750	14020.66300	119.98610
32	14062.13700	-.02121	14134.85900	-120.00760	14031.65300	119.98610
31	14063.13600	-.02121	14132.85800	-120.00760	14031.65300	119.98610
28	14054.13600	-.02121	14111.84400	-120.00760	14019.65300	119.98610
33	14062.13700	-.02121	14136.86000	-120.00750	14031.65300	119.98610

En la Tabla 5.5 se presentan las pseudo-mediciones actualizadas para el sistema de 33 nodos, obtenidas después de todo el proceso iterativo. El ajuste de residuos también se efectuó con la ecuación 4.9 y 4.10.

Tabla 5. 5 Pseudo-mediciones estimadas del alimentador de 33 nodos

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	15.5680	6.8705	13.1108	6.3065
3	0	0	15.5680	6.8705	13.1108	6.3065



4	0	0	7.9186	3.4949	0	0
5	0	0	7.9186	3.4949	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0.1945	0.0851	0	0
10	17.2929	7.2388	0	0	0	0
11	86.4290	36.1897	0	0	0	0
12	69.1361	28.9509	0	0	0	0
13	0	0	21.1031	9.3139	1.3981	0.6737
14	0	0	20.9086	9.2288	0	0
15	3.1525	1.3221	0	0	1.3981	0.6737
16	3.1525	1.3221	0	0	0	0
17	0	0	1.8500	0.8173	0	0
18	0	0	1.8500	0.8173	0	0
19	0	0	0	0	0	0
20	3.4076	1.4254	0.5385	0.2384	2.6906	1.2959
21	27.5463	17.8655	26.9274	18.4065	27.1570	20.2295
22	5.7643	2.4129	6.7967	3.0011	9.1378	4.3977
23	0.3214	0.1364	0	0	0	0
24	10.0238	4.1937	16.6601	7.3515	62.3454	29.9840
25	4.6523	1.9460	0	0	0	0
26	140.7922	90.2242	145.3430	96.3619	145.3954	105.3347
27	0	0	23.5415	10.3909	11.1796	5.3755
28	19.8435	12.8662	30.6773	18.2363	19.5631	14.5686
29	42.2631	22.3608	35.5192	20.4796	97.0711	51.9679
30	22.8838	9.5814	16.1365	7.1174	21.1472	10.1709
32	14.0843	5.8960	0	0	0	0
33	14.0843	5.8960	0	0	0	0
31	17.9612	9.5938	19.7118	10.8336	8.9115	6.6340

Finalmente, se puede apreciar en la Tabla 5.6 la potencia de entrada calculada comparada con la potencia de entrada medida, que fue tomada como base para inicialmente hacer la distribución de pseudo-mediciones y posteriormente para el ajuste de las mismas.

**Tabla 5. 6 Medición y estimación de potencia de entrada del alimentador de 33 nodos**

NODO	FASE	POTENCIA MEDIDA		POTENCIA ESTIMADA	
		P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)
1	1	513.048100	264.714300	512.847500	264.61830
	2	423.196600	238.174600	423.259400	238.206200
	3	442.466800	269.305400	442.509600	269.305200
TOTAL		1378.7115	772.1943	1378.6165	772.1297

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

6.1. CONCLUSIONES

El modelado de la red se realizó en coordenadas de fase, ya que la combinación de cargas no permite el uso de componentes simétricas en sistemas de distribución. Para garantizar la observabilidad del sistema, se tuvo que emplear un método para distribuir pseudo-mediciones.

El modelado tradicional de pseudo-mediciones basado en capacidades nominales de transformadores desarrollado en este documento, es más sencillo que el modelado basado en curvas de demanda, no obstante es el más utilizado actualmente en aplicaciones prácticas. El propósito de haber generado pseudo-mediciones a partir de mediciones en el nodo raíz, en vez de utilizar los datos de carga del sistema como pseudo-mediciones, fue para hacer más real el escenario de simulación.

Una vez que se generaron pseudo-mediciones a través de la medición en el nodo raíz, se tuvieron que definir sus respectivas desviaciones estándar. Como es bien sabido, la incertidumbre de las pseudo-mediciones es muy grande comparada con la de las mediciones convencionales. Primeramente las desviaciones estándar fueron generadas en función de su valor medido, suponiendo un 50% de error del valor de la pseudo-medición. Posteriormente se decidió utilizar desviaciones estándar constantes, como las presentadas en [33] para mayor sencillez del archivo de datos.

La implementación de una metodología ramal para estimar el estado de sistemas radiales de distribución basada en el método no robusto de mínimos cuadrados ponderados, permitió el fácil manejo de las matrices jacobianas ya que no son de gran tamaño, el caso más drástico lo presenta una rama trifásica con una matriz de ganancia de 6×6 . Esta ventaja se empieza a perder conforme aumenta la redundancia de mediciones, con lo que se necesitarán emplear técnicas para el empaquetamiento de matrices.

Los resultados de estimación de estado y ajuste de carga presentados en este documento para los sistemas de prueba de once nodos y treinta y tres nodos, no pueden ser comprobados directamente con un estudio convencional de flujos de



potencia debido a la gran incertidumbre que proporciona el manejo de pseudo-mediciones. Cabe resaltar que en todo el proceso no se simuló ningún error sustancial en los datos de entrada.

Una forma de validar los resultados es obtener la función objetivo para cada sistema y someterla a la prueba de hipótesis estadística de Pearson o “chi-cuadrada” [29]. El inconveniente en esta forma de validación es que para este caso, se tiene cero grados de libertad, es decir todas las mediciones son críticas.

Se tiene una herramienta computacional para estimar el estado de redes radiales de distribución eléctrica, obteniendo sus voltajes nodales y con estos se estiman las potencias de carga. También con esta herramienta se pueden generar pseudo-mediciones y desviaciones estándar.

6.2. TRABAJOS FUTUROS

A continuación se plantean algunas recomendaciones para posibles trabajos futuros relacionados con la metodología desarrollada en este documento:

- Mejoramiento de algoritmos de estimación de carga, esto es utilización de curvas de demanda.
 - Presencia de más mediciones “aguas abajo”, para casos teóricos éstas pueden ser obtenidas de un estudio de flujos de potencia.
 - Seleccionar sistemas de prueba con transformadores de distribución.
 - Coordinación de la estimación alta tensión-media tensión.
 - Manejar ecuaciones generalizadas de flujos de potencia para transformadores y líneas [45].
-



- Usar mediciones de corriente ramal, para así hacer más real el escenario de simulación [31].
 - Emplear técnicas de empaquetamiento de matrices, para reducir más el tiempo de cómputo [42].
 - Recurrir a restricciones de igualdad para manejar las mediciones de la subestación como inyecciones cero [9, 17, 24, 25].
 - Recurrir a restricciones de igualdad para la formación de mallas [33].
 - Modelar las cargas con impedancia y corriente constante [35].
 - Simular errores sustanciales o groseros en las mediciones [24].
 - Aplicación de la prueba estadística de Pearson [29].
-
-

REFERENCIAS

- [1] Jaesung Jung; , "Branch Current State Estimation Method for Power Distribution Systems", North Carolina State University, 2009.
- [2] Youman Deng; Ying He; Boming Zhang; , "Branch-estimation-based state estimation for radial distribution systems", *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE* , vol.4, no., pp.2351-2356 vol.4, 2000.
- [3] Celik, M.K.; Liu, W.-H.E.; , "A practical distribution state calculation algorithm," *Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE* , vol.1, no., pp.442-447 vol.1, 31 Jan-4 Feb 1999.
- [4] Shirmohammadi, D.; Hong, H.W.; Semlyen, A.; Luo, G.X.; , "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.3, no.2, pp.753-762, May 1988.
- [5] Baran, M.E.; Kelley, A.W.; , "State estimation for real-time monitoring of distribution systems ," *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.9, no.3, pp.1601-1609, Aug 1994.
- [6] Lu, C.N.; Teng, J.H.; Liu, W.-H.E.; , "Distribution system state estimation", *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.10, no.1, pp.229-240, Feb 1995.
- [7] Baran, M.E.; Kelley, A.W.; , "A branch current-based state estimation method for distribution systems", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.10,no.1, pp. 483-491, Feb 1995.
- [8] Hansen, C.W.; Debs, A.S.; , "Power system state estimation using three-phase models", *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.10, no.2, pp.818-824, May 1995.
- [9] Whei-Min Lin; Jen-Hao Teng; , "State estimation for distribution systems with zero-injection constraints", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 11, no.1, pp.518-524, Feb. 1996.
- [10] Haijun Liu; Yu, D.; Hsiao-Dong Chiang; , "A heuristic meter placement method for load estimation", *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.17, no.3, pp. 913- 917, Aug 2002.
-



- [11] Ghosh, A.K.; Lubkeman, D.L.; Jones, R.H.; , "Load modeling for distribution circuit state estimation", Transmission and Distribution Conference, 1996. Proceedings., 1996 IEEE , vol., no., pp.13-19, 15-20 Sep 1996.
- [12] Ghosh, A.K.; Lubkeman, D.L.; Jones, R.H.; , "Load modeling for distribution circuit state estimation", Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.12, no.2, pp.999-1005, Apr 1997.
- [13] Wang Tianhua; Fan Mingtian;, "A novel load estimation method in distribution network", Power System Technology, 1998. Proceedings.POWERCON '98. 1998 International Conference on , vol.1, no., pp.567-571 vol.1, 18-21 Aug 1998.
- [14] Youman Deng; Ying He; Boming Zhang;, "A branch-estimation-based state estimation method for radial distribution systems", Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 17, no.4, pp. 1057-1062, Oct 2002.
- [15] Monticelli, A., "Electric power system state estimation", Proceedings of the IEEE, vol. 88, no.2, pp.262-282, Feb 2000.IEEE.
- [16] Wood, A.; Wollenberg, B., "Power Generation, Operation, and Control", John Wiley & SONS, Second Edition, 1996.
- [17] Gómez Expósito, A., "Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica", McGraw Hill, 2002.
- [18] Romero Romero, D.; "Nuevas formulaciones del estudio de flujos para la operación de sistemas eléctricos de potencia", Instituto Politécnico Nacional, 1979.
- [19] Sungyun Choi; Beungjin Kim; Cokkinides, G.J.; Meliopoulos, A.P.S.; , "Feasibility Study: Autonomous State Estimation in Distribution Systems", Power Systems, IEEE Transactions on , vol.26, no.4, pp.2109-2117, Nov. 2011.
- [20] Meliopoulos, A.P.S.; Cokkinides, G.J.; Galvan, F.; Fardanesh, B.; , "Distributed State Estimator Advances and Demonstration", Hawaii International Conference on System Sciences, Proceedings of the 41st Annual , vol., no., pp.163, 7-10 Jan. 2008.
- [21] Rivera Gabriel, "Análisis Comparativo de las funciones de Estimación de estado de los sistemas Spider y Network Manager de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía", Dirección de Sistemas de Información, 2006.
-



