



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Diseño de un estimador de estado para implementar estrategias de auto-restablecimiento
en una microrred

Franky Aldemar Bermúdez Calderón

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2016

Diseño de un estimador de estado para implementar estrategias de auto-restablecimiento
en una microrred

Franky Aldemar Bermúdez Calderón

Tesis de grado presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:
Eduardo Alirio Mojica Nava, Ph.D
Codirector:
Hernando Díaz Morales, Ph.D

Línea de Investigación:
Sistemas de distribución y microrredes

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2016

A mi Mamá y Papá por todo su apoyo durante la época escolar, incluso ahora años después de esa época.

A Thomas por su compañía, comprensión y madurez cuando escribí estas líneas, por hacer más felices nuestras vidas.

Agradecimientos

Agradezco al profesor Hernando Díaz por sus invaluable aportes para el desarrollo de esta tesis, por su paciencia, tiempo, disposición durante los meses de trabajo y por su dedicación a la Universidad Nacional. Al profesor Eduardo Mojica por sus enseñanzas en Microrredes.

Resumen

Esta tesis presenta los resultados del trabajo de investigación enfocado a diseñar un algoritmo de estimación de estado para sistemas de distribución. El estimador de estado se resolvió minimizando los residuos de las medidas por el método de mínimos cuadrados ponderados; además, para solucionar el problema de inversión se utilizó la descomposición en valores singulares. En este caso las variables de estado corresponden al fasor complejo de las corrientes de las ramas del sistema. Con el objetivo de garantizar la convergencia del estimador de estado en una única solución, se desarrolló un análisis de observabilidad numérica basado en medidas convencionales de potencia y de magnitud de corriente. Se propone utilizar unidades de medición fasorial, ya que este tipo de medidas pueden garantizar la observabilidad de un sistema, si su ubicación permite prescindir de algunos pares de medidas de potencia activa y reactiva; además, de incrementar la redundancia en el conjunto de medidas. Los resultados del estimador de estado se utilizan como datos de entrada para las funciones de auto-restablecimiento de una microrred. Estas funciones consisten en un predictor de pérdidas de potencia activa y reactiva, para cualquier condición de carga del sistema, y un algoritmo que re-sincroniza la microrred con el sistema de distribución.

Palabras clave: Auto-restablecimiento, estimador de estado, medidas críticas, microrred, observabilidad, unidades de medición fasorial.

Abstract

This Masters thesis presents the results of the research work focused to design a state estimation algorithm for distribution systems. The state estimator is solved minimizing the measurement residuals by the weighted least squares method; and also to solve the inversion problem is used the singular value decomposition. The state variables are the branch current phasors. With the objective of ensuring the convergence of the state estimator in an unique solution, was carried out a numerical observability analysis based on conventional power and branch current magnitude measures. It is proposed to use phasor measurement units, since these can ensure the observability of a system, if its location allows dispense of one or several pairs of power measurements (active and reactive power), these units also increase the redundancy in the measurement set. The state estimator results are used as input data for the self-healing functions in a microgrid. These functions consist in a power losses predictor for any system load condition, and an algorithm that re-synchronize the microgrid with the distribution system.

Keywords: Critical measurements, microgrid, observability analysis, Phasor Measurement Unit, self-healing, state estimation.

Contenido

Agradecimientos	VII
Resumen	IX
Lista de símbolos	XVI
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Solución propuesta	2
1.3. Estructura de la tesis	3
2. Microrredes	4
2.1. Definición de microrred	4
2.2. Auto-restablecimiento	6
2.3. Auto-restablecimiento y los sistemas de distribución.	7
2.4. Conclusiones	8
3. Estimación de estado	9
3.1. Sistemas de potencia	9
3.1.1. Formulación matricial de funciones lineales	12
3.1.2. Formulación matricial de funciones no lineales	13
3.1.3. Solución utilizando la descomposición en valores singulares	14
3.2. Estado del arte en sistemas de distribución	15
3.3. Analogías de estimación en sistemas de potencia y distribución	17
3.4. Observabilidad	18
3.4.1. Observabilidad numérica	19
3.4.2. Observabilidad topológica	19
3.5. Conclusiones	19
4. Observabilidad en sistemas de distribución	20
4.1. Medidas en el proceso de estimación	20
4.2. Condiciones de observabilidad para sistemas de distribución	22
4.2.1. Caso tantas medidas como variables de estado	22
4.2.2. Caso más medidas que variables de estado	23
4.3. Observabilidad con medidas de magnitud de corriente	28

4.4. Observabilidad con unidades de medición fasorial	30
4.5. Conclusiones	33
5. Estimador de estado para sistemas de distribución	34
5.1. Diseño del estimador de estado	34
5.1.1. Variables de estado	35
5.1.2. Funciones de las medidas y elementos de la matriz Jacobiana	35
5.1.3. Algoritmo de estimación y simulación	38
5.1.4. Ponderación del error	39
5.2. Resultados y análisis	41
5.2.1. Estimación con medidas y pseudo-medidas de potencia	41
5.2.2. Unidades de medición fasorial en el conjunto de medidas	45
5.2.3. Influencia de la ubicación del equipo de medida	47
5.3. Conclusiones	49
6. Estrategias de auto-restablecimiento en una microrred de corriente alterna	51
6.1. Predictor de pérdidas	51
6.2. Re-sincronización de la microrred	54
6.2.1. Sistemas aislados	54
6.2.2. Estimación de estado y re-sincronización	56
6.2.3. Pérdida de sincronismo	62
6.2.4. Capacidad de auto-restablecimiento	64
6.3. Conclusiones	64
7. Conclusiones	66
7.1. Conclusiones	66
7.2. Aportes propios	67
7.3. Trabajo futuro	68
A. Anexo: Normalidad de los errores	69
B. Anexo: Sistemas de prueba	71
B.1. Sistema de distribución IEEE 13 nodos	71
B.2. Microrred	73
B.3. Sistema de distribución y microrred	74
C. Anexo; Modelo para análisis transitorio.	77
D. Anexo: Impedancia serie de líneas aéreas	80
D.1. Matriz de impedancias para líneas aéreas	80
D.2. Impedancias de secuencia	80

Bibliografía

82

Lista de Tablas

4-1. Soluciones posibles para diferentes combinaciones de medidas.	22
5-1. Error máximo en el EESD, conjunto de n medidas y pseudo-medidas de P y Q . . .	43
5-2. Error máximo en el EESD, conjunto de $n - 1$ medidas y pseudo-medidas de P y Q . . .	44
5-3. Error máximo en el EESD con medidas y pseudo-medidas de P , Q y una PMU. . .	46
5-4. Valor promedio y desviación estándar en cada conjunto de medidas.	48
5-5. Error máximo en el EESD cambiando de nodo la PMU.	48
6-1. Fasor de voltaje en el generador y en el PCA para la re-sincronización.	58
6-2. Límites para la sincronización en el PCA.	60
B-1. Parámetros eléctricos de los conductores de las ramas del SD.	72
B-2. Parámetros eléctricos del transformador de distribución.	72
B-3. Resultados del flujo de carga y demanda de P y Q en el SD.	73
B-4. Parámetros eléctricos de los cables de la microrred.	74
B-5. Parámetros eléctricos de la máquina síncrona.	74
B-6. Resultados del flujo de carga y demanda de P y Q en la MR.	74
B-7. Parámetros eléctricos del transformador de distribución MR.	75
B-8. Resultados del flujo de carga y demanda de P y Q en el sistema.	76
C-1. Reactancias y constantes de tiempo de la máquina síncrona.	77
C-2. Parámetros del regulador automático de voltaje.	78
C-3. Parámetros del gobernador.	79

Lista de Figuras

2-1. Microrred convencional.	5
3-1. Función de densidad de probabilidad distribuida normalmente.	10
4-1. Rama de un sistema de distribución radial.	20
4-2. Transformación lineal rotacional ortogonal para S	24
4-3. Influencia del voltaje y el ángulo en la potencia activa y reactiva.	27
4-4. Sistema de distribución con dos soluciones para V_l	28
4-5. Diagrama fasorial para las dos posibles soluciones en el SD.	29
4-6. Sistema radial con medida del fasor complejo de corriente en una rama.	31
5-1. Modelo PI para una rama de un SD.	35
5-2. Representación de las medidas de potencia inyectada y voltaje en el EESD.	37
5-3. Diagrama de flujo EESD.	39
5-4. Histograma de errores en la estimación con un conjunto de n medidas de P y Q	42
5-5. Estimación del fasor complejo de voltaje con un conjunto de n medidas de P y Q	43
5-6. Histograma de errores en la estimación con un conjunto de $n - 1$ medidas de P y Q	44
5-7. Estimación del fasor complejo de voltaje con un conjunto de $n - 1$ medidas de P y Q	44
5-8. Histograma de errores incluyendo una PMU en el conjunto de medidas.	45
5-9. Estimación del fasor complejo de voltaje incluyendo una PMU en el conjunto de medidas.	46
5-10. Error en la estimación de \tilde{V} para diferentes conjuntos de medidas.	47
5-11. Porcentaje de error en el EESD cambiando de nodo la PMU.	49
6-1. Pérdidas totales en el SD y la MR, promedio de 100 estimaciones.	52
6-2. Pérdidas totales en el SD $V_{ref} = 1.00$ p.u. MR modelada como carga.	52
6-3. Pérdidas totales en el SD $V_{ref} = 1.05$ p.u. MR modelada como carga.	53
6-4. Perfil de voltajes estimados cambiando V_{ref} en el SD.	54
6-5. Voltaje en el PCA en función de la diferencia angular $\delta_k - \delta_l$	55
6-6. Magnitud y ángulo de voltaje en el PCA (condición $\delta_{gMR} = 0^\circ$).	56
6-7. Diagrama de flujo para re-sincronización de la MR con el SD.	57
6-8. Magnitud y ángulo de voltaje en el PCA (condición $\delta_{gMR} \approx -33^\circ$).	58
6-9. Magnitud y ángulo de voltaje en el PCA durante la conexión.	59
6-10. Corriente y Potencia en el PCA durante la conexión de la MR.	59
6-11. Magnitud y ángulo del voltaje con el incremento de la potencia reactiva generada.	60

6-12. Magnitud y ángulo del voltaje con el incremento de la potencia activa generada.	61
6-13. Parámetros del generador con el aumento de generación	62
6-14. Ángulo de potencia versus potencia transmitida.	63
6-15. Frecuencia del sistema y ángulo de la máquina.	63
A-1. Prueba de normalidad para el nodo 2, sólo medidas de P y Q	69
A-2. Prueba de normalidad para el nodo 4, sólo medidas de P y Q	70
B-1. SD IEEE de 13 nodos modificado.	71
B-2. Microrred AC.	73
B-3. Sistema de distribución y microrred conectados en el PCA.	75
C-1. Diagrama de bloques del regulador automático de voltaje.	78
C-2. Diagrama de bloques del regulador de velocidad.	78
D-1. Segmento de línea trifásica.	80

Lista de símbolos

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Definición
B	Susceptancia eléctrica
f	Frecuencia eléctrica
G	Matriz de ganancia
\mathbf{G}	Conductancia eléctrica
H	Matriz Jacobiana
I	Magnitud de la corriente
j	Número imaginario
L	Matriz triangular inferior
$p.u.$	Cantidad en por unidad
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
\mathbf{Q}	Quantil
R	Resistencia eléctrica
S	Potencia compleja
T	Matriz de rotación
$U\Sigma V^T$	Descomposición en valores singulares
V	Magnitud del voltaje
W	Matriz de covarianzas de errores
x	Valor estimado
X	Admitancia eléctrica
z	Medición
Z	Magnitud de la impedancia

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Definición
---------	------------

α	Ángulo de la corriente
δ	Ángulo de voltaje
Δ	Incremento de la variable
η	Ruido en la medición
θ	Ángulo de la impedancia
μ	Valor medio
ξ	Máxima desviación en el valor estimado
σ	Desviación estándar
σ^2	Varianza
φ	Valor singular

Subíndices

Subíndice	Definición
<i>cam</i>	Voltaje de campo
<i>err</i>	Error
<i>est</i>	Cantidad estimada
<i>gMR</i>	Nodo de generación en la microrred
<i>k</i>	Número de nodo
<i>kl</i>	Identificación de una rama
<i>mec</i>	Mecánica
<i>per</i>	Pérdidas de potencia
<i>ref</i>	Referencia
<i>sta</i>	Estátor

Superíndices

Superíndice	Definición
-1	Matriz inversa
~	Fasor complejo
<i>t</i>	Número de la iteración
<i>T</i>	Matriz transpuesta
*	Complejo conjugado
/	Rotación de una variable

Abreviaturas

Abreviatura	Definición
AR	Auto-Restablecimiento
AVR	Automatic Voltage Regulator
CC	Controlador Central
DMS	Distribution Management System
EE	Estimador de Estado
EEDC	Estimador de Estado para el flujo de carga DC
EMS	Energy Management System
EESD	Estimador de Estado de Sistemas de Distribución
FER	Fuentes de Energía Renovable
GD	Generación Distribuida
LD	Linealmente Dependiente
MR	Microrred
MF	Micro-Fuentes
OLTC	On Load Tap Challeger
PCA	Punto Común de Acople
PDF	Probability Density Function
PID	Prporcional Integrador Derivador
PMU	Phasor Measurement Unit
prob	Probabilidad
RAV	Regulador Automático de Voltaje
RC	Reconectador
SD	Sistema de Distribución
SVD	Singular Value Decomposition
TC	Transformador de Corriente
TLRO	Transformación Lineal Rotacional Ortogonal
TFI	Teoría de la Función Inversa
TP	Transformador de Potencial
WLS	Weighted Least Squares

1. Introducción

1.1. Planteamiento del problema

El estado de un sistema de distribución es dinámico; actualmente, no sólo se distribuye energía desde las subestaciones, sino que también existe la posibilidad de alimentar cargas con generación distribuida y microrredes, que producen electricidad con diversas fuentes de energía convencional o renovable. A pesar del avance tecnológico, aún hay incertidumbre sobre cuál será el rol final de las redes eléctricas inteligentes en los sistemas de energía del futuro, y cómo se atenderá la demanda creciente de energía, minimizando el impacto ambiental a través del uso de fuentes de generación menos contaminantes [15, 21].

El amplio uso de generación distribuida y microrredes sugiere la implementación del estimador de estado en el nivel de distribución. Desde finales de los años sesenta el estimador de estado se ha convertido en la pieza clave de la supervisión, el control y planeamiento de los sistemas de energía eléctrica [28]. El estimador proporciona información en tiempo real del estado de un sistema de potencia, para que a través del centro de gestión de energía (EMS, Energy Management System) se desarrollen tareas importantes para la operación y planificación del sistema. Entre las principales tareas de los centros de gestión de energía están: modelar en tiempo real la topología de la red, optimización de flujos de potencia, análisis y detección de datos erróneos, análisis de confiabilidad y seguridad en la operación, análisis de contingencias, entre otros que determinan las acciones correctivas y preventivas necesarias para evitar fallas en la operación de sistemas de potencia.

Inicialmente, en el nivel de distribución sólo se medían las variables de estado en las subestaciones principales, ya que en subestaciones rurales o de poca capacidad no se contaba con los equipos para realizar estas mediciones. En la actualidad, a pesar que los sistemas de distribución conservan la topología radial pueden tener fuentes de generación distribuida conectadas a lo largo de los circuitos. Los cambios en la regulación vigente exigen a los operadores de red mejorar la calidad de la energía entregada a los usuarios, minimizando las interrupciones de servicio y su duración [23]. Lo anterior evidencia la necesidad de contar con información en tiempo real que permita modelar con exactitud el estado de los circuitos de distribución para garantizar la operación confiable, controlar el flujo de potencia desde y hacia las fuentes de generación distribuida y estar acorde con la regulación a este nivel.

Hoy en día, el alcance del estimador de estado está limitado a sistemas de transmisión sin embargo, en algunos sistemas de potencia, el mercado y las transacciones de energía justifican la implementación del estimador de estado en el nivel de distribución. A pesar de esto, no se

ha desarrollado totalmente la metodología que permita aplicar un estimador en este nivel [23]. Esto se debe principalmente a la falta de redundancia en el conjunto de medidas disponibles, por lo que es necesario mejorar los métodos y algoritmos de estimación de estado para sistemas de distribución, y así aprovechar la información que se puede obtener de equipos como reconectores y seccionadores, siendo estos utilizados en dichos sistemas.

Además, la implementación del estimador de estado en sistemas de distribución facilita la conexión de microrredes, lo que hace necesario tener el control de las variables eléctricas, involucradas en la operación conjunta del sistema. En consecuencia, el estimador de estado es la columna vertebral de los procesos de automatización, ya que la información que resulta del proceso de estimación caracteriza el sistema de distribución, permitiendo aumentar el grado de automatización para potencializar la capacidad de auto-restablecimiento de las microrredes [27].

De acuerdo a lo anterior, el objetivo general de esta tesis es diseñar un algoritmo de estimación de estado y con la información de salida implementar funciones de auto-restablecimiento en una microrred de corriente alterna. Para ello, es necesario determinar cuándo es observable un sistema de distribución, para que sea posible implementar el estimador de estado y así encontrar las variables de estado del sistema y la microrred. Finalmente, con la información obtenida evaluar la capacidad de auto-restablecimiento de la microrred.