- [22] Schweppe, F.C.; Handschin, E.J.; , "Static state estimation in electric power systems", Proceedings of the IEEE , vol.62, no.7, pp. 972- 982, July 1974.
- [23] Schweppe, F.C.; Wildes, J.; , "Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model", Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on , vol.PAS-89, no.1, pp.120-125, Jan. 1970.
- [24] P. Zarco Perrián y A. Gómez Expósito, "Estimación de Estado y de Parámetros en Redes Eléctricas", Universidad de Sevilla, 1999.
- [25] Abur A.; Gómez Expósito A., "Power System State Estimation, Theory and Implementation", Marcel Dekker, Inc., 2004.
- [26] Dzafic, I.; Henselmeyer, S.; Neisius, H.T., "Real-time Distribution System State Estimation", IPEC, 2010 Conference Proceedings, vol., no., pp.22-27,27-29 Oct.2010.
- [27] Manitsas, E.; Singh, R.; Pal, B.; Strbac, G., "Modelling of pseudo-measurements for distribution system state estimation", SmartGrids for Distribution, 2008. IET-CIRED. CIRED Seminar , vol., no., pp.1-4, 23-24 June 2008.
- [28] Singh, R.; Pal, B.C.; Vinter, R.B.; , "Measurement Placement in Distribution System State Estimation", Power Systems, IEEE Transactions on , vol.24, no.2, pp.668-675, May 2009.
- [29] Papoulis, Athanasios, "Probability, Random Variables and Stochastic Processes", Third Edition, McGraw Hill, 1991.
- [30] Singh, R.; Pal, B.C.; Jabr, R.A., "Choice of estimator for distribution system state estimation", Generation, Transmission & Distribution, IET , vol.3, no.7, pp.666-678, July 2009.
- [31] Ke Li, "State estimation for power distribution system and measurement impacts", Power Systems, IEEE Transactions on , vol.11, no.2, pp.911-916, May 1996.
- [32] Narváez, A.; "Estimador de Estado Robusto de Sistemas Eléctricos de Potencia en Matlab", Corporación Centro Nacional de Control de Energía-CENACE, 2010.
- [33] Haibin Wang; Schulz, N.N.; , "A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact", *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.19, no.1, pp. 207- 213, Feb. 2004.
-

-
- [34] Baran, M.E.; "Challenges in state estimation on distribution systems", Power Engineering Society Summer Meeting, 2001 , vol.1, no., pp.429-433 vol.1, 2001.
- [35] W.H. Kersting; "Distribution System Modeling and Analysis", Boca Raton, Florida, CRC Press, 2002.
- [36]Kersting, W.H.; "A Method to Teach the Design and Operation of a Distribution System", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on* , vol.PAS-103, no.7, pp.1945-1952, July 1984.
- [37] Hansen, C.W.; Debs, A.S.; , "Power system state estimation using three-phase models", Power Systems, IEEE Transactions on , vol.10, no.2, pp.818-824, May 1995.
- [38] Trejo Nixcomel, Federico; "Técnica computacional para estimación de estado en redes de distribución", Instituto Politécnico Nacional, 2011.
- [39] Peebles, Peyton Z.; "Principios de probabilidad, variables aleatorias y señales aleatorias", Cuarta edición, McGraw-Hill, 2006.
- [40] Kersting, W.H.; "Radial distribution test feeders", *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.6, no.3, pp.975-985, Aug 1991.
- [41] Baran, M.E.; Jaesung Jung; McDermott, T.E.; , "Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems", *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09.IEEE* , vol., no., pp.1-5, 26-30 July 2009.
- [42] Ogbuobiri, E.C.; , "Dynamic Storage and Retrieval in Sparsity Programming", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on* , vol.PAS-89, no.1, pp.150-155, Jan. 1970.
- [43] Rudolph. E. Kalman; "A New Approach to Linear Filtering and Prediction Problems", *Transactions of the ASME: Journal of Basic Engineering*, vol 82, Series D, pp. 35-45, 1960.
- [44] Sevilla Romero, Jorge Uriel; "Modelado de Pseudo-mediciones para Estimar el Estado de Redes Radiales de Distribución Eléctrica", Memorias, IEEE Sección México, ROC&C/2012, Acapulco Gro., México, pp.1-6, (2012).
- [45] A. Monticelli; "State Estimation in Electric Power Systems—A Generalized Approach", Norwell, MA: Kluwer, 1999.
-



[46] Radial Distribution Analysis Package (RDAP)
<http://www.zianet.com/whpower/whpc3.html>.

[47] John A. Gubner; "Probability and Random Processes for Electrical and Computer Engineers", Cambridge University Press, 2006.

[48] Maurice G. Kendall, M.A.; "The Advanced Theory of Statistics, Volume I", Charles Griffin & Company Limited, SECOND EDITION, 1945.

[49] Asociación Nacional Mexicana de Estadística y Control de Calidad, A.C.; "Control Estadístico de Calidad", Cuarta Edición, 1976.



APÉNDICE A. ESTADÍSTICA

Dos de las variables más usadas en la teoría estadística, son la esperanza y varianza matemáticas [18].

- Esperanza:

Esperanza es el nombre que se da al valor medio cuando en el cálculo del mismo está implicada una variable aleatoria (función) real o compleja. Para una variable aleatoria X , se utiliza la notación $E[X]$, que se lee “esperanza matemática de X ”, “valor esperado de X ”, “valor medio de X ” o “promedio estadístico de X ”. Ocasionalmente, también se usa la notación \bar{X} .

En general, el valor esperado de una función real $g(\cdot)$ de X , si es una variable aleatoria continua se define:

$$E[g(x)] = \int_{-\infty}^{\infty} g(x)f_x(x) dx \quad (A.1)$$

Si X es una variable aleatoria discreta con N valores posibles de x_i que tienen probabilidades de ocurrencia $P(x_i)$ [39], la integral se escribe como una suma [29]:

$$E[g(x)] = \sum_{i=1}^N g(x_i)P(x_i) \quad (A.2)$$

El valor esperado proporciona una medida del valor promedio o centro de una distribución de probabilidad.

- Varianza :

Es el valor esperado de la diferencia entre una variable y la media al cuadrado:

$$\sigma^2 = E[(x - \mu_x)^2] \quad (A.3)$$



Dónde:

$$\mu_x = E(x)$$

Esta es una medida de la variabilidad de x respecto a la media μ_x , si σ^2 es grande, los valores de x se encuentran dispersos y si es pequeña, se encuentran cerca de μ_x .

- Covarianza [18]:

Una medida de la correlación entre dos variables aleatorias x y y se encuentra dada por la covarianza, que se define:

$$Cov(xy) = E[(x - \mu_x)(y - \mu_y)] \quad (A.4)$$





APÉNDICE B. SISTEMAS DE PRUEBA

- **SISTEMA DE 11 NODOS**

La capacidad (potencia total trifásica) del transformador de la subestación es de 5000 kVA, está conectado en delta en el lado de alta tensión (115 kV) y en estrella aterrizada en el lado de baja (4.16 kV) [40].

Tabla B. 1 Datos de carga del alimentador de 11 nodos [33]

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	201.0	115.0	225.5	129.0	251.0	144.0
5	160.0	110.0	120.0	90.0	120.0	90.0
3	0.0	0.0	170.0	125.0	80.0	68.0
6	0.0	0.0	230.0	132.0	80.0	60.0
4	160.0	115.0	125.0	80.0	151.0	90.0
9	90.0	60.0	90.0	60.0	90.0	50.0
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	0.0	0.0	0.0	0.0	170.0	80.0
8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	128.0	86.00	0.0	0.00	0.0	0.0

Tabla B. 2 Datos de segmentos de línea

NODO	NODO	LONGITUD	CONFIG.
i	j	(mi)	
1	2	0.378788	601
2	5	0.094697	602
2	3	0.094697	603
3	6	0.056818	603
2	4	0.378788	601



4	9	0.094697	606
4	7	0.056818	604
7	10	0.056818	605
4	8	0.189394	601
7	11	0.151515	607

IMPEDANCIAS DE LÍNEA:

Configuración 601:

Z (R +jX) en ohmios por milla

0.3465 1.0179 0.1560 0.5017 0.1580 0.4236

0.3375 1.0478 0.1535 0.3849

0.3414 1.0348

Configuración 602:

Z (R +jX) en ohmios por milla

0.7526 1.1814 0.1580 0.4236 0.1560 0.5017

0.7475 1.1983 0.1535 0.3849

0.7436 1.2112

Configuración 603:

Z (R +jX) en ohmios por milla

0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000

1.3294 1.3471 0.2066 0.4591

1.3238 1.3569

**Configuración 604:**

Z (R +jX) en ohmios por milla

```
1.3238 1.3569 0.0000 0.0000 0.2066 0.4591
0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
1.3294 1.3471
```

Configuración 605:

Z (R +jX) en ohmios por milla

```
0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
1.3292 1.3475
```

Configuración 606:

Z (R +jX) en ohmios por milla

```
0.7982 0.4463 0.3192 0.0328 0.2849 -0.0143
0.7891 0.4041 0.3192 0.0328
0.7982 0.4463
```

Configuración 607:

Z (R +jX) en ohmios por milla

```
1.3425 0.5124 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
0.0000 0.0000
```

- **SISTEMA DE 33 NODOS**

La capacidad del transformador de la subestación es de 2500 kVA, está conectado en delta en el lado de alta tensión (345 kV) y en estrella aterrizada en el lado de baja (24.9 kV) [40].



Tabla B. 3 Datos de carga del alimentador de 33 nodos [33]

NODO	FASE-1		FASE-2		FASE-3	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	15.61	8.07	13.035	6.74
3	0.0	0.0	15.61	8.07	13.035	6.74
4	0.0	0.0	7.94	4.105	0.0	0.0
5	0.0	0.0	7.94	4.105	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.0	0.0	0.195	0.1	0.0	0.0
10	16.95	8.76	0.0	0.0	0.0	0.0
11	84.715	43.795	0.0	0.0	0.0	0.0
12	67.765	35.035	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0.0	0.0	21.16	10.94	1.39	0.72
14	0.0	0.0	20.965	10.84	0.0	0.0
15	3.09	1.6	0.0	0.0	1.39	0.72
16	3.09	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0
17	0.0	0.0	1.855	0.96	0.0	0.0
18	0.0	0.0	1.855	0.96	0.0	0.0
19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	3.34	1.725	0.54	0.28	2.675	1.385
21	27.0	21.62	27.0	21.62	27.0	21.62
22	5.65	2.92	6.815	3.525	9.085	4.7
23	0.315	0.165	0.0	0.0	0.0	0.0
24	9.825	5.075	16.705	8.635	61.985	32.045
25	4.56	2.355	0.0	0.0	0.0	0.0
26	138.0	109.185	145.735	113.185	144.555	112.575
27	0.0	0.0	23.605	12.205	11.115	5.745
28	19.45	15.57	30.76	21.42	19.45	15.57
29	41.425	27.06	35.615	24.055	96.51	55.54
30	22.43	11.595	16.18	8.36	21.025	10.87
32	13.805	7.135	0.0	0.0	0.0	0.0
33	13.805	7.135	0.0	0.0	0.0	0.0
31	17.605	11.61	19.765	12.725	8.86	7.09



Tabla B. 4 Datos de segmentos de línea

NODO i	NODO j	LONGITUD (mi)	CONFIG.
1	2	0.488636	301
2	3	0.327652	301
3	4	6.10417	301
4	5	1.10606	303
4	6	7.10227	301
6	7	5.63068	301
7	8	0.001894	301
9	10	0.323864	302
9	13	1.93371	301
10	11	9.11932	302
11	12	2.60227	302
13	14	0.573864	303
13	15	0.159091	301
15	16	3.87121	301
16	17	0.098485	301
20	22	0.92803	301
24	29	0.382576	301
24	25	0.05303	301
30	31	0.162879	301
30	32	0.05303	301
25	26	0.255682	301
26	27	0.689394	301
27	28	0.100379	301
8	9	0.058712	301
19	20	0.001894	301
17	18	4.41856	303
17	19	6.97538	301
22	23	0.30618	302
22	24	1.10417	301
29	30	0.507576	301
32	33	0.920455	304
20	21	2.0	300



IMPEDANCIAS DE LÍNEA:

Configuración 300:

Z (R +jX) en ohmios por milla

1.3368	1.3343	0.2101	0.5779	0.2130	0.5015
1.3238	1.3569	0.2066	0.4591		
				1.3294	1.3471

Configuración 301:

Z (R +jX) en ohmios por milla

1.9300	1.4115	0.2327	0.6442	0.2359	0.5691
1.9157	1.4281	0.2288	0.5238		
				1.9219	1.4209

Configuración 302:

Z (R +jX) en ohmios por milla

2.7995	1.4855	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000		
				0.0000	0.0000

Configuración 303:

Z (R +jX) en ohmios por milla

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2.7995	1.4855	0.0000	0.0000		
				0.0000	0.0000

**Configuración 304:**

Z (R +jX) en ohmios por milla

0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000

1.9217 1.4212 0.0000 0.0000

0.0000 0.0000



APÉNDICE C. CÓDIGO DEL PROGRAMA

A continuación se presentan los diagramas de flujo y las subrutinas de la herramienta desarrollada en Fortran, intentando mostrar el funcionamiento de los algoritmos generados para distribuir pseudo-mediciones y estimar el estado de sistemas radiales de distribución.