1.2. Solución propuesta

Con un algoritmo de estimación se puede conocer el valor de las variables de estado de un sistema compuesto por redes de distribución y una microrred. El algoritmo de estimación diseñado, con base en el trabajo realizado por Wang y Schulz [50], permite incluir transformadores de distribución, teniendo en cuenta las características eléctricas de estos equipos por medio del cambio de base del sistema es decir, se considera el grupo de conexión de los transformadores; además, se pueden incluir varias fuentes de generación.

Antes de implementar el algoritmo de estimación, se hace un análisis de observabilidad numérica para sistemas de distribución que, por medio del uso de la teoría de la función inversa, identifica cuándo un sistema es observable, de acuerdo al conjunto de medidas disponibles. En el análisis de observabilidad se utilizó una transformación lineal rotacional ortogonal para desacoplar la potencia activa de la reactiva, en el nivel de distribución. Los teoremas obtenidos de este análisis se pueden implementar en microrredes con topología radial. Adicionalmente, se propone utilizar unidades de medición fasorial (PMU, Phasor Measurement Units) para garantizar la observabilidad de un sistema, que de acuerdo a su ubicación, permiten prescindir de algunos pares de medidas de potencia activa y reactiva.

Para evaluar la capacidad de auto-restablecimiento de la microrred se utiliza la información en tiempo real que proporciona el estimador de estado. Con esta información se predice el estado futuro del sistema de distribución mediante un modelo, que permite evaluar las condiciones de carga que pueden presentarse una vez se conecte la microrred. Los resultados

del estimador también se utilizan como información de entrada para el control de generación de energía en la microrred. Lo que permite que se pueda sincronizar o re-sincronizar la microrred con el sistema de distribución. La re-sincronización es un problema común en la operación de las microrredes [12].

1.3. Estructura de la tesis

Este trabajo abarca tres temas principales: estimación de estado en sistemas de distribución, observabilidad y estrategias de auto-restablecimiento para una microrred de corriente alterna. De acuerdo con el problema planteado y la solución propuesta para cumplir los objetivos del trabajo, el documento se estructura de la siguiente forma: en el capítulo 2 se define el concepto de microrred, haciendo énfasis en la filosofía de operación, modos de trabajo y capacidad de auto-restablecimiento. En el capítulo 3 se hace una introducción a los temas de estimación de estado en sistemas de potencia y sistemas de distribución. Se da la definición general de observabilidad numérica y topológica, como el análisis previo a la implementación del algoritmo de estimación.

En el capítulo 4 se analiza la observabilidad numérica de sistemas de distribución. Se muestra la influencia del tipo de medida en la solución del estimador, utilizando equipos de medida tradicionales y unidades de medición fasorial. El capítulo 5 contiene la descripción del algoritmo de estimación implementado y muestra la solución del estimador de estado para diferentes conjuntos de medidas. El capítulo 6 describe cómo se puede utilizar el estimador de estado para predecir las pérdidas del sistema de distribución en cualquier escenario de carga. También, se presenta un algoritmo para re-sincronizar la microrred con el sistema de distribución en tiempo real, con base en los resultados del estimador de estado. Finalmente, el capítulo 7 contiene las conclusiones de este trabajo.

2. Microrredes

Con el incremento de la Generación Distribuida (GD) la planificación, operación, mantenimiento y expansión de Sistemas de Distribución (SD) se hace más compleja. Actualmente, no sólo se tienen en cuenta las interacciones entre los operadores de red y los clientes del SD, sino que además se deben considerar las condiciones técnicas, sociales, económicas, ambientales, políticas, entre otras que resultan con el uso extendido de la GD, para poder analizar integralmente los SD.

A pesar de los grandes avances de la tecnología aún hay incertidumbre sobre cuál será la influencia final de las redes eléctricas inteligentes (en inglés Smart grids) en la infraestructura de energía eléctrica del futuro. El crecimiento continuo de la demanda, principalmente en los países emergentes, hace más difícil el planeamiento y en general la organización y operación de los sistemas eléctricos de energía en todas sus etapas, generación, transmisión, distribución y comercialización. Las microrredes son una de las tecnologías que trae soluciones de fondo a la expansión integral de sistemas de potencia, acercándose a la filosofía de redes eléctricas inteligentes [21, 39].

2.1. Definición de microrred

Una Microrred (MR) es la combinación de una o varias fuentes de generación distribuida, dispositivos de almacenamiento de energía, cargas eléctricas, cargas térmicas, entre otros equipos de control y operación. Las microrredes generan energía muy cerca de los sitios de consumo, aumentando la eficiencia de los sistemas eléctricos como consecuencia de la disminución de las pérdidas, mejoran la calidad de la energía, promueven estrategias de mercado en niveles de distribución y aumentan la confiabilidad de los SD. Una MR se puede catalogar como un circuito activo de distribución que se compone de uno o más sistemas de GD alimentando cargas en los niveles de voltaje de sistemas de distribución [13, 40].

La figura 2-1 muestra una MR convencional con tres tipos diferentes de generación y una carga localizada. Las baterías se usan para almacenar la energía, producida por Fuentes de Energía Renovable (FER) o convencional, que se utilizará en periodos de alta demanda y baja generación, ya que tanto las turbinas de viento como los paneles solares generan energía en periodos que dependen del estado del tiempo.

En general los beneficios de las microrredes son: económicos, ambientales, de calidad de potencia y confiabilidad [12]. Las microrredes promueven el uso de FER y su masificación puede contribuir con la disminución de las emisiones de carbono (CO₂) producidas por las

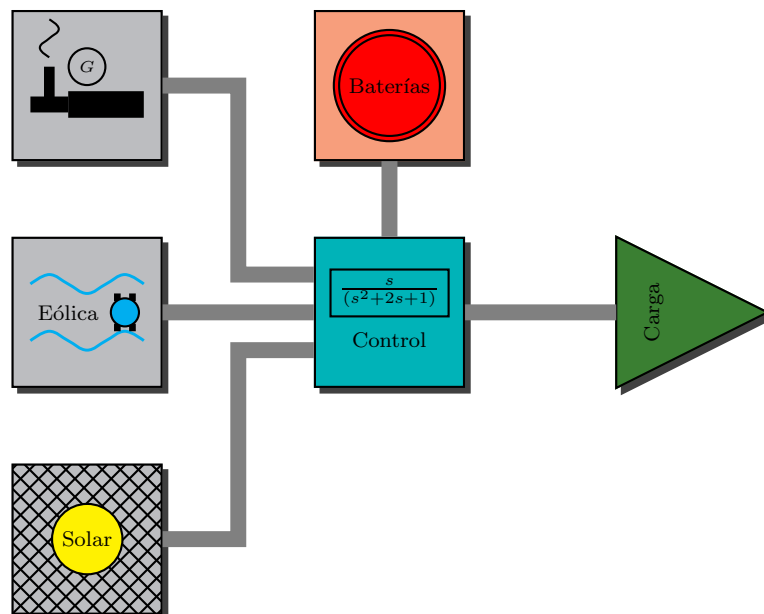


Figura 2-1.: Microrred convencional.

plantas convencionales de generación de energía. Los generadores o Micro-Fuentes (MF), que se utilizan en las microrredes, tradicionalmente son FER o de energía no convencional. En la operación las MF cuentan con interfaces de electrónica de potencia y sistemas de control que aumentan la flexibilidad del sistema para entregar energía dentro de los estándares de calidad de mercado. En resumen una MR tiene la capacidad de generar energía eléctrica, este tipo de generación se diferencia al de las plantas de sistemas de potencia fundamentalmente en [13]:

- La capacidad de las micro-fuentes es mucho menor que la capacidad de un generador de una planta convencional.
- La energía se genera en niveles de voltaje que pueden alimentar directamente cargas de sistemas de distribución.
- Las micro-fuentes se instalan cerca de las cargas para entregar al usuario final valores aceptables de frecuencia y voltaje, con mínimas pérdidas de potencia.

La característica más importante de una MR es que puede trabajar aislada (modo isla) o en paralelo con un SD. Inicialmente una MR consume potencia desde el SD y en caso de emergencia en el SD la MR se aísla manteniendo su carga en servicio. Ante la pérdida de la fuente en el SD, existe la posibilidad de alimentar cargas esenciales del SD desde la MR, siempre que se respeten las restricciones de potencia activa y reactiva en la MR y de voltaje en ambos sistemas. En lugares en dónde las restricciones técnicas y económicas no permiten llevar un sistema de transmisión para conectar un SD local, las microrredes pueden ser la

opción para alimentar zonas no interconectadas de baja demanda, en este caso la MR siempre opera en modo isla.

Los modos de operación de la MR (aislada o en paralelo con el SD) se ejecutan con la ayuda de un Controlador Central (CC). Los objetivos del CC son (i) mantener el voltaje y la frecuencia programados a través del control de potencia activa (P-f) y potencia reactiva (Q-V), (ii) asegurar la distribución óptima de energía en la MR. El CC también hace el despacho óptimo de energía entre las MF disponibles, cuenta con funciones de automatización y protección, y está diseñado para que la MR se controle con mínima intervención humana [13]. Dentro de las funciones principales del CC se destacan:

- Operación de la microrred en paralelo con el sistema de distribución.
 1. Diagnóstico del sistema a través de la recolección de información del comportamiento de las micro-fuentes y cargas.
 2. Proporciona la información del sistema para hacer estimación de estado, análisis de contingencias, evaluación de activos, programación de despacho económico y control de potencia activa y reactiva en las micro-fuentes y en las cargas.
 3. Asegura la operación sincronizada entre la microrred y el sistema de distribución manteniendo la energía en las fronteras por debajo del máximo contratado.
- Operación en modo isla de la microrred.
 1. Controla la potencia activa y reactiva en las micro-fuentes para mantener estable el voltaje y la frecuencia en las cargas.
 2. Cuenta con la función de arranque en frío (black start) en caso de falla general en la microrred, esto mejora la confiabilidad y asegura la continuidad del servicio en modo isla.
 3. Permite la conexión o desconexión entre la microrred y el sistema de distribución, manteniendo la estabilidad de voltaje y frecuencia en la microrred.

2.2. Auto-restablecimiento

Auto-Restablecimiento (AR, en inglés Self-healing) se define como la capacidad de un sistema para detectar y recuperar su funcionalidad automáticamente después de la ocurrencia de uno o varios eventos [15]. En sistemas de potencia la definición de auto-restablecimiento es más amplia, ya que incluye la identificación rápida de problemas y las acciones necesarias para minimizar los impactos de un evento, de tal forma que el sistema pase de un estado inicial a otro estado estable de operación [55]. Existen dos periodos para auto-restablecimiento el primero es el estado de reacción ante una emergencia, seguido de un segundo estado de restablecimiento.

Durante el primer estado los sistemas de control toman las decisiones necesarias para mitigar las perturbaciones producidas en el estado de reacción ante una emergencia. Estas decisiones generalmente resultan en aislar la parte o partes del sistema de potencia en las que se generó la emergencia y están en falla, pueden existir algoritmos programados y acciones predeterminadas que se ejecutan para asegurar que el sistema trabaje en una condición segura de operación.

Una vez el sistema de potencia haya superado el estado inicial de emergencia puede pasar al estado de restablecimiento, en este estado se llevan a cabo una serie de reconfiguraciones para mejorar las condiciones de operación. Lo anterior incluye apertura y cierre de interruptores, en general de equipos de maniobra, conexión y desconexión de generadores, deslastre de carga, conexión de carga entre otros. El estado de restablecimiento es más largo y requiere la ejecución de acciones complejas cuando se compara con el estado de reacción ante una emergencia.

Los esquemas de deslastre de carga utilizados en sistemas de potencia son característicos de la filosofía de AR, ya que ante la pérdida de una parte importante de generación se hace un deslastre de carga automático, que es función de la disminución de la frecuencia en las áreas afectadas. Generalmente para prevenir afectaciones mayores cuando se pierde el vínculo entre dos o más sistemas, por la apertura de una o más líneas, aquellas áreas con generación propia pueden operar como islas manteniendo las restricciones de voltaje y frecuencia [55]. Una vez se recupere el vínculo se procede a re-sincronizar las islas, con lo que el sistema de potencia retornará a su estado inicial antes de la falla. Nótese que las microrredes también pueden operar como islas o re-sincronizarse con un SD.

2.3. Auto-restablecimiento y los sistemas de distribución.

La automatización en sistemas de distribución busca tener un control óptimo en condiciones normales de operación y una respuesta rápida en el auto-restablecimiento del servicio después de una falla. El centro de gestión de distribución (DMS, Distribution Management System) debe apuntar a optimizar el despacho de energía, y a mejorar las funciones de auto-restablecimiento. Estas dos son las características más importantes de un sistema de distribución inteligente [51]. Aunque las funciones de AR generalmente se utilizan en condiciones de emergencia, la operación tradicional de un SD entrega información para evaluar, automatizar y agilizar dichas funciones.

La GD inmersa en los SD hace más complejos los algoritmos y procedimientos de AR sin embargo, puede ayudar a implementar en un futuro cercano funciones de AR [48]. Por ejemplo en la actualidad la mayoría de circuitos de distribución están seccionados en uno o más puntos por medio de reconectores o seccionalizadores, en caso de una falla entre la subestación principal y el punto seccionado se puede aislar la parte afectada y alimentar las cargas aguas abajo de la falla por medio de la GD, esta generación puede ser parte de una MR.

Hoy en día mejorar la confiabilidad de un SD depende del grado de automatización, puesto que se busca operar los SD de forma automática en estado normal y en condiciones de falla, es decir el objetivo es aumentar la capacidad de AR del SD. La integración del auto-restablecimiento en la operación de los sistemas de energía es inevitable, ya que las entidades reguladoras cada día son más exigentes con los operadores de red para que disminuyan las interrupciones de servicio y los clientes afectados en cada una de éstas. Además el operador está interesado en maximizar sus ganancias por medio del suministro permanente de energía a sus clientes [51, 48].

2.4. Conclusiones

Las microrredes son sistemas eléctricos autónomos que generan energía para atender la demanda local y en algunos casos pueden exportar potencia a un sistema de distribución. La característica más importante de las microrredes es que pueden trabajar aisladas o en paralelo con un sistema de distribución, de acuerdo con las condiciones de operación y la demanda de energía.

Auto-restablecimiento es la capacidad que tiene un sistema para recuperar su estado inicial de operación luego de que ha ocurrido un evento. Algunas funciones típicas de operación de sistemas eléctricos de energía como el deslastre de carga o la re-sincronización se pueden automatizar para mejorar la capacidad de auto-restablecimiento del sistema.

3. Estimación de estado

El Estimador de Estado (EE) es un algoritmo que procesa datos tomados de un conjunto de medidas redundantes para obtener el valor estimado de las variables de estado de un sistema. En general para calcular el EE se necesita un modelo del sistema y un método matemático, que resuelva el problema de encontrar el valor mejor estimado de variables desconocidas a partir de las medidas disponibles en el sistema [35, 47].

El proceso de estimación se ejecuta en tiempo real y proporciona al operador de un sistema información confiable del estado estático de éste. Las medidas son imperfectas, redundantes, y el proceso de estimar el estado del sistema se basa en criterios estadísticos que entregan el valor real de las variables de estado [52].

3.1. Sistemas de potencia

En sistemas de potencia las variables de estado son la magnitud del voltaje y los ángulos de fase en cada nodo del sistema. Para calcular el EE se utilizan técnicas iterativas como el método de Newton.

A continuación se describe la solución del EE para los casos lineal y no lineal por el método de mínimos cuadrados ponderados (WLS, Weighted Least Squares), de acuerdo con [5, 35, 47, 52]. Se plantea el problema de cómo encontrar el valor mejor estimado de un parámetro a partir de un conjunto de medidas del mismo. Las medidas de un sistema son imperfectas, entonces debe haber un error que se asume es aleatorio.

Sea z el valor medido recibido de un equipo de medida, sea $h(x)$ la ecuación que relaciona la medida con la variable de estado x . Se denota η como el error aleatorio presente en la medida. Así, se puede representar el valor medido como:

$$z = h(x) + \eta, \quad (3-1)$$

el número aleatorio η se utiliza para modelar la incertidumbre de las medidas. La función de densidad de probabilidad (PDF, Probability Density Function) de η es una distribución normal con media cero y está dada por,

$$\text{PDF}(\eta) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-\eta^2}{2\sigma^2}\right)}, \quad (3-2)$$

donde σ es la desviación estándar y σ^2 es la varianza del número aleatorio. La PDF(η) describe el comportamiento de η , la figura 3-1 muestra la PDF(η). La desviación estándar σ provee información de la precisión del medidor.

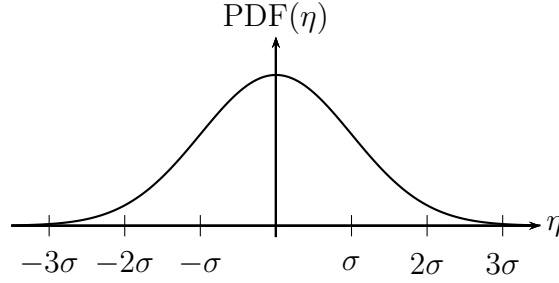


Figura 3-1.: Función de densidad de probabilidad distribuida normalmente.