- **Generación de pseudo-mediciones y desviaciones estándar:**

Este programa genera la entrada para el algoritmo de estimación de estado. Primeramente toma una entrada de potencia trifásica y calcula las pérdidas iniciales de potencia asumiendo un 2 % de pérdidas iniciales, como se muestra a continuación:

$$P'_{m_m, \text{pérdidas}} = P'_{m_m} * .02 \quad (C.1)$$

Dónde:

$P'_{m_m, \text{pérdidas}}$ = Pérdidas de potencia real de la zona de medición m

P'_{m_m} = Nuevo valor de la zona de medición de potencia real m

Posteriormente distribuye carga basándose en el valor del nodo en cuestión y la sumatoria de todos los nodos conectados. Una vez que se han generado todas las pseudo-mediciones, calcula su respectiva desviación estándar. A continuación se presenta la subrutina utilizada y en la Fig. C.1 se muestra su respectivo diagrama de flujo.

```
SUBROUTINE PSEUDOPOT
USE mDATA01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: nod, i, j
COMPLEX, ALLOCATABLE :: sumQ(:), sumP(:)
ALLOCATE(sumQ(3), sumP(3))
nod = 1
DO i=1, 3
DO j=1, NOnodos-1
sumP(i) = sumP(i) + REAL(Scar(j,i))
sumQ(i) = sumQ(i) + IMAG(Scar(j,i))
END DO
END DO
DO i=1, 3
DO j=1, NOnodos-1
Pi(j,i) = (P(i) - Ploss(i)) * (REAL(Scar(j,i))/sumP(i))
Qi(j,i) = (Q(i)-Qloss(i)) * (IMAG(Scar(j,i))/sumQ(i))
desvPi(j,i) = (Pi(j,i) * 50)/300
desvQi(j,i) = (Qi(j,i) * 50)/300
END DO
END DO
END SUBROUTINE
```

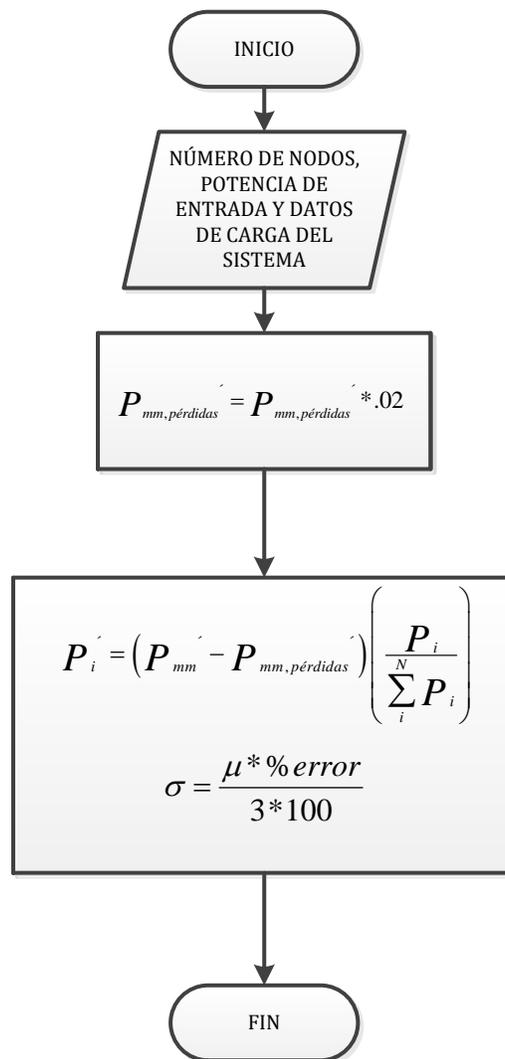


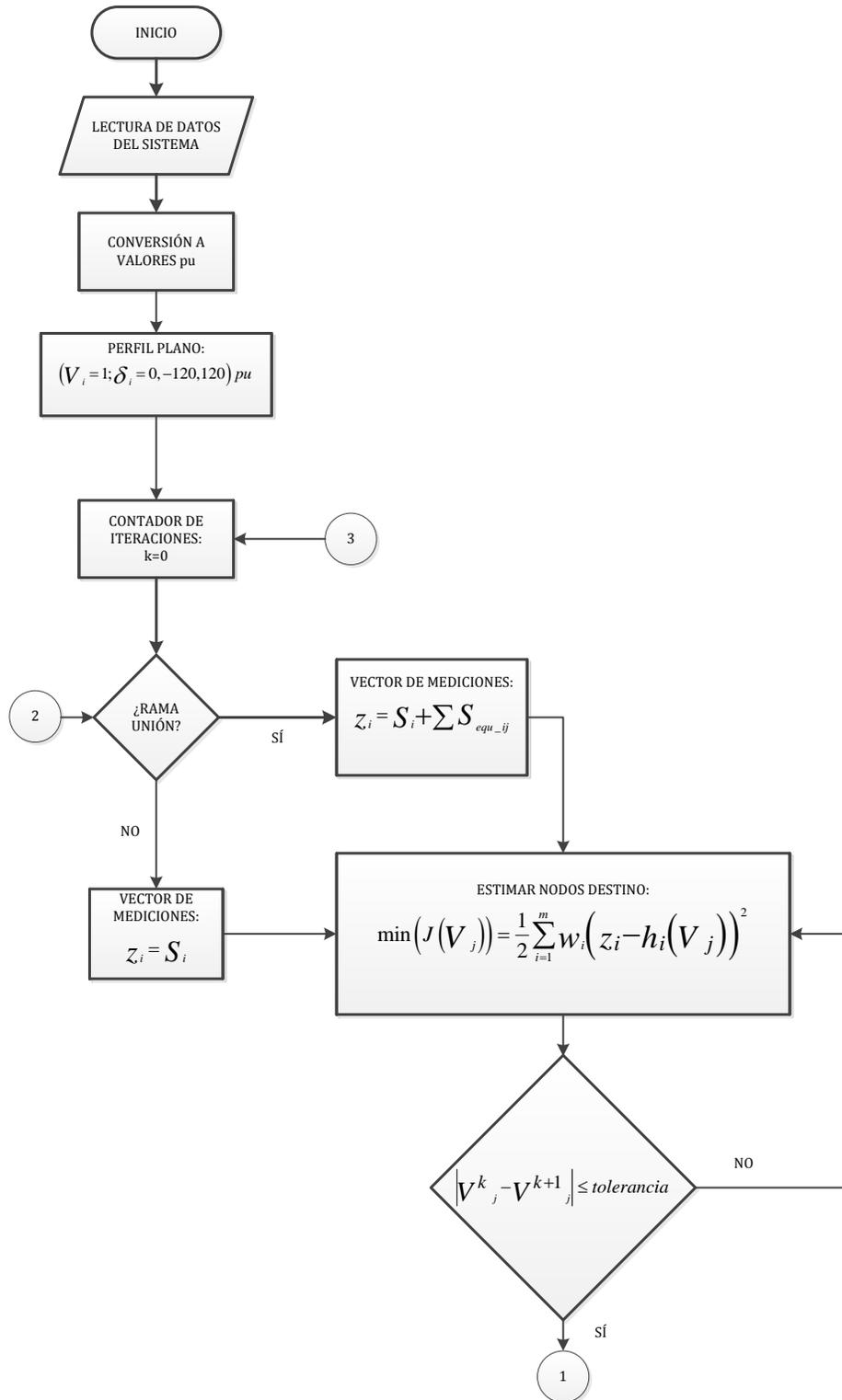
Fig. C. 1 Algoritmo para generar pseudo-mediciones y desviaciones estándar

- **Programa de estimación de estado:**

Una vez garantizada la observabilidad de la red, se puede estimar el estado de la misma. A continuación se citan en una forma muy breve las subrutinas principales del algoritmo desarrollado de estimación de mínimos cuadrados ponderados y de ajuste de pseudo-mediciones. En la Fig. C.2 se muestra un diagrama de flujo con el cual se intenta mostrar la interacción que existe con cada subrutina. Finalmente, se presenta el código de las mismas.

- **PERFILV:** Esta sub-rutina inicializa el vector de estado con un perfil plano.

- VECEDO_UN: Se realiza una distinción para las pseudo-mediciones, ya sea si son nodos unión o nodos cola. En éstos últimos, sólo se consideran los datos de carga y si son uniones también las potencias equivalentes “aguas abajo”.
 - VECEDO: Esta sub-rutina forma el vector de estado, que está formado por las pseudo-mediciones de flujos de potencia.
 - RESIDUOZ: Se plantean las funciones de medición a utilizar (flujos de potencia) y se forma su respectivo vector. Para finalizar se forma el vector residuos (diferencia entre la medición y la evaluación de la función).
 - JACOBIANO: Plantea la formación de la matriz jacobiana, que está dividida en cuatro sub-matrices. La primera y tercera sub-matriz deriva respecto al ángulo y en la segunda y cuarta respecto a la magnitud. Únicamente se hace la derivación con respecto al nodo destino.
 - MAT_GAN: Formación de la matriz de ganancia; primeramente se construye una matriz resultado de la multiplicación de la matriz jacobiana transpuesta y la matriz de ponderaciones, para posteriormente ser multiplicada por la matriz jacobiana.
 - ESTIM: Se forma el vector de incrementos, primeramente se multiplica el jacobiano transpuesto por la matriz de ponderaciones y posteriormente se multiplica por el vector de residuos. Finalmente se resuelve el sistema de ecuaciones obteniendo los incrementos y se actualizan las variables de estado.
 - PEQ: Cómo la metodología utilizada es ramal, se estiman únicamente los voltajes en los nodos destino. En esta subrutina se calculan los flujos equivalentes utilizando esas estimaciones.
 - PROGRES: Una vez que han convergido todos los nodos y se han calculado las potencias equivalentes con esas estimaciones, se procede a hacer el barrido progresivo utilizando estos datos.
 - POTFLOW: En esta parte se calculan los flujos de potencia en ambos sentidos para cada rama del sistema.
 - PERDIDAS: Se calculan las pérdidas de cada rama del sistema.
 - ACTUAL: En esta subrutina se obtienen los residuos para actualizar las pseudo-mediciones. En este caso, sólo se cuenta con una medición a nivel subestación.
 - PU: Esta subrutina convierte las impedancias de línea, los datos de carga y la medición de la subestación a cantidades en por unidad.
-