De acuerdo con el problema planteado se busca encontrar un valor estimado de x (denominado x^{est}), que maximice la probabilidad de ocurrencia para la medida observada z_1 . La PDF(z_1) se puede escribir como:

$$\begin{aligned} \text{prob}(z_1) &= \int_{z_1}^{z_1+dz_1} \text{PDF}(z_1) dz_1 \quad \text{conforme } dz_1 \rightarrow 0 \\ &= \text{PDF}(z_1) dz_1 \end{aligned} \quad (3-3)$$

Se debe maximizar el valor de probabilidad $\text{prob}(z_1)$ que es una función de x ,

$$\max_x \text{prob}(z_1) = \max_x \text{PDF}(z_1) dz_1. \quad (3-4)$$

se puede utilizar una transformación matemática para maximizar el logaritmo natural de PDF(z_1). Cuando se maximiza $\ln[\text{PDF}(z_1)]$, también se maximiza PDF(z_1), entonces la ecuación 3-4 queda como:

$$\max_x \ln [\text{PDF}(z_1)], \quad (3-5)$$

reemplazando la PDF(z_1) de la ecuación 3-2 y despejando η en la ecuación 3-1,

$$\max_x \left[-\ln(\sigma_1 \sqrt{2}) - \frac{(z_1 - h_1(x))^2}{2\sigma_1^2} \right]. \quad (3-6)$$

En la ecuación 3-6 el primer término es constante, se puede maximizar x minimizando el término negativo del paréntesis de esta ecuación,

$$\min_x \left[\frac{(z_1 - h_1(x))^2}{2\sigma_1^2} \right]. \quad (3-7)$$

Si se tienen m medidas de x y se necesita encontrar un valor estimado (x^{est}), que maximice la probabilidad de ocurrencia para cada una de las medidas $z_i, i = 1, \dots, m$. Se asume que para

cada z_1, z_2, \dots, z_m los errores $\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_m$ son variables aleatorias independientes, entonces la probabilidad de obtener z_1, z_2, \dots, z_m está dada por la productoria de la probabilidad de obtener z_1 , la probabilidad de obtener z_2 , hasta la probabilidad de obtener z_m ,

$$\begin{aligned} \text{prob}(z_1, z_2, \dots, z_m) &= \prod_{i=1}^m \text{prob}(z_i) \\ &= \text{PDF}(z_1) \text{PDF}(z_2) \dots \text{PDF}(z_m) dz_1 dz_2 \dots dz_m \\ &= \left[\frac{1}{\sigma_1 \sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-(z_1 - h_1(x))^2}{2\sigma_1^2} \right)} \right] \left[\frac{1}{\sigma_2 \sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-(z_2 - h_2(x))^2}{2\sigma_2^2} \right)} \right] \dots \\ &\quad \dots \left[\frac{1}{\sigma_m \sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-(z_m - h_m(x))^2}{2\sigma_m^2} \right)} \right] dz_1 dz_2 \dots dz_m \end{aligned} \quad (3-8)$$

Para maximizar la función de la ecuación 3-8, de nuevo se utiliza la función logaritmo natural:

$$\begin{aligned} \max_x \text{prob}(z_1, z_2, \dots, z_m) &= \left[-\ln(\sigma_1 \sqrt{2}) - \frac{(z_1 - h_1(x))^2}{2\sigma_1^2} - \ln(\sigma_2 \sqrt{2}) - \frac{(z_2 - h_2(x))^2}{2\sigma_2^2} - \dots \right. \\ &\quad \left. \dots - \ln(\sigma_m \sqrt{2}) - \frac{(z_m - h_m(x))^2}{2\sigma_m^2} \right] \\ &= \min_x \left[\frac{(z_1 - h_1(x))^2}{2\sigma_1^2} + \frac{(z_2 - h_2(x))^2}{2\sigma_2^2} + \dots + \frac{(z_m - h_m(x))^2}{2\sigma_m^2} \right] \end{aligned} \quad (3-9)$$

Hasta este punto se ha planteado el problema de estimación maximizando el producto de funciones de densidad de probabilidad. Sin embargo, observando las ecuaciones 3-7 y 3-9, la probabilidad de estimar el parámetro desconocido x se maximiza cuándo el problema se expresa como el mínimo de la suma del cuadrado de la diferencia, entre el valor de la medida y el valor real del parámetro que está siendo medido, dividido en la varianza (ponderación del error) del medidor. De esta forma para estimar el valor de un parámetro x , utilizando m medidas, se llega a la siguiente expresión:

$$\min_x J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(x)]^2}{\sigma_i^2}, \quad (3-10)$$

donde h_i es la función que se utiliza para calcular el valor de la variable que entrega el i -ésimo equipo de medida, σ_i^2 es la varianza del i -ésimo equipo de medida, $J(x)$ es el residuo de la medida, m es el número de equipos de medida independientes y z_i es la i -ésima cantidad medida. Entonces para estimar n parámetros desconocidos utilizando m medidas:

$$\min_{(x_1, x_2, \dots, x_n)} J(x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(x_1, x_2, \dots, x_n)]^2}{\sigma_i^2}. \quad (3-11)$$

El proceso de estimación desarrollado utilizando las ecuaciones 3-10 y 3-11 se conoce como el EE calculado por el método de mínimos cuadrados ponderados, que es equivalente a maximizar la probabilidad del estimador si los errores de las medidas se modelan como números aleatorios distribuidos normalmente.

3.1.1. Formulación matricial de funciones lineales

Sean $h_i(x_1, x_2, \dots, x_n)$ funciones lineales que se pueden escribir como:

$$h_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = h_i(x) = h_{i1}x_1 + h_{i2}x_2 + \dots + h_{in}x_n. \quad (3-12)$$

Cuando se tienen m funciones h_i , se puede hacer el siguiente arreglo matricial:

$$h(x) = \begin{bmatrix} h_1(x) \\ h_2(x) \\ \vdots \\ h_m(x) \end{bmatrix} = [H]x, \quad (3-13)$$

donde $[H]$ es una matriz $m \times n$ que contiene los coeficientes de las funciones lineales $h_i(x)$, m es el número de medidas y n el número de parámetros a estimar. Las medidas en forma vectorial están dadas por:

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix}. \quad (3-14)$$

Entonces sustituyendo $[H]x$ por $h(x)$, la ecuación 3-11 se escribe en forma matricial como:

$$\min_x J(x) = [z - [H]x]^T [W^{-1}] [z - [H]x], \quad (3-15)$$

donde

$$W = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_2^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_m^2 \end{bmatrix},$$

es la matriz de covarianzas de los errores de las medidas. Al expandir la ecuación 3-15 resulta:

$$\min_x J(x) = [z^T [W^{-1}] z - x^T [H]^T [W^{-1}] z - z^T [W^{-1}] [H] x + x^T [H]^T [W^{-1}] [H] x], \quad (3-16)$$

el mínimo de $J(x)$ se encuentra cuando $\frac{\partial J(x)}{\partial x_i} = 0$ para $i = 1, \dots, m$, o lo que es lo mismo cuando $\nabla J(x) = 0$. El gradiente de $J(x)$ es:

$$\nabla J(x) = -2[H]^T [W^{-1}] z + 2[H]^T [W^{-1}] [H] x, \quad (3-17)$$

cuando $J(x) = 0$, para el caso lineal, el vector de variables de estado estimadas está dado por:

$$x^{est} = [[H]^T [W^{-1}] [H]]^{-1} [H]^T [W^{-1}] z. \quad (3-18)$$

Si para la solución del EE se utilizan funciones lineales la ecuación 3-18 permiten calcular el vector x^{est} sin el uso de métodos numéricos. Por ejemplo para el Estimador de Estado DC (EEDC) que hace uso de los resultados del flujo de carga DC [52].

3.1.2. Formulación matricial de funciones no lineales

Para resolver los problemas de flujo de carga y de estimación de estado en sistemas de potencia se utilizan funciones no lineales, cuya solución se encuentra por medio de métodos numéricos y técnicas iterativas, que permitan minimizar la matriz de residuos $J(x)$. Básicamente se debe encontrar el gradiente de $J(x)$, igualarlo a cero y resolver por el método de Newton. De la ecuación 3-17 el gradiente de $J(x)$ es:

$$\nabla_x J(x) = -2[H]^T [W^{-1}] \begin{bmatrix} (z_1 - h_1(x)) \\ (z_2 - h_2(x)) \\ \vdots \\ (z_n - h_n(x)) \end{bmatrix}, \quad (3-19)$$

donde

$$[H] = \frac{\partial h(x)}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \frac{\partial h_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial h_2}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial h_m}{\partial x_1} & \frac{\partial h_m}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}.$$

Igualando $\nabla_x J(x)$ a cero y aplicando el método de Newton,

$$\Delta x = \left[\frac{\partial \nabla_x J(x)}{\partial x} \right]^{-1} [-\nabla_x J(x)]. \quad (3-20)$$

El Jacobiano de $\nabla_x J(x)$ se calcula considerando que $[H]$ es una matriz constante. Entonces de la ecuación 3-17 resulta:

$$\frac{\partial \nabla_x J(x)}{\partial(x)} = 2[H]^T [W]^{-1} [H], \quad (3-21)$$

finalmente

$$\Delta x = [[H]^T[W]^{-1}[H]]^{-1} [H]^T[W^{-1}] \begin{bmatrix} (z_1 - h_1(x)) \\ (z_2 - h_2(x)) \\ \vdots \\ (z_n - h_n(x)) \end{bmatrix}. \quad (3-22)$$

La ecuación 3-22 resuelve el EE por medio de métodos numéricos cuando se utilizan funciones no lineales para calcular las variables de estado del sistema, de tal forma que en la iteración t , $x^{t+1} = x^t + \Delta x^t$. El proceso termina cuando para un $\xi > 0$, resulta $\max(|\Delta x^t|) < \xi$.