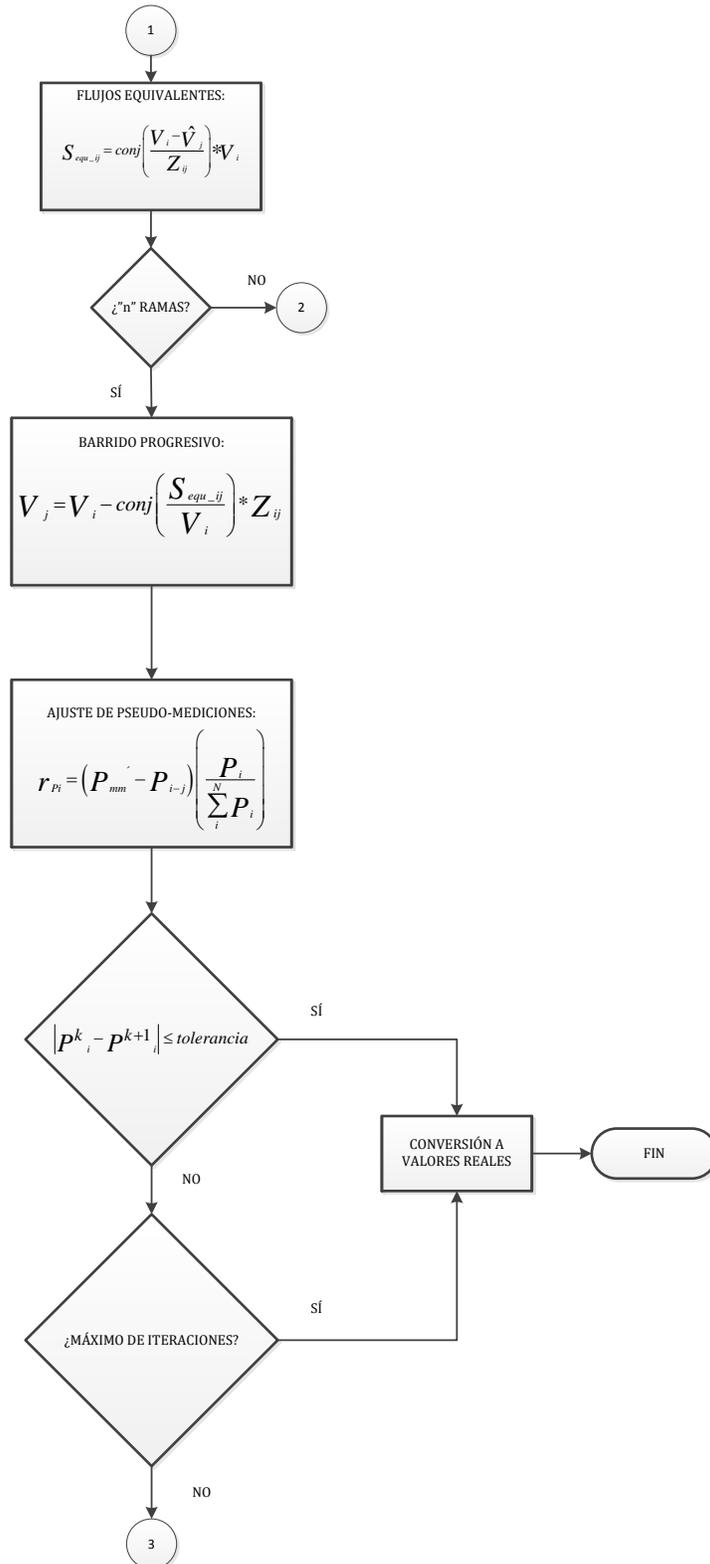


Fig. C. 2 Algoritmo de estimación de estado en redes de distribución



- **PERFILV:**

```
SUBROUTINE PERFILV
USE mData01
IMPLICIT NONE
INTEGER k,j
ALLOCATE (V(NOnodos,3), magV(NOnodos,3),
angV(NOnodos,3))
V = (0.0,0.0)
angV = 0.0
magV = 0.0
!INICIALIZANDO EL VOLTAJE DE REFERENCIA DEL BUS
INFINITO
angV(1,1) = 0.0
angV(1,2) = -2.0944
angV(1,3) = 2.0944
DO j=1, 3
magV(1,j) = 2401.777
V(1,j) = magV(1,j) * COS(angV(1,j)) + ((0.0,1.0) * magV(1,j)
* SIN(angV(1,j)))
WRITE(*,*) V(1,j), j
PAUSE
END DO
DO j=1, NORamas
IF (Tipofas(j) .EQ. 0) THEN
angV(q(j),1) = 0.0
angV(q(j),2) = -2.0944
angV(q(j),3) = 2.0944
DO k=1, 3
magV(q(j),k) = 2401.777
V(q(j),k) = magV(q(j),k) * COS(angV(q(j),k)) + ((0.0,1.0) *
magV(q(j),k) * SIN(angV(q(j),k)))
END DO
ELSE IF (Tipofas(j) .EQ. 12) THEN
angV(q(j),1) = 0.0
angV(q(j),2) = -2.0944
DO k=1, 2
magV(q(j),k) = 2401.777
V(q(j),k) = magV(q(j),k) * COS(angV(q(j),k)) +
((0.0,1.0) * magV(q(j),k) * SIN(angV(q(j),k)))
END DO
ELSE IF (Tipofas(j) .EQ. 23) THEN
angV(q(j),2) = -2.0944
angV(q(j),3) = 2.0944
DO k=2, 3
magV(q(j),k) = 2401.777
V(q(j),k) = magV(q(j),k) * COS(angV(q(j),k)) +
((0.0,1.0) * magV(q(j),k) * SIN(angV(q(j),k)))
END DO
ELSE IF (Tipofas(j) .EQ. 13) THEN
angV(q(j),1) = 0.0
angV(q(j),3) = 2.0944
DO k=1, 3
IF (k .NE. 2) THEN
magV(q(j),k) = 2401.777
V(q(j),k) = magV(q(j),k) * COS(angV(q(j),k)) +
((0.0,1.0) * magV(q(j),k) * SIN(angV(q(j),k)))
```

```
END IFe
END DO
ELSE IF (Tipofas(j) .EQ. 1) THEN
angV(q(j),1) = 0.0
DO k=1, 1
magV(q(j),k) = 2401.777
V(q(j),k) = magV(q(j),k) * COS(angV(q(j),k)) +
((0.0,1.0) * magV(q(j),k) * SIN(angV(q(j),k)))
END DO
ELSE IF (Tipofas(j) .EQ. 2) THEN
angV(q(j),2) = -2.0944
DO k=2, 2
magV(q(j),k) = 2401.777
V(q(j),k) = magV(q(j),k) * COS(angV(q(j),k)) +
((0.0,1.0) * magV(q(j),k) * SIN(angV(q(j),k)))
END DO
ELSE IF (Tipofas(j) .EQ. 3) THEN
angV(q(j),3) = 2.0944
DO k=3, 3
magV(q(j),k) = 2401.777
V(q(j),k) = magV(q(j),k) * COS(angV(q(j),k)) + ((0.0,1.0) *
magV(q(j),k) * SIN(angV(q(j),k)))
END DO
END IF
END DO
refer = 1
END SUBROUTINE
```

- **VECEDO_UN:**

```
SUBROUTINE VECEDO_UN
USE mData01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: j,k, m
Scom = (0.0,0.0)
DO j=1, NORamas
IF (q(ram) .EQ. p(j)) THEN
IF (Tipofas(ram) .EQ. 0) THEN
DO k=1, 3
Scom(k) = Scom(k) + Seq(p(j),q(j),k)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 12) THEN
DO k=1, 2
Scom(k) = Scom(k) + Seq(p(j),q(j),k)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 23) THEN
DO k=2, 3
Scom(k-1) = Scom(k-1) + Seq(p(j),q(j),k)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 13) THEN
m = 0
DO k=1, 3
IF (k .NE. 2) THEN
m = m+1
Scom(m) = Scom(m) + Seq(p(j),q(j),k)
END IF
```



```
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 1) THEN
DO k=1, 1
  Scom(k) = Scom(k) + Seq(p(j),q(j),k)
  END DO
  ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 2) THEN
  DO k=2, 2
  Scom(k-1) = Scom(k-1) + Seq(p(j),q(j),k)
  END DO
  ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 3) THEN
  DO k=3, 3
  Scom(k-2) = Scom(k-2) + Seq(p(j),q(j),k)
  END DO
  END IF
  END IF
  END DO
  IF (Tipofas(ram) .EQ. 0) THEN
  DO k=1, 3
  Scom(k) = Scom(k) + Scar(q(ram)-1, k)
  END DO
  ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 12) .OR.
  (Tipofas(ram) .EQ. 23) .OR. (Tipofas(ram) .EQ.
  13))THEN
  DO k=1, 2
  Scom(k) = Scom(k) + Scar(q(ram)-1, k)
  END DO
  ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 1) .OR.
  (Tipofas(ram) .EQ. 2) .OR. (Tipofas(ram) .EQ.
  3))THEN
  DO k=1, 1
  Scom(k) = Scom(k) + Seq(p(j),q(j),k)
  END DO
  END IF
  IF (tipofas(ram) .EQ. 0) THEN
  ALLOCATE (Var(6,6), W(6,6), z(6))
  Var = 0.0
  W = 0.0
  z = 0.0
  DO k=1, 6
  Var(k,k) = varcar(q(ram)-1)
  W(k,k) = 1.0/Var(k,k)
  END DO
  j = 3
  DO k=1, 3
  z(k) = REAL(Scom(k))
  j = j+1
  z(j) = IMAG(Scom(k))
  END DO
  ELSE IF ((tipofas(ram) .EQ. 12) .OR. (tipofas(ram) .EQ. 13)
  .OR. (tipofas(ram) .EQ. 23)) THEN
  ALLOCATE (Var(4,4), W(4,4), z(4))
  Var = 0.0
  W = 0.0
  z = 0.0
  DO k=1, 4
  Var(k,k) = varcar(q(ram)-1)
  W(k,k) = 1.0/Var(k,k)
```

```
END DO
j = 2
DO k=1, 2
z(k) = REAL(Scom(k))
j = j+1
z(j) = IMAG(Scom(k))
END DO
ELSE IF ((tipofas(ram) .EQ. 1) .OR. (tipofas(ram) .EQ. 2)
.OR. (tipofas(ram) .EQ.3)) THEN
ALLOCATE (Var(2,2), W(2,2), z(2))
Var = 0.0
W = 0.0
z = 0.0
DO k=1, 2
Var(k,k) = varcar(q(ram)-1)
W(k,k) = 1.0/Var(k,k)
END DO
j = 1
DO k=1, 1
z(k) = REAL(Scom(k))
j = j+1
z(j) = IMAG(Scom(k))
END DO
END IF
END SUBROUTINE
```

- **VECEDO:**

```
SUBROUTINE VECEDO
USE mData01
IMPLICIT NONE
INTEGER ::j,k, m
!!!LENANDO EL VECTOR DE MEDICIONES
  IF (tipofas(ram) .EQ. 0) THEN
  ALLOCATE (Var(6,6), W(6,6), z(6))
  Var = 0.0
  W = 0.0
  z = 0.0
  DO k=1, 6
  Var(k,k) = varcar(q(ram)-1)
  W(k,k) = 1.0/Var(k,k)
  END DO
  j = 3
  DO k=1, 3
  z(k) = REAL(Scar(q(ram)-1,k))
  j = j+1
  z(j) = IMAG(Scar(q(ram)-1,k))
  END DO
  ELSE IF ((tipofas(ram) .EQ. 12) .OR.
  (tipofas(ram) .EQ. 13) .OR. (tipofas(ram) .EQ.
  23)) THEN
  ALLOCATE (Var(4,4), W(4,4), z(4))
  Var = 0.0
  W = 0.0
  z = 0.0
  DO k=1, 4
```



```
Var(k,k) = varcar(q(ram)-1)
W(k,k) = 1.0/Var(k,k)
END DO
j = 2
DO k=1, 2
z(k) = REAL(Scar(q(ram)-1,k))
j = j+1
z(j) = IMAG(Scar(q(ram)-1,k))
END DO
ELSE IF ((tipofas(ram) .EQ. 1) .OR. (tipofas(ram)
.EQ. 2) .OR. (tipofas(ram) .EQ.3)) THEN
ALLOCATE (Var(2,2), W(2,2), z(2))
Var = 0.0
W = 0.0
z = 0.0
DO k=1, 2
Var(k,k) = varcar(q(ram)-1)
W(k,k) = 1.0/Var(k,k)
END DO
DO j=1, 2
DO k=1, 2
END DO
END DO
j = 1
DO k=1, 1
z(k) = REAL(Scar(q(ram)-1,k))
j = j+1
z(j) = IMAG(Scar(q(ram)-1,k))
END DO
END IF
END SUBROUTINE
```