3.1.3. Solución utilizando la descomposición en valores singulares

En sistemas grandes, bajo ciertas circunstancias, al intentar resolver la ecuación 3-22 se pueden presentar problemas de convergencia numérica, ya que la matriz de ganancia, definida como $G(x) = H^T(x)R^{-1}H(x)$, puede ser singular [5]. La descomposición en valores singulares (DVS) (en inglés SVD, Singular Value Decomposition) es una poderosa herramienta matemática, que se puede aplicar en la solución de problemas numéricos. La DVS es muy útil para tratar matrices singulares o que numéricamente pueden acercarse a ser singulares. El método de DVS se puede utilizar para resolver de forma lineal el problema de mínimos cuadrados ponderados [38].

La DVS de la matriz A es la factorización de A en el producto de tres matrices $A = U\Sigma V^T$, donde U es una matriz ortogonal $m \times m$, tal que ($U^T = U^{-1}$), Σ es una matriz diagonal $m \times n$, todos sus elementos son números reales positivos y V es una matriz ortogonal $n \times n$. La ecuación 3-15 también se puede escribir como:

$$\begin{aligned} \min_x J(x) &= \|W^{-\frac{1}{2}}(z - Hx)\|^2 \\ &= \|W^{-\frac{1}{2}}z - W^{-\frac{1}{2}}Hx\|^2. \end{aligned} \quad (3-23)$$

La DVS de la matriz $W^{-\frac{1}{2}}H$ es:

$$W^{-\frac{1}{2}}H = U\Sigma V^T. \quad (3-24)$$

El mínimo de $J(x)$ se puede encontrar como:

$$\min_x J(x) = \|W^{-\frac{1}{2}}z - U\Sigma V^T x\|^2, \quad (3-25)$$

multiplicando la ecuación 3-25 por U^T :

$$\min_x J(x) = \|U^T W^{-\frac{1}{2}}z - \Sigma V^T x\|^2. \quad (3-26)$$

En forma compacta la ecuación 3-26 se escribe como:

$$\min_x J(x) = \|y - \Sigma u\|^2, \quad (3-27)$$

donde $y = U^T W^{-\frac{1}{2}} z$ y $u = V^T x$. La ecuación 3-27 se expande como se muestra a continuación:

$$\min_x J(x) = \left\| \begin{bmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_n \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \varphi_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \varphi_2 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & \varphi_n \\ \vdots & \vdots & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} \right\|^2, \quad (3-28)$$

o escrito de otra forma,

$$\min_x J(x) = \left\| \begin{bmatrix} y_1 - \varphi_1 u_1 \\ \vdots \\ y_n - \varphi_n u_n \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix} \right\|^2. \quad (3-29)$$

Entonces, el residuo de las medidas es un mínimo cuándo para $i = 1, 2, \dots, n$ se cumple:

$$y_i = \varphi_i u_i, \quad (3-30)$$

o lo que es lo mismo,

$$u_i = \varphi_i^{-1} y_i. \quad (3-31)$$

Finalmente multiplicando por V , se encuentra:

$$\Delta x_i = V \varphi_i^{-1} U^T W^{-\frac{1}{2}} \Delta z_i. \quad (3-32)$$

3.2. Estado del arte en sistemas de distribución

Para solucionar el problema de flujo de carga radial, no se pueden aplicar directamente los métodos que se utilizan para resolver el problema de flujo de carga de sistemas de potencia. Lo mismo ocurre con el Estimador de Estado de Sistemas de Distribución (EESD), no se puede aplicar directamente la solución obtenida para el estimador de estado de sistemas de potencia. A continuación se explican las razones por las que el EESD se debe solucionar modificando los métodos utilizados para el EE de sistemas de potencia, y porqué es importante hacer estimación de estado en Sistemas de Distribución (SD) de energía. Para esto se hace una breve descripción de los estudios más relevantes sobre estimación de estado en SD, incluyendo también aquellos trabajos que utilizan medidas de magnitud de corriente para el proceso de estimación.

Los operadores de red tienen como objetivo suministrar energía a sus usuarios de forma continua, confiable y segura de acuerdo con los cambios en las reglas del mercado eléctrico [32]. Además la evolución en la tecnología de comunicaciones, ingeniería de software y microprocesadores han permitido masificar el uso de este tipo de dispositivos en equipos de potencia para SD [50], con lo que se ha dado paso a la implementación y uso del SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition System) en el nivel de distribución y en general a la utilización del centro de gestión de distribución. El algoritmo de estimación de estado en SD es parte fundamental del centro de gestión de distribución.

El EESD es una extensión del EE de sistemas de potencia, por ejemplo en [43] se propone una solución para el EE de sistemas de transmisión que incluye medidas de magnitud de corriente del sistema. La observabilidad se garantiza utilizando otras medidas, es decir que las medidas de corriente sólo aumentan la redundancia para el EE. La solución descrita para el EE se desarrolló, pensando en encontrar las variables de estado de circuitos radiales de subtransmisión y distribución que no incluyeran derivaciones ni fuentes de generación [43].

A diferencia del EE de sistemas de potencia el EESD no tiene redundancia en las medidas, incluso hay nodos del sistema que no se miden [8, 50]. Para solucionar el problema de redundancia se utilizan pseudo-medidas [47], que se basan en históricos de carga, patrones de consumo, entre otros factores que tienen buena precisión en SD, principalmente para determinar el consumo de energía de diferentes tipos de clientes [8, 11, 37]. Esta estrategia de utilizar pseudo-medidas ante la falta de equipos de medida, es común en los estimadores de estado implementados en SD.

En [8, 37] se resuelve el EESD trifásico por el método de mínimos cuadrados ponderados. En cada trabajo se incluyen medidas de magnitud de corriente. Estas medidas no se utilizan directamente en el algoritmo de estimación, ya que la parte real y compleja de la corriente se calcula utilizando las medidas de potencia activa y reactiva disponibles en el SD. Se concluye que una de las principales dificultades al incluir medidas de magnitud de corriente es que no se tiene una buena aproximación del valor inicial del ángulo para esta medida [8]. Adicionalmente en ambos trabajos la matriz Jacobiana (H) es constante, porque cuando las funciones utilizadas se expresan en coordenadas rectangulares los términos de la matriz H son las partes real y compleja de las admitancias de las ramas.

En otros trabajos las variables de estado del estimador son las corrientes de rama en coordenadas rectangulares [9] o en coordenadas polares [50], siendo este trabajo una extensión del primero. En ambos trabajos se utilizan las medidas o pseudo-medidas de potencia activa y reactiva en todos los nodos del sistema para recuperar el valor del ángulo de corriente. Sin embargo el trabajo realizado por Wang y Noel [50] incluye directamente la medida de magnitud de corriente en la matriz H sin recurrir a ninguna transformación matemática.

Recientemente se han hecho estudios en los que se incluye Generación Distribuida (GD) en SD, resolviendo el EE tal como se hace para sistemas de potencia [14], ya que se conectan las fuentes de GD entre dos nodos del SD. En [19, 53] se hace una formulación alternativa de las variables de estado para el EESD. El objetivo es hacer que el problema de estimación

sea lineal. El planteamiento matemático incluye restricciones de igualdad para las medidas, éstas son funciones que se deben incluir en el algoritmo de solución junto con la matriz H . Existen otros métodos, para hacer que el problema de EESD sea lineal, en los que se utilizan medidores inteligentes de energía o PMUs (Phasor Measurement Units). En este caso se miden los ángulos de los fasores complejos de corriente y voltaje respecto al ángulo de un nodo de referencia [27]. Si hay suficientes PMUs en los nodos del sistema, transformando los fasores medidos en coordenadas polares a coordenadas rectangulares el EESD se puede resolver como un problema lineal utilizando la ecuación 3-18.

3.3. Analogías de estimación en sistemas de potencia y distribución

La investigación en estimación de estado de sistemas de distribución comenzó en la década de los 90, desde aquella época se sabe que el EESD hace parte fundamental de la automatización en redes de distribución. De la misma forma la penetración de GD en SD aumenta la dinámica de estos sistemas haciendo fundamental el monitoreo y control de sus variables, para garantizar la operación adecuada y mejorar la confiabilidad de los circuitos a los que se conectan las diferentes fuentes de GD.

Los algoritmos del EE de sistemas de potencia no se pueden aplicar directamente a SD, ya que la filosofía de operación y el planeamiento en ambos sistemas es diferente. Las razones por las que el EESD se debe desarrollar de formas diferentes al EE de sistemas de potencia se resumen a continuación. En sistemas de distribución [28]:

- El número de equipos con teledatada para entregar información en tiempo real es bastante limitado y en algunos casos su escasez hace que el SD no sea observable, de igual forma para la detección de datos erróneos (bad data) [47].
- La información de datos históricos de demanda de energía y perfiles de carga (pseudomedidas) tiene precisión limitada que depende del equipo de medida utilizado.
- La mayoría de equipos con teledatada instalados en los alimentadores miden corriente y no potencia lo que hace más complejas las funciones de las variables medidas.
- El desbalance de carga entre fases en sistemas trifásicos y la baja relación (X/R) complican aún más las funciones de las variables medidas. Lo que hace que el algoritmo del EE de sistemas de potencia, resuelto por el método de mínimos cuadrados ponderados, no se pueda aplicar directamente a SD.

A diferencia de los sistemas de potencia, en los SD las funciones de detección de fallas, restauración del servicio, reconfiguración de la red, entre otras no se hacen de forma automática, sino que se resuelven utilizando equipos técnicos de atención de emergencias [23].

En SD se mide la corriente de cada alimentador en las subestaciones, estas medidas se transmiten a un centro de gestión de distribución sin embargo, no se tiene información en tiempo real del comportamiento del sistema aguas abajo de la subestación a menos que ocurra una falla. En cada subestación principal el voltaje se mantiene constante utilizando cambiadores de tomas automáticos bajo carga (OLTC, On Load Tap Challeger). Las características descritas de operación de los sistemas de distribución pueden cambiar a través de la modernización de los centros de gestión de distribución, ya que:

- La GD conectada a las redes de distribución hace que el flujo de potencia del sistema ya no sea unidireccional, lo anterior puede crear sobre-voltajes que deben ser monitoreados y controlados antes que afecten al usuario final.
- Los medidores de energía inteligentes están diseñados para medir la demanda horaria de los consumidores y enviar la información por diferentes medios de comunicación en tiempo real. Esto permite conocer lo que sucede aguas abajo de las subestaciones de distribución.
- El uso de reconectores, seccionalizadores, detectores de falla, entre otros dispositivos colocados estratégicamente en las redes de distribución, junto con sus funciones de automatización y comunicación, han hecho que se disminuya el tiempo de restablecimiento del servicio.

3.4. Observabilidad

El análisis de observabilidad es un procedimiento que se hace antes de solucionar el EE. En los centros de gestión de energía siempre se incluye dicho análisis antes de utilizar el algoritmo de estimación de estado [24], su función es decidir: ¿dado un conjunto de medidas se puede estimar el vector de variables de estado para todo el sistema? Si así es se dice que el sistema es observable.

El lugar de ubicación de cada equipo de medida en el sistema es muy importante para determinar la confiabilidad del EE [10]. Cuándo un conjunto de medidas no es suficiente, se deben identificar las islas observables del sistema que se pueden resolver de forma independiente, y colocar un conjunto mínimo de pseudo-medidas para hacer que el sistema en conjunto sea observable.

En sistemas de potencia hay dos tipos de observabilidad numérica y topológica. Para el análisis de observabilidad se asume que las medidas de potencia, inyectada en las barras o de flujo de potencia las líneas, vienen en pares, es decir una medida de potencia activa y una medida de potencia reactiva [5]. De la ecuación 3-22 se define la matriz de ganancia del sistema como $G(x) = H^T(x)R^{-1}H(x)$, esta matriz es dispersa, definida positiva, simétrica y proporciona información sobre la observabilidad del sistema [46].

3.4.1. Observabilidad numérica

Utiliza la matriz Jacobiana de las medidas de forma desacoplada y la matriz de ganancia asociada. Lo anterior se hace con el modelo DC del sistema, haciendo uso de la aproximación que muestra que cuando $X \gg R$ el ángulo entre dos nodos depende principalmente del flujo de potencia activa y la diferencia de voltajes depende principalmente del flujo de potencia reactiva.

3.4.2. Observabilidad topológica

Hace uso de la teoría de grafos para determinar la observabilidad de una red de acuerdo con la ubicación y el tipo de medida. Sólo tiene en cuenta la topología del sistema. El problema a resolver es encontrar un conjunto mínimo de medidas que describa completamente el sistema, haciendo uso de la denominada matriz de incidencia de lazo [18].

3.5. Conclusiones

En este capítulo se ha dado una introducción al tema de estimación de estado en sistemas de potencia y distribución. Para el estimador de estado de sistemas de potencia se presentó la solución de los casos lineal y no lineal, a partir de una condición particular se llegó a la solución general por el método de mínimos cuadrados ponderados. Para sistemas grandes la solución del estimador puede presentar problemas de mal condicionamiento al intentar invertir la matriz de ganancia, para solucionar esto se pueden utilizar técnicas matemáticas como la descomposición en valores singulares.

El estimador de estado de sistemas de distribución se describió como una extensión del estimador de estado de sistemas de potencia. No se explicó un método de solución ni las ecuaciones que se utilizan para representar las funciones de las medidas, en cambio se hizo una revisión del estado del arte de estimación de estado en sistemas de distribución.

El análisis de observabilidad se debe hacer antes de iniciar el algoritmo de estimación de estado para identificar las partes observables de un sistema. El análisis puede ser numérico o topológico.

4. Observabilidad en sistemas de distribución

El análisis de observabilidad es parte fundamental en el proceso de estimación de estado. Este análisis determina si dado un conjunto de medidas y la localización de éstas en un sistema es posible estimar las variables de estado involucradas [41, 42]. Antes de iniciar el Estimador de Estado (EE) se hace el análisis de observabilidad para asegurar la convergencia del estimador en valores razonables para cada una de las variables de estado.

En este caso se hace un análisis de observabilidad numérica para sistemas de distribución (SD). El objetivo es extender los resultados de observabilidad de sistemas de potencia a SD para garantizar que la solución, del Estimador de Estado de Sistemas de Distribución (EESD), sea única. Adicionalmente se describe la influencia de las medidas en el proceso de estimación haciendo énfasis en el uso de medidas de corriente, que son ampliamente utilizadas en SD.

4.1. Medidas en el proceso de estimación

Un sistema de dos nodos, como el de la figura 4-1, puede tener para el proceso de estimación de las variables de estado V_l y δ_l en el nodo l las siguientes medidas en el nodo k : P_k , P_{kl} , Q_k , Q_{kl} , I_{kl} , V_k y δ_k .

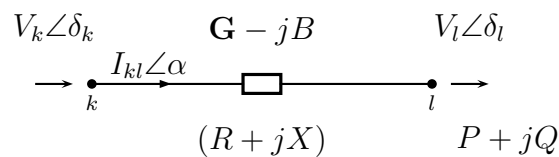


Figura 4-1.: Rama de un sistema de distribución radial.