- **RESIDUOZ:**

```
SUBROUTINE RESIDUOZ
USE mData01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: j, k, l, m
REAL :: Yij, thetapq, aux1, aux2
hx = 0.0
!!!CALCULO DE FLUJOS DE POTENCIA Y FORMACION DEL
VECTOR hx
!!CASO TRIFÁSICO
IF (Tipofas(ram) .EQ. 0) THEN
DO j=1, 3
DO k=1, 3
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) + (ABS(Yij) * ((magV(p(ram),k) *
COS(aux1 - thetapq)) - (magV(q(ram),k) * COS(aux2 -
thetapq))))
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) + (ABS(Yij) * ((magV(p(ram),k) *
SIN(aux1 - thetapq)) - (magV(q(ram),k) * SIN(aux2 -
thetapq))))
END DO
END DO
```

```
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) * magV(p(ram),j)
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) * magV(p(ram),j)
hx(j) = Pij(ram,j)
hx(j+3) = Qij(ram,j)
END DO
!!CASO BIFÁSICO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 12) THEN
DO j=1, 2
DO k=1, 2
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
END DO
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) * magV(p(ram),j)
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) * magV(p(ram),j)
hx(j) = Pij(ram,j)
hx(j+2) = Qij(ram,j)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 13) THEN
l = 0
DO j=1, 3
IF (j .NE. 2) THEN
l = l + 1
DO k=1, 3
IF (k .NE. 2) THEN
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
END IF
END DO
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) * magV(p(ram),j)
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) * magV(p(ram),j)
hx(l) = Pij(ram,j)
hx(l+2) = Qij(ram,j)
END IF
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 23) THEN
DO j=2, 3
DO k=2, 3
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
```



```
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) + (ABS(Yij) * ((magV(p(ram),k) *
COS(aux1 - thetapq)) - (magV(q(ram),k) * COS(aux2 -
thetapq))))
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) + (ABS(Yij) * ((magV(p(ram),k) *
SIN(aux1 - thetapq)) - (magV(q(ram),k) * SIN(aux2 -
thetapq))))
END DO
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) * magV(p(ram),j)
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) * magV(p(ram),j)
hx(j-1) = Pij(ram,j)
hx(j+1) = Qij(ram,j)
END DO
!CASO MONOFÁSICO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 1) THEN
DO j=1, 1
DO k=1, 1
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) + (ABS(Yij) * ((magV(p(ram),k) *
COS(aux1 - thetapq)) - (magV(q(ram),k) * COS(aux2 -
thetapq))))
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) + (ABS(Yij) * ((magV(p(ram),k) *
SIN(aux1 - thetapq)) - (magV(q(ram),k) * SIN(aux2 -
thetapq))))
END DO
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) * magV(p(ram),j)
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) * magV(p(ram),j)
hx(j) = Pij(ram,j)
hx(j+1) = Qij(ram,j)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 2) THEN
DO j=2, 2
DO k=2, 2
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(j,p(ram)) - angV(k,p(ram))
aux2 = angV(j,p(ram)) - angV(k,q(ram))
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
END DO
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) * magV(p(ram),j)
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) * magV(p(ram),j)
hx(j-1) = Pij(ram,j)
hx(j) = Qij(ram,j)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 3) THEN
DO j=3, 3
DO k=3, 3
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
END DO
Pij(ram,j) = Pij(ram,j) * magV(p(ram),j)
Qij(ram,j) = Qij(ram,j) * magV(p(ram),j)
hx(j-2) = Pij(ram,j)
hx(j-1) = Qij(ram,j)
END DO
END IF
!!SE CALCULA EL VECTOR DELTA Z
IF (Tipofas(ram) .EQ. 0) THEN
ALLOCATE(deltaZ(6))
DO j=1,6
deltaZ(j) = z(j) - hx(j)
END DO
ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 12) .OR.
(Tipofas(ram) .EQ. 13) .OR. (Tipofas(ram) .EQ.
23)) THEN
ALLOCATE(deltaZ(4))
DO j=1, 4
deltaZ(j) = z(j) - hx(j)
END DO
ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 1) .OR. (Tipofas(ram) .EQ. 2)
.OR. (Tipofas(ram) .EQ. 3)) THEN
ALLOCATE(deltaZ(2))
DO j=1,2
deltaZ(j) = z(j) - hx(j)
END DO
END IF
END SUBROUTINE

• JACOBIANO:

SUBROUTINE JACOBIANO
USE mData01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: j, k, l, m
REAL :: Yij, Yii, thetapq, thetapp
REAL :: aux1, aux2, aux3
COMPLEX aux4
!! CASO DE RAMA SEA TRIFASICA
IF (tipofas(ram) .EQ. 0) THEN
ALLOCATE(Jac(6,6), Jac1(3,3), Jac2(3,3), Jac3(3,3),
Jac4(3,3), JacTrans(6,6))
Jac1 = 0.0
!!SE LLENA LA DIAGONAL DEL JACOBIANO 1 dPij/dthetaj
!!JACOBIANO 2 dPij/dVj, JACOBIANO 3 dQij/dthetaj
!!JACOBIANO 4 dQij/dVj
DO j=1, 3
aux4 = 1.0/Zppqabc(j,j,ram)
Yii = SQRT(REAL(aux4)**2 + IMAG(aux4)**2)
```



```
thetapp = -1.0 * angZabc(j,j,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),j)
Jac1(j,j) = -1.0 * magV(p(ram),j) * magV(q(ram),j) * Yii *
SIN(aux1-thetapp)
Jac2(j,j) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yii * COS(aux1-thetapp))
Jac3(j,j) = (magV(p(ram),j) * magV(q(ram),j) * Yii *
COS(aux1-thetapp))
Jac4(j,j) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yii * SIN(aux1-thetapp))
!!LLENANDO LOS ELEMENTOS FUERA DE LA DIAGONAL
DEL JACOBIANO
DO k=1, 3
IF (k.NE. j) THEN
aux4 = 1.0/Zpqabc(j,k,ram)
Yij = SQRT(REAL(aux4)**2 + IMAG(aux4)**2)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
Jac1(j,k) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * magV(q(ram),k) * Yij *
SIN(aux2-thetapq))
Jac2(j,k) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yij * COS(aux2-
thetapq))
Jac3(j,k) = magV(p(ram),j) * magV(q(ram),k) * Yij *
COS(aux2-thetapq)
Jac4(j,k) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yij * SIN(aux2-
thetapq))
END IF
END DO
END DO
!!ACOMODANDO LAS SUBMATRICES EN EL
JACOBIANO
DO j=1, 3
DO k=1, 3
Jac(j,k) = Jac1(j,k)
Jac(j,k+3) = Jac2(j,k)
Jac(j+3,k) = Jac3(j,k)
Jac(j+3,k+3) = Jac4(j,k)
END DO
END DO
ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 12) .OR. (Tipofas(ram)
.EQ. 13) .OR. (Tipofas(ram) .EQ. 23)) THEN
ALLOCATE(Jac(4,4), Jac1(2,2), Jac2(2,2), Jac3(2,2),
Jac4(2,2), JacTrans(4,4))
!!CASO DE LA FASE AB
IF (Tipofas(ram) .EQ. 12) THEN
!!SE LLENA LA DIAGONAL DEL JACOBIANO 1
dPij/dthetaj
!!JACOBIANO 2 dPij/dVj, JACOBIANO 3 dQij/dthetaj
!!JACOBIANO 4 dQij/dVj
DO j=1, 2
aux4 = 1.0/Zpqabc(j,j,ram)
Yii = SQRT(REAL(aux4)**2 + IMAG(aux4)**2)
thetapp = -1.0 * angZabc(j,j,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),j)
Jac1(j,j) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * magV(q(ram),j) *
Yii * SIN(aux1-thetapp))
Jac2(j,j) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yii * COS(aux1-
thetapp))
Jac3(j,j) = (magV(p(ram),j) * magV(q(ram),j) * Yii *
COS(aux1-thetapp))
Jac4(j,j) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yii * SIN(aux1-
thetapp))
!!LLENANDO LOS ELEMENTOS FUERA DE LA DIAGONAL
DEL JACOBIANO
DO k=2, 3
IF (k.NE. j) THEN
aux4 = 1.0/Zpqabc(j,k,ram)
Yij = SQRT(REAL(aux4)**2 +
IMAG(aux4)**2)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux2 = angV(p(ram),j) -
angV(q(ram),k)
Jac1(j-1,k-1) = -1.0 * (magV(p(ram),j)
* magV(q(ram),k) * Yij * SIN(aux2-
thetapq))
Jac2(j-1,k-1) = -1.0 * (magV(p(ram),j)
* Yij * COS(aux2-thetapq))
!!SE LLENA LA DIAGONAL DEL JACOBIANO 1 dPij/dthetaj
!!JACOBIANO 2 dPij/dVj, JACOBIANO 3 dQij/dthetaj
!!JACOBIANO 4 dQij/dVj
!!CASO DE LA FASE BC
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 23) THEN
DO j=2, 3
aux4 = 1.0/Zpqabc(j,j,ram)
Yii = SQRT(REAL(aux4)**2 + IMAG(aux4)**2)
thetapp = -1.0 * angZabc(j,j,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),j)
Jac1(j-1,j-1) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * magV(q(ram),j) * Yii
* SIN(aux1-thetapp))
Jac2(j-1,j-1) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yii * COS(aux1-
thetapp))
Jac3(j-1,j-1) = (magV(p(ram),j) * magV(q(ram),j) * Yii *
COS(aux1-thetapp))
Jac4(j-1,j-1) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yii * SIN(aux1-
thetapp))
!!LLENANDO LOS ELEMENTOS FUERA DE LA DIAGONAL
DEL JACOBIANO
DO k=2, 3
IF (k.NE. j) THEN
aux4 = 1.0/Zpqabc(j,k,ram)
Yij = SQRT(REAL(aux4)**2 +
IMAG(aux4)**2)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux2 = angV(p(ram),j) -
angV(q(ram),k)
Jac1(j-1,k-1) = -1.0 * (magV(p(ram),j)
* magV(q(ram),k) * Yij * SIN(aux2-
thetapq))
Jac2(j-1,k-1) = -1.0 * (magV(p(ram),j)
* Yij * COS(aux2-thetapq))
```



```
Jac3(j-1,k-1) = magV(p(ram),j) *
magV(q(ram),k) * Yij * COS(aux2-
thetapq)
Jac4(j-1,k-1) = -1.0 * (magV(p(ram),j)
* Yij * SIN(aux2-thetapq))
END IF
END DO
END DO
!!CASO DE LAS FASES AC
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 13) THEN
l = 0
DO j=1, 3
m = 0
ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 1) .OR.
(Tipofas(ram) .EQ. 2) .OR.
(Tipofas(ram) .EQ. 3)) THEN
ALLOCATE(Jac(2,2), Jac1(1,1),
Jac2(1,1), Jac3(1,1), Jac4(1,1),
JacTrans(2,2))
IF (Tipofas(ram) .EQ. 1) THEN
!!SE LLENA LA DIAGONAL DEL
JACOBIANO 1 dPij/dthetaj
!!JACOBIANO 2 dPij/dVj, JACOBIANO 3
dQij/dthetaj
!!JACOBIANO 4 dQij/dVj
DO j=1, 1
aux4 = 1.0/Zpqabc(j,j,ram)
Yii = SQRT(REAL(aux4)**2 +
IMAG(aux4)**2)
thetapp = -1.0 * angZabc(j,j,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) -
angV(q(ram),j)
Jac1(j,j) = -1.0 * ((magV(p(ram),j) *
magV(q(ram),j) *
Yii*SIN(aux1thetapp)))
Jac2(j,j) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yii *
COS(aux1-thetapp))
Jac3(j,j) = (magV(p(ram),j) *
magV(q(ram),j) * Yii * COS(aux1-
thetapp))
Jac4(j,j) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yii *
SIN(aux1-thetapp))
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 2) THEN
DO j=2, 2
aux4 = 1.0/Zpqabc(j,j,ram)
Yii = SQRT(REAL(aux4)**2 +
IMAG(aux4)**2)
thetapp = -1.0 * angZabc(j,j,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) -
angV(q(ram),j)
Jac1(j-1,j-1) = -1.0 * (magV(p(ram),j) *
magV(q(ram),j) * Yii * SIN(aux1-
thetapp))
Jac2(j-1,j-1) = -1.0 * (magV(p(ram),j) *
Yii * COS(aux1-thetapp))
```

```
Jac3(j-1,j-1) = (magV(p(ram),j) * magV(q(ram),j)
* Yii * COS(aux1-thetapp))
Jac4(j-1,j-1) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yii *
SIN(aux1-thetapp))
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 3) THEN
DO j=3, 3
aux4 = 1.0/Zpqabc(j,j,ram)
Yii = SQRT(REAL(aux4)**2 + IMAG(aux4)**2)
thetapp = -1.0 * angZabc(j,j,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),j)
Jac1(j-2,j-2) = -1.0 * (magV(p(ram),j) *
magV(q(ram),j) * Yii * SIN(aux1-thetapp))
Jac2(j-2,j-2) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yii *
COS(aux1-thetapp))
Jac3(j-2,j-2) = (magV(p(ram),j) * magV(q(ram),j)
* Yii * COS(aux1-thetapp))
Jac4(j-2,j-2) = -1.0 * (magV(p(ram),j) * Yii *
SIN(aux1-thetapp))
END DO
END IF
DO j=1, 1
Jac(j,j) = Jac1(j,j)
Jac(j,j+1) = Jac2(j,j)
Jac(j+1,j) = Jac3(j,j)
Jac(j+1,j+1) = Jac4(j,j)
END DO
END IF
JacTrans = TRANSPOSE(Jac)
END SUBROUTINE
```

• MAT_GAN:

```
SUBROUTINE MAT_GAN
USE mDATA01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: j,k
IF (Tipofas(ram) .EQ. 0) THEN
ALLOCATE(Mult1(6,6), G(6,6))
CALL MRRRR(6,6,Jactrans,6,6,6,W,6,6,6,Mult1,6)
CALL MRRRR(6,6,Mult1,6,6,6,Jac,6,6,6,G,6)
ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 12) .OR.
(Tipofas(ram) .EQ. 13) .OR. (Tipofas(ram) .EQ.
23)) THEN
ALLOCATE(Mult1(4,4), G(4,4))
CALL MRRRR(4,4,Jactrans,4,4,4,W,4,4,4,Mult1,4)
CALL MRRRR(4,4,Mult1,4,4,4,Jac,4,4,4,G,4)
WRITE(8,53) p(ram), q(ram)
53 FORMAT(12X,'JAC',I3,I3)
DO j=1, 4
DO k=1, 4
WRITE(8,54) j,k,Jac(j,k)
54 FORMAT(12X,'Jac',I1,',',I1,',')=,F30.5)
END DO
END DO
```



```

ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 1) .OR.
(Tipofas(ram) .EQ. 2) .OR. (Tipofas(ram) .EQ. 3))
THEN
ALLOCATE(Mult1(2,2), G(2,2))
CALL MRRRR(2,2,Jactrans,2,2,2,W,2,2,2,Mult1,2)
CALL MRRRR(2,2,Mult1,2,2,2,Jac,2,2,2,G,2)
END IF
END SUBROUTINE

```

- **ESTIM:**

```

SUBROUTINE ESTIM
USE mData01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: j, k, m
COMPLEX :: aux1, aux2
IF(Tipofas(ram) .EQ. 0) THEN
ALLOCATE(Mult2(6,6), deltaX(6))
CALL MRRRR(6,6,Mult1,6,6,1,deltaZ,6,6,1,Mult2,6)
CALL LSLRG (6,G,6,Mult2,1,deltaX)
k = 3
DO j=1, 3
k = k+1
magVcal(q(ram), j) = magV(q(ram),j) + deltaX(k)
angVcal(q(ram), j) = angV(q(ram),j) + deltaX(j)
Vcal(q(ram),j) =
magVcal(q(ram),j)*COS(angVcal(q(ram),j)) +
((0.0,1.0) *
magVcal(q(ram),j)*SIN(angVcal(q(ram),j)))
WRITE(*,*) deltaX(j), deltaX(k), p(ram), q(ram)
END DO
ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 12) .OR.
(Tipofas(ram) .EQ. 13) .OR. (Tipofas(ram) .EQ.
23)) THEN
ALLOCATE(Mult2(4,4), deltaX(4))
CALL
MRRRR(4,4,Mult1,4,4,1,deltaZ,4,4,1,Mult2,4)
CALL LSLRG (4,G,4,Mult2,1,deltaX)
IF (Tipofas(ram) .EQ. 12) THEN
k = 2
DO j=1, 2
k = k+1
magVcal(q(ram), j) = magV(q(ram),j) + deltaX(k)
angVcal(q(ram), j) = angV(q(ram),j) + deltaX(j)
Vcal(q(ram),j) =
magVcal(q(ram),j)*COS(angVcal(q(ram),j)) +
((0.0,1.0) *
magVcal(q(ram),j)*SIN(angVcal(q(ram),j)))
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 23) THEN
m = 0
k = 2
DO j=2, 3
k = k+1
m = m+1
magVcal(q(ram), j) = magV(q(ram),j) + deltaX(k)
angVcal(q(ram), j) = angV(q(ram),j) + deltaX(m)

```

```

Vcal(q(ram),j) =
magVcal(q(ram),j)*COS(angVcal(q(ram),j)) +
((0.0,1.0) *
magVcal(q(ram),j)*SIN(angVcal(q(ram),j)))
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 13) THEN
m = 0
k = 2
DO j=1, 3
IF (j .NE. 2) THEN
m = m+1
k = k+1
magVcal(q(ram), j) = magV(q(ram),j) + deltaX(k)
angVcal(q(ram), j) = angV(q(ram),j) + deltaX(m)
Vcal(q(ram),j) =
magVcal(q(ram),j)*COS(angVcal(q(ram),j)) +
((0.0,1.0) *
magVcal(q(ram),j)*SIN(angVcal(q(ram),j)))
END IF
END DO
ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 1) .OR.
(Tipofas(ram) .EQ. 2) .OR. (Tipofas(ram) .EQ. 3))
THEN
ALLOCATE(Mult2(2,2), deltaX(2))
CALL
MRRRR(2,2,Mult1,2,2,1,deltaZ,2,2,1,Mult2,2)
CALL LSLRG (2,G,2,Mult2,1,deltaX)
IF (Tipofas(ram) .EQ. 1) THEN
k = 1
DO j=1, 1
k = k+1
magVcal(q(ram), j) = magV(q(ram),j) + deltaX(k)
angVcal(q(ram), j) = angV(q(ram),j) + deltaX(j)
Vcal(q(ram),j) =
magVcal(q(ram),j)*COS(angVcal(q(ram),j)) +
((0.0,1.0) *
magVcal(q(ram),j)*SIN(angVcal(q(ram),j)))
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 2) THEN
m = 0
k = 1
DO j=2, 2
m = m+1
k = k+1
magVcal(q(ram), j) = magV(q(ram),j) + deltaX(k)
angVcal(q(ram), j) = angV(q(ram),j) + deltaX(m)
Vcal(q(ram),j) =
magVcal(q(ram),j)*COS(angVcal(q(ram),j)) + ((0.0,1.0) *
magVcal(q(ram),j)*SIN(angVcal(q(ram),j)))
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 3) THEN
m = 0
k = 1
DO j=3, 3
m = m+1
k = k+1

```



```
magVcal(q(ram), j) = magV(q(ram),j) + deltaX(k)
angVcal(q(ram), j) = angV(q(ram),j) + deltaX(m)
Vcal(q(ram),j) =
magVcal(q(ram),j)*COS(angVcal(q(ram),j)) +
((0.0,1.0) *
magVcal(q(ram),j)*SIN(angVcal(q(ram),j)))
END DO
END IF
END IF
END SUBROUTINE
```

- **PEQ:**

```
SUBROUTINE PEQ
USE mData01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: j, k, l
COMPLEX :: aux1, aux2
IF (distunion(ram) .EQ. 0) THEN
IF (Tipofas(ram) .EQ. 0) THEN

DO j=1, 3
aux1 = CONJG(V(p(ram),j) - V(q(ram),j))
aux2 = CONJG(Zpqabc(j,j,ram))
Seq(p(ram),q(ram),j) = (aux1 / aux2) *
V(p(ram),j)
END DO

ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 12) .OR.
(Tipofas(ram) .EQ. 13) .OR. (Tipofas(ram) .EQ.
23)) THEN
IF (Tipofas(ram) .EQ. 12) THEN
DO j=1, 2
aux1 = CONJG(V(p(ram),j) - V(q(ram),j))
aux2 = CONJG(Zpqabc(j,j,ram))
Seq(p(ram),q(ram),j) = (aux1 / aux2) *
V(p(ram),j)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 23)
THEN
DO j=2, 3
aux1 = CONJG(V(p(ram),j) -
V(q(ram),j))
aux2 = CONJG(Zpqabc(j,j,ram))
Seq(p(ram),q(ram),j) = (aux1 / aux2)
* V(p(ram),j)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 13) THEN
DO j=1, 3
IF (j .NE. 2) THEN
aux1 = CONJG(V(p(ram),j) - V(q(ram),j))
aux2 = CONJG(Zpqabc(j,j,ram))
Seq(p(ram),q(ram),j) = (aux1 / aux2) *
V(p(ram),j)
END IF
END DO
END IF
END IF
```

```
ELSE IF ((Tipofas(ram) .EQ. 1) .OR.
(Tipofas(ram) .EQ. 2) .OR. (Tipofas(ram) .EQ. 3))
THEN
IF (Tipofas(ram) .EQ. 1) THEN
DO j=1, 1
aux1 = CONJG(V(p(ram),j) - V(q(ram),j))
aux2 = CONJG(Zpqabc(j,j,ram))
Seq(p(ram),q(ram),j) = (aux1 / aux2) *
V(p(ram),j)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 2) THEN
DO j=2, 2
aux1 = CONJG(V(p(ram),j) - V(q(ram),j))
aux2 = CONJG(Zpqabc(j,j,ram))
Seq(p(ram),q(ram),j) = (aux1 / aux2) *
V(p(ram),j)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 3) THEN
DO j=3, 3
aux1 = CONJG(V(p(ram),j) - V(q(ram),j))
aux2 = CONJG(Zpqabc(j,j,ram))
Seq(p(ram),q(ram),j) = (aux1 / aux2) *
V(p(ram),j)
END DO
END IF
END IF
END SUBROUTINE
```

- **PROGRES:**

```
SUBROUTINE PROGRES
USE mData01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: j, k
REAL :: pu
COMPLEX :: aux1, aux2, aux3
IF (Tipofas(i) .EQ. 0) THEN
DO j=1, 3
aux1 = CONJG(Seq(p(i),q(i),j)/V(p(i),j))
aux2 = aux1*(Zpqabc(j,j,i))
Vcal(q(i),j) = V(p(i),j) - aux2
END DO
ELSE IF (Tipofas(i) .EQ. 12) THEN
DO j=1, 2
aux1 = CONJG(Seq(p(i),q(i),j)/V(p(i),j))
aux2 = aux1*(Zpqabc(j,j,i))
Vcal(q(i),j) = V(p(i),j) - aux2
END DO
Vcal(q(i),3) = V(p(i),3)
ELSE IF (Tipofas(i) .EQ. 23) THEN
DO j=2, 3
aux1 = CONJG(Seq(p(i),q(i),j)/V(p(i),j))
aux2 = aux1*(Zpqabc(j,j,i))
Vcal(q(i),j) = V(p(i),j) - aux2
END DO
Vcal(q(i),1) = V(p(i),1)
ELSE IF (Tipofas(i) .EQ. 13) THEN
```



```
DO j=1, 3
  IF (j .NE. 2) THEN
    aux1 = CONJG(Seq(p(i),q(i),j)/V(p(i),j))
    aux2 = aux1*(Zpqabc(j,i))
    Vcal(q(i),j) = V(p(i),j) - aux2
  END IF
END DO
Vcal(q(i),2) = V(p(i),2)
ELSE IF(Tipofas(i) .EQ. 1) THEN
  DO j=1, 1
    aux1 = CONJG(Seq(p(i),q(i),j)/V(p(i),j))
    aux2 = aux1*(Zpqabc(j,i))
    Vcal(q(i),j) = V(p(i),j) - aux2
  END DO
  Vcal(q(i),2) = V(p(i),2)
  Vcal(q(i),3) = V(p(i),3)
ELSE IF(Tipofas(i) .EQ. 2) THEN
  DO j=2, 2
    aux1 = CONJG(Seq(p(i),q(i),j)/V(p(i),j))
    aux2 = aux1*(Zpqabc(j,i))
    Vcal(q(i),j) = V(p(i),j) - aux2
  END DO
  Vcal(q(i),1) = V(p(i),1)
  Vcal(q(i),3) = V(p(i),3)
ELSE IF(Tipofas(i) .EQ. 3) THEN
  DO j=3, 3
    aux1 = CONJG(Seq(p(i),q(i),j)/V(p(i),j))
    aux2 = aux1*(Zpqabc(j,i))
    Vcal(q(i),j) = V(p(i),j) - aux2
  END DO
  Vcal(q(i),2) = V(p(i),2)
  Vcal(q(i),1) = V(p(i),1)
END IF
DO j=1, 3
  magVcal(q(i), j) = sqrt(REAL(Vcal(q(i),j))**2 +
  IMAG(Vcal(q(i),j))**2)
END DO
DO j=1, 3
  IF ((REAL(Vcal(q(i),j)) .GT. 0.0) .AND. (IMAG(Vcal(q(i),j))
  .GE. 0.0)) THEN
    angVcal(q(i),j) = ATAN(IMAG(Vcal(q(i),j)) /
    REAL(Vcal(q(i),j)))
  ELSE IF ((REAL(Vcal(q(i),j)) .LT. 0.0) .AND.
  (IMAG(Vcal(q(i),j)) .GT. 0.0)) THEN
    angVcal(q(i),j) = ATAN(IMAG(Vcal(q(i),j)) /
    REAL(Vcal(q(i),j)))
    angVcal(q(i),j) = angVcal(q(i),j) + 3.1416
  ELSE IF ((REAL(Vcal(q(i),j)) .LT. 0.0) .AND.
  (IMAG(Vcal(q(i),j)) .LT. 0.0)) THEN
    angVcal(q(i),j) = ATAN(IMAG(Vcal(q(i),j)) /
    REAL(Vcal(q(i),j)))
    angVcal(q(i),j) = angVcal(q(i),j) - 3.1416
  ELSE IF ((REAL(Vcal(q(i),j)) .GT. 0.0) .AND.
  (IMAG(Vcal(q(i),j)) .LT. 0.0)) THEN
    angVcal(q(i),j) = ATAN(IMAG(Vcal(q(i),j)) /
    REAL(Vcal(q(i),j)))
  ELSE IF (REAL(Vcal(q(i),j)) .EQ. 0.0) THEN
```

```
    angVcal(q(i),j) = 0.0
  END IF
END DO
DO j=1, 3
  magVant(q(i),j) = magV(q(i),j)
  angVant(q(i),j) = angV(q(i),j)
  V(q(i),j) = Vcal(q(i),j)
  magV(q(i),j) = magVcal(q(i),j)

  angV(q(i),j) = angVcal(q(i),j)
END DO
END SUBROUTINE
```

• POTFLOW:

```
SUBROUTINE POTFLOW
USE mData01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: j, k, l, m
REAL :: Yij, thetapq, aux1, aux2, aux3, aux4
hx = 0.0
!!!CALCULO DE FLUJOS DE POTENCIA DE IDA Y
REGRESO
!!CASO TRIFÁSICO
IF (Tipofas(ram) .EQ. 0) THEN
  DO j=1, 3
    DO k=1, 3
      Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
      thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
      aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
      aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
      aux3 = angV(q(ram),j) - angV(q(ram),k)
      aux4 = angV(q(ram),j) - angV(p(ram),k)
      Plm(ram,j) = Plm(ram,j) + (ABS(Yij) *
      ((magV(p(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
      (magV(q(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
      Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) + (ABS(Yij) *
      ((magV(p(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
      (magV(q(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
      Pml(ram,j) = Pml(ram,j) + (ABS(Yij) *
      ((magV(q(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
      (magV(p(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
      Qml(ram,j) = Qml(ram,j) + (ABS(Yij) * ((magV(q(ram),k) *
      SIN(aux1 - thetapq)) - (magV(p(ram),k) * SIN(aux2 -
      thetapq))))
    END DO
    Plm(ram,j) = Plm(ram,j) * magV(p(ram),j)
    Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) * magV(p(ram),j)
    Pml(ram,j) = Pml(ram,j) * magV(q(ram),j)
    Qml(ram,j) = Qml(ram,j) * magV(q(ram),j)
  END DO
  !!CASO BIFÁSICO
  ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 12) THEN
    DO j=1, 2
      DO k=1, 2
        Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
        thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
```



```
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
aux3 = angV(q(ram),j) - angV(q(ram),k)
aux4 = angV(q(ram),j) - angV(p(ram),k)
Plm(ram,j) = Plm(ram,j) + (ABS(Yij) * ((magV(p(ram),k) *
COS(aux1 - thetapq)) - (magV(q(ram),k) * COS(aux2 -
thetapq))))
Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) + (ABS(Yij) * ((magV(p(ram),k) *
SIN(aux1 - thetapq)) - (magV(q(ram),k) * SIN(aux2 -
thetapq))))
Pml(ram,j) = Pml(ram,j) + (ABS(Yij) * ((magV(q(ram),k) *
COS(aux1 - thetapq)) - (magV(p(ram),k) * COS(aux2 -
thetapq))))
Qml(ram,j) = Qml(ram,j) + (ABS(Yij) * ((magV(q(ram),k) *
SIN(aux1 - thetapq)) - (magV(p(ram),k) * SIN(aux2 -
thetapq))))
END DO
Plm(ram,j) = Plm(ram,j) * magV(p(ram),j)
Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) * magV(p(ram),j)
Pml(ram,j) = Pml(ram,j) * magV(q(ram),j)
Qml(ram,j) = Qml(ram,j) * magV(q(ram),j)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 13) THEN
DO j=1, 3
IF (j .NE. 2) THEN
DO k=1, 3
IF (k .NE. 2) THEN
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
aux3 = angV(q(ram),j) - angV(q(ram),k)
aux4 = angV(q(ram),j) - angV(p(ram),k)
Plm(ram,j) = Plm(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
Pml(ram,j) = Pml(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(q(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(p(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
Qml(ram,j) = Qml(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(q(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(p(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
END IF
END DO
Plm(ram,j) = Plm(ram,j) * magV(p(ram),j)
Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) * magV(p(ram),j)
Pml(ram,j) = Pml(ram,j) * magV(q(ram),j)
Qml(ram,j) = Qml(ram,j) * magV(q(ram),j)
END IF
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 23) THEN
DO j=2, 3
DO k=2, 3
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
```

```
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
aux3 = angV(q(ram),j) - angV(q(ram),k)
aux4 = angV(q(ram),j) - angV(p(ram),k)
Plm(ram,j) = Plm(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
Pml(ram,j) = Pml(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(q(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(p(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
Qml(ram,j) = Qml(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(q(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(p(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
END DO
Plm(ram,j) = Plm(ram,j) * magV(p(ram),j)
Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) * magV(p(ram),j)
Pml(ram,j) = Pml(ram,j) * magV(q(ram),j)
Qml(ram,j) = Qml(ram,j) * magV(q(ram),j)
END DO
!CASO MONOFÁSICO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 1) THEN
DO j=1, 1
DO k=1, 1
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
aux3 = angV(q(ram),j) - angV(q(ram),k)
aux4 = angV(q(ram),j) - angV(p(ram),k)
Plm(ram,j) = Plm(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
Pml(ram,j) = Pml(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(q(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(p(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
Qml(ram,j) = Qml(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(q(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(p(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
END DO
Plm(ram,j) = Plm(ram,j) * magV(p(ram),j)
Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) * magV(p(ram),j)
Pml(ram,j) = Pml(ram,j) * magV(q(ram),j)
Qml(ram,j) = Qml(ram,j) * magV(q(ram),j)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 2) THEN
DO j=2, 2
DO k=2, 2
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(j,p(ram)) - angV(k,p(ram))
```



```
aux2 = angV(j,p(ram)) - angV(k,q(ram))
aux3 = angV(q(ram),j) - angV(q(ram),k)
aux4 = angV(q(ram),j) - angV(p(ram),k)
  Plm(ram,j) = Plm(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
  Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
  Pml(ram,j) = Pml(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(q(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(p(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
  Qml(ram,j) = Qml(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(q(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(p(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
END DO
  Plm(ram,j) = Plm(ram,j) * magV(p(ram),j)
  Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) * magV(p(ram),j)
  Pml(ram,j) = Pml(ram,j) * magV(q(ram),j)
  Qml(ram,j) = Qml(ram,j) * magV(q(ram),j)
END DO
ELSE IF (Tipofas(ram) .EQ. 3) THEN
DO j=3, 3
DO k=3, 3
Yij = 1.0/magZabc(j,k,ram)
thetapq = -1.0 * angZabc(j,k,ram)
aux1 = angV(p(ram),j) - angV(p(ram),k)
aux2 = angV(p(ram),j) - angV(q(ram),k)
aux3 = angV(q(ram),j) - angV(q(ram),k)
aux4 = angV(q(ram),j) - angV(p(ram),k)
  Plm(ram,j) = Plm(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
  Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(p(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(q(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
  Pml(ram,j) = Pml(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(q(ram),k) * COS(aux1 - thetapq)) -
(magV(p(ram),k) * COS(aux2 - thetapq))))
  Qml(ram,j) = Qml(ram,j) + (ABS(Yij) *
((magV(q(ram),k) * SIN(aux1 - thetapq)) -
(magV(p(ram),k) * SIN(aux2 - thetapq))))
END DO
  Plm(ram,j) = Plm(ram,j) * magV(p(ram),j)
  Qlm(ram,j) = Qlm(ram,j) * magV(p(ram),j)
  Pml(ram,j) = Pml(ram,j) * magV(q(ram),j)
  Qml(ram,j) = Qml(ram,j) * magV(q(ram),j)
END DO
END IF
END SUBROUTINE

• PERDIDAS:

SUBROUTINE PERDIDAS
USE mData01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: j, car, l

DO j=1, 3
PerdP(ram,j) = Plm(ram,j) + Pml(ram,j)
PerdQ(ram,j) = Qlm(ram,j) + Qml(ram,j)
SumPerdP(j) = PerdP(ram,j)
SumPerdQ(j) = PerdQ(ram,j)
END DO
IF (tipofas(ram) .EQ. 0) THEN
DO car=1, NOcargas
DO j=1, 3
sumP(j) = REAL(Scar(car,j))
sumQ(j) = IMAG(Scar(car,j))
END DO
END DO
ELSE IF (tipofas(ram) .EQ. 12) THEN
DO car=1, NOcargas
DO j=1, 2
sumP(j) = REAL(Scar(car,j))
sumQ(j) = IMAG(Scar(car,j))
END DO
END DO
ELSE IF (tipofas(ram) .EQ. 23) THEN
DO car=1, NOcargas
DO j=2, 3
sumP(j) = REAL(Scar(car,j-1))
sumQ(j) = IMAG(Scar(car,j-1))
END DO
END DO
ELSE IF (tipofas(ram) .EQ. 13) THEN
DO car=1, NOcargas
l = 0
DO j=1, 3
IF (j .NE. 2) THEN
l = l+1
sumP(j) = REAL(Scar(car,l))
sumQ(j) = IMAG(Scar(car,l))
END IF
END DO
END DO
ELSE IF (tipofas(ram) .EQ. 1) THEN
DO car=1, NOcargas
DO j=1, 1
sumP(j) = REAL(Scar(car,j))
sumQ(j) = IMAG(Scar(car,j))
END DO
END DO
ELSE IF (tipofas(ram) .EQ. 2) THEN
DO car=1, NOcargas
DO j=2, 2
sumP(j) = REAL(Scar(car,j-1))
sumQ(j) = IMAG(Scar(car,j-1))
END DO
END DO
ELSE IF (tipofas(ram) .EQ. 3) THEN
DO car=1, NOcargas
DO j=2, 2
sumP(j) = REAL(Scar(car,j-2))
sumQ(j) = IMAG(Scar(car,j-2))
```



```

END DO
END DO
END IF
sumvar = (1.0/varcar(1)) * NOcargas
END SUBROUTINE

```

- **ACTUAL:**

```

SUBROUTINE ACTUAL
USE mDATA01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: j
DO j=1, 3
rpe(ram,j) = (P1(j) - sumP(j)-
sumperdP(j))*(REAL(Scar(ram,j))/sumP(j))
rqu(ram,j) = (Q1(j) - sumQ(j)-
sumperdQ(j))*(IMAG(Scar(ram,j))/sumQ(j))
Scar(ram,j) = REAL(Scar(ram,j)) + rpe(ram,j) + ((0.0,1.0) *
IMAG(Scar(ram,j)) + rqu(ram,j))
END DO
END SUBROUTINE

```

- **PU:**

```

USE mDATA01
IMPLICIT NONE
INTEGER :: car, ele, j, k
COMPLEX :: auxi
DO ele=1, NOramas
DO j=1, 3
DO k=1, 3
Zpqabc(j,k,ele) = Zpqabc(j,k,ele) / Zbase
magZabc(j,k,ele) = sqrt(REAL(Zpqabc(j,k,ele))**2 +
IMAG(Zpqabc(j,k,ele))**2)
IF ((REAL(Zpqabc(j,k,ele)) .GT. 0.0) .AND.
(IMAG(Zpqabc(j,k,ele)) .GE. 0.0)) THEN
angZabc(j,k,ele) = ATAND(IMAG(Zpqabc(j,k,ele)) /
REAL(Zpqabc(j,k,ele)))
angZabc(j,k,ele) = (angZabc(j,k,ele) * 3.1416) / 180
ELSE IF ((REAL(Zpqabc(j,k,ele)) .LT. 0.0) .AND.
(IMAG(Zpqabc(j,k,ele)) .GT. 0.0)) THEN
angZabc(j,k,ele) = ATAND(IMAG(Zpqabc(j,k,ele)) /
REAL(Zpqabc(j,k,ele)))
angZabc(j,k,ele) = angZabc(j,k,ele) + 180
angZabc(j,k,ele) = (angZabc(j,k,ele) * 3.1416) / 180
ELSE IF ((REAL(Zpqabc(j,k,ele)) .LT. 0.0) .AND.
(IMAG(Zpqabc(j,k,ele)) .LT. 0.0)) THEN
angZabc(j,k,ele) = ATAND(IMAG(Zpqabc(j,k,ele)) /
REAL(Zpqabc(j,k,ele)))
angZabc(j,k,ele) = angZabc(j,k,ele) - 180
angZabc(j,k,ele) = (angZabc(j,k,ele) * 3.1416) / 180
ELSE IF ((REAL(Zpqabc(j,k,ele)) .GT. 0.0) .AND.
(IMAG(Zpqabc(j,k,ele)) .LT. 0.0)) THEN
angZabc(j,k,ele) = ATAND(IMAG(Zpqabc(j,k,ele)) /
REAL(Zpqabc(j,k,ele)))
angZabc(j,k,ele) = (angZabc(j,k,ele) * 3.1416) / 180
ELSE IF (REAL(Zpqabc(j,k,ele)) .EQ. 0.0) THEN
angZabc(j,k,ele) = 0.0

```

```

END IF
END DO
END DO
END DO
WRITE(8,32)

```

```

32 FORMAT(2/,19X,'IMPRIME LOS DATOS DE LAS
LINEAS')

```

```

!IMPRIME LAS CARGAS

```

```

DO ele=1, NOramas
DO j=1, 3
}DO k=1, 3

```

```

WRITE(8,33) j, k, ele, REAL(Zpqabc(j,k,ele)),
IMAG(Zpqabc(j,k,ele))

```

```

33 FORMAT(12X,'NODO',I3,5X,I3,5X,I3,5X,F10.5,5X,F10.5)

```

```

END DO
END DO
END DO

```

```

DO car=1, NOcargas
IF (fascar(car) .EQ. 3) THEN

```

```

DO k=1, 3
Scar(car,k) = Scar(car,k)/Pmonbas
END DO

```

```

ELSE IF (fascar(car) .EQ. 2) THEN
DO k=1, 2

```

```

Scar(car,k) = Scar(car,k)/Pmonbas
END DO

```

```

ELSE IF (fascar(car) .EQ. 1) THEN
DO k=1, 1

```

```

Scar(car,k) = Scar(car,k)/Pmonbas
END DO

```

```

END IF
END DO

```

```

DO j=1, 3
auxi = P1(j) + ((0.0,1.0) * Q1(j))/Pmonbas
P1(j) = REAL(auxi)
Q1(j) = IMAG(auxi)

```

```

END DO

```

```

WRITE(8,22)

```

```

22 FORMAT(2/,19X,'IMPRIME LOS DATOS DE LAS
CARGAS')

```

```

END SUBROUTINE

```

- **Ejemplo de archivo de datos**

Para finalizar, en esta sección se muestra cómo se estructura el archivo de entrada para el algoritmo desarrollado. Cabe aclarar dos puntos importantes relacionados con este archivo:

- Distinción de fases: El 0 significa una rama trifásica, un 12 una rama bifásica formada por la fase 1 y 2, un 3 significa una rama monofásica formada por la fase 3 y así sucesivamente.
- Distinción de tipo de rama: El 1 significa rama unión, esto se refiere a que su nodo destino tiene



más nodos conectados; el 0 significa rama terminal, que se refiere a que su nodo destino no tiene ningún nodo conectado.	(0.1560,0.5017)				
	(0.1535,0.3849)				
	(0.7436,1.2112)				
11.....Número de nodos.	3	2	3	3	0
10.....Número de ramas.	0.094697	1			
10.....Número de cargas (ignorando el nodo raíz).	(0.7526,1.1814)				
.0001.....Tolerancia.	(0.1580,0.4236)				
25.....Número máximo de iteraciones.	(0.1560,0.5017)				
	(0.1580,0.4236)				
2401.77.....Voltaje de referencia (V).	(0.7475,1.1983)				
.0001.....Varianza de la medición de la subestación (pu).	(0.1535,0.3849)				
3.46112.....Impedancia base (ohms).	(0.1560,0.5017)				
1666670.....Potencia base (VA).	(0.1535,0.3849)				
	(0.7436,1.2112)				
754628.0.....Potencia real medida en la subestación fase "1" (W).	4	3	6	2	23
545196.7.....Potencia reactiva medida en la subestación fase "1" (VAr).	0.056818	0			
996661.3.....Potencia real medida en la subestación fase "2" (W).	(0.0,0.0)				
743770.4.....Potencia reactiva medida en la subestación fase "2" (VAr).	(0.0,0.0)				
973586.9.....Potencia real medida en la subestación fase "3" (W).	(0.0,0.0)				
735907.6.....Potencia reactiva medida en la subestación fase "3" (VAr).	(1.3294,1.3471)				
	(0.2066,0.4591)				
	(0.0,0.0)				
	(0.2066,0.4591)				
1.....Número de la rama.	(1.3238,1.3569)				
1.....Nodo envío.					
2.....Nodo destino.	5	2	4	3	0
3.....Número de fases.	0.378788	1			
0.....Distinción de fases.	(0.3465,1.0719)				
0.378788.....Longitud de la rama en millas.	(0.1560,0.5017)				
1.....Distinción del tipo de rama.	(0.1580,0.4236)				
(0.3465,1.0719)....Z(1,1)					
(0.1560,0.5017)....Z(1,2)	(0.1560,0.5017)				
(0.1580,0.4236)....Z(1,3)	(0.3375,1.0478)				
(0.1560,0.5017)....Z(2,1)	(0.1535,0.3849)				
(0.3375,1.0478)....Z(2,2)					
(0.1535,0.3849)....Z(2,3)	(0.1580,0.4236)				
(0.1580,0.4236)....Z(3,1)	(0.1535,0.3849)				
(0.1535,0.3849)....Z(3,2)	(0.3414,1.0348)				
(0.3414,1.0348)....Z(3,3)					
	6	4	7	2	13
2	2	5	3	0	
0.094697	0				
(0.7526,1.1814)					
(0.1580,0.4236)					
(0.1560,0.5017)					
	(0.0,0.0)				
(0.1580,0.4236)	(0.0,0.0)				
(0.7475,1.1983)	(0.0,0.0)				
(0.1535,0.3849)					
	(0.2066,0.4591)				



(0.0,0.0)					(0.1580,0.4236)
(1.3294,1.3471)					(0.1535,0.3849)
					(0.3414,1.0348)
7	4	9	3	0	
0.094697 0					2.....Nodo.
(0.7982,0.4463)					.01.....Varianza (pu).
(0.3192,0.0328)					3.....Número de fases.
(0.2849,-0.0143)					(201145.6,126427.3).....Potencia real y reactiva fase "1" (W, VAr)
(0.3192,0.0328)					(229309.9,152642.0).....Potencia real y reactiva fase "2" (W, VAr).
(0.7891,0.4041)					(254228.1,178438.6)..... Potencia real y reactiva fase "3" (W,VAr).
(0.3192,0.0328)					
(0.2849,-0.0143)					
(0.3192,0.0328)					3 .01 2
(0.7982,0.4463)					(172872.2,147908.9)
					(81028.8,84262.6)
8	7	10	1	3	
0.056818 0					4 .01 3
(0.0,0.0)					(160115.9,126427.3)
(0.0,0.0)					(127111.9,94661.68)
(0.0,0.0)					(152942.0,0,111524.1)
(0.0,0.0)					5 .01 3
(0.0,0.0)					(160115.9,120930.5)
(0.0,0.0)					(122027.5,106494.4)
(0.0,0.0)					(121543.3,111524.1)
(0.0,0.0)					6 .01 2
(0.0,0.0)					(233866.0,156191.8)
(1.3292,1.3475)					(81028.8,74349.4)
9	7	11	1	1	
0.151515 0					7 .01 3
(1.3425,0.5124)					(0.0,0.0)
(0.0,0.0)					(0.0,0.0)
(0.0,0.0)					(0.0,0.0)
(0.0,0.0)					8 .01 3
(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)					9 .01 3
(0.0,0.0)					(90065.2,65962.0)
(0.0,0.0)					(91520.5,70996.2)
(0.0,0.0)					(91157.5,61957.8)
10	4	8	3	0	
0.189394 0					10 .01 1
(0.3465,1.0719)					(172186.4,99132.5)
(0.1560,0.5017)					
(0.1580,0.4236)					11 .01 1
					(128092.7,94545.6)
(0.1560,0.5017)					
(0.3375,1.0478)					
(0.1535,0.3849)					