En la figura 4-1 se observa que la corriente que fluye por la rama está dada por la ecuación 4-1, en el modelo se ha despreciado el efecto capacitivo de la línea por tratarse de una representación de SD donde las ramas son muy cortas [43],

$$\tilde{I}_{kl} = \left(\frac{\tilde{S}}{\tilde{V}_l} \right)^* = \frac{P - jQ}{V_l e^{-j\delta_l}}. \quad (4-1)$$

Planteando una LKV en el nodo k del sistema y reemplazando el valor de \tilde{I}_{kl} de la ecuación 4-1,

$$P - jQ = \left[(V_k e^{j\delta_k} - V_l e^{j\delta_l}) \tilde{Y}_{kl} \right] V_l e^{-j\delta_l}, \quad (4-2)$$

donde $\tilde{Y}_{kl} = \mathbf{G} - jB$, se define $\delta_{kl} = \delta_k - \delta_l$, entonces:

$$P - jQ = \left[V_k V_l (\cos \delta_{kl} + j \sin \delta_{kl}) - V_l^2 \right] (\mathbf{G} - jB). \quad (4-3)$$

Separando la parte real y la parte imaginaria de la ecuación 4-3, los valores para P y Q son:

$$P = BV_k V_l \sin \delta_{kl} + \mathbf{G} V_l (V_k \cos \delta_{kl} - V_l), \quad (4-4)$$

y

$$Q = BV_l (V_k \cos \delta_{kl} - V_l) - \mathbf{G} V_k V_l \sin \delta_{kl}. \quad (4-5)$$

Tomando la parte real e imaginaria de la corriente \tilde{I}_{kl} , a partir de la ecuación 4-1, el valor de la magnitud de corriente es:

$$I_{kl} = \sqrt{(\mathbf{G}^2 + B^2)(V_k^2 + V_l^2 - 2V_k V_l \cos \delta_{kl})}. \quad (4-6)$$

Nótese que el seno del ángulo desaparece en la ecuación 4-6. Este resultado es un problema cuando se utilizan medidas de magnitud de corriente, en ausencia de suficientes medidas de potencia activa y reactiva, en el proceso de estimación [5]. Sin medidas de potencia activa y reactiva, la única forma de recuperar el valor del ángulo del sistema es utilizando la ecuación 4-7:

$$\cos \delta_{kl} = \frac{V_k^2 + V_l^2 - I_{kl}^2 (R^2 + X^2)}{2V_k V_l}, \quad (4-7)$$

ya que el coseno es una función par, con la ecuación 4-7 existen dos soluciones, para el ángulo $\pm \delta_{kl}$, utilizando las mismas medidas de magnitud de corriente y voltaje. Lo anterior significa que para cada una de las ecuaciones 4-4 y 4-5 de potencia activa y reactiva respectivamente hay dos soluciones. Entonces no es posible determinar un único estado para el SD utilizando sólo medidas de magnitud de corriente y voltaje.

Tener múltiples soluciones en un EE no es un hecho exclusivo de las medidas de magnitud de corriente. También pueden haber soluciones similares incluso ante la presencia de medidas de potencia [4]. Si los valores de V_k y δ_k son conocidos la tabla 4-1 muestra el número de soluciones posibles para las variables de estado V_l y δ_l , utilizando diferentes pares de medidas. En los estimadores convencionales se elimina la posibilidad de tener múltiples soluciones asumiendo que las medidas de potencia vienen en pares, es decir una medida para la potencia activa y una medida para la potencia reactiva.

Tabla 4-1.: Soluciones posibles para diferentes combinaciones de medidas, tomado de [5].

Magnitud Medida	Número de soluciones	
	δ_l	V_l
$P_{kl} - Q_{kl}$	1	1
$P_{kl} - V_l$	1	1
$Q_{kl} - V_l$	2	1
$I_{kl} - V_l$	2	1
$P_{kl} - I_{kl}$	2	2
$Q_{kl} - I_{kl}$	2	2

4.2. Condiciones de observabilidad para sistemas de distribución

A continuación se establece la mínima información, de acuerdo con las medidas disponibles, que debe tener un SD radial para que el sistema sea observable. Lo anterior garantiza que se puede implementar el algoritmo de EESD y la solución es única, permitiendo recuperar el valor de todas las variables de estado del SD a partir de un conjunto de medidas.

4.2.1. Caso tantas medidas como variables de estado

La estimación de estado se puede formular como un problema de inversión, ya que es posible utilizar los resultados de la Teoría de la Función Inversa (TFI) para realizar el análisis de observabilidad antes de implementar el EE [36].

En el capítulo 3 se presentó la ecuación 3-1 que relaciona la medida z con la variable de estado x , por medio de la función $h(x)$ y el error aleatorio η . El análisis de observabilidad es independiente del error η [42], entonces:

$$z = h(x), \quad (4-8)$$

al expandir la ecuación 4-8 resulta,

$$\begin{aligned} z_1 &= h_1(x_1, x_2, \dots, x_m) \\ z_2 &= h_2(x_1, x_2, \dots, x_m) \\ &\vdots \\ z_m &= h_m(x_1, x_2, \dots, x_m) \end{aligned} \quad (4-9)$$

La matriz Jacobiana del sistema representado por la ecuación 4-9 es:

$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \frac{\partial h_1}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial h_1}{\partial x_m} \\ \frac{\partial h_2}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial h_2}{\partial x_m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial h_m}{\partial x_1} & \frac{\partial h_m}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial h_m}{\partial x_m} \end{bmatrix}. \quad (4-10)$$

De acuerdo con la TFI el problema $z = h(x)$ se resuelve para x si la matriz Jacobiana $H(x)$ es no singular, es decir si $H(x)$ tiene inversa, es posible encontrar el valor de todas las variables de estado x_1, x_2, \dots, x_m a partir de las medidas z_1, z_2, \dots, z_m disponibles en el SD. Se concluye que el rango de la matriz $H(x)$ debe ser igual al número de variables de estado desconocidas. En SD este resultado significa que el sistema es observable.

Hasta este punto se ha asumido que la matriz Jacobiana es cuadrada, es decir que hay tantas variables de estado como medidas independientes en el SD. Para el caso en el que $H(x)$ no se puede invertir directamente, se debe analizar detalladamente $H(x)$ para determinar cuándo el sistema es observable.

4.2.2. Caso más medidas que variables de estado

El análisis de observabilidad al igual que el rango de la matriz Jacobiana $H(x)$ depende de la localización, tipo de medida y topología del sistema, esto significa que dicho análisis es independiente de los parámetros de las ramas y del estado de operación del SD [10]. Volviendo a la figura 4-1 el flujo de potencia activa y reactiva del sistema del nodo k al nodo l es:

$$P_{kl} = \frac{V_k [R(V_k - V_l \cos \delta_{kl}) + X V_l \sin \delta_{kl}]}{R^2 + X^2}, \quad (4-11)$$

y

$$Q_{kl} = \frac{V_k [X(V_k - V_l \cos \delta_{kl}) - R V_l \sin \delta_{kl}]}{R^2 + X^2}. \quad (4-12)$$

Al eliminar el coseno de las ecuaciones 4-11 y 4-12, resulta:

$$\sin \delta_{kl} = \frac{X P_{kl} - R Q_{kl}}{V_k V_l}, \quad (4-13)$$

de la misma forma para el seno,

$$V_k - V_l \cos \delta_{kl} = \frac{R P_{kl} + X Q_{kl}}{V_k}. \quad (4-14)$$

En líneas de transmisión $X \gg R$, la resistencia R es insignificante cuando se compara con la reactancia inductiva X de la línea, entonces de las ecuaciones 4-11 y 4-12 resulta que

el ángulo δ_{kl} depende principalmente de la potencia activa P_{kl} y la diferencia de tensión depende principalmente de la potencia reactiva Q_{kl} [18]. Esta aproximación se utiliza en el análisis de observabilidad numérica de sistemas de potencia [42].

Para SD $X \approx R$, esta condición no permite a primera vista utilizar la aproximación de dependencia para P_{kl} y Q_{kl} de sistemas de potencia. Utilizando una matriz T para hacer una Transformación Lineal Rotacional Ortogonal (TLRO) se puede mostrar que la relación descrita entre las variables de estado y el flujo de potencia activa y reactiva de sistemas de potencia aplica para SD [20].

Supóngase que para el sistema de la figura 4-1 el ángulo de la impedancia \tilde{Z} es el ángulo de la diferencia de voltajes δ_{kl} , lo que significa que el ángulo de la corriente \tilde{I}_{kl} es 0° . Se aplica una TLRO al flujo de potencia activa P_{kl} y reactiva Q_{kl} para obtener el flujo de potencia activa modificada P'_{kl} y reactiva modificada Q'_{kl} .

En el siguiente análisis se asume que los voltajes en el lado derecho de las ecuaciones 4-13 y 4-14 son 1.0 p.u.. Cada ecuación se divide en la magnitud de la impedancia Z , se define:

$$\begin{bmatrix} P'_{kl} \\ Q'_{kl} \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} P_{kl} \\ Q_{kl} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{X}{Z} & -\frac{R}{Z} \\ \frac{R}{Z} & \frac{X}{Z} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{kl} \\ Q_{kl} \end{bmatrix}. \quad (4-15)$$

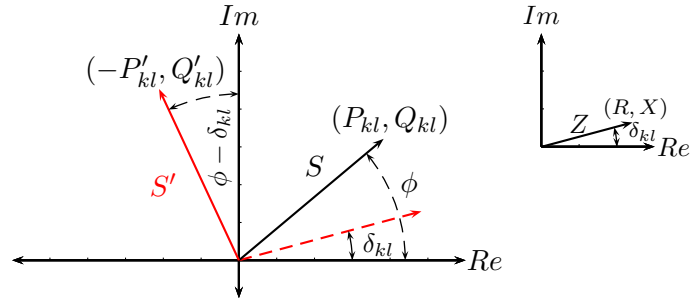


Figura 4-2.: Transformación lineal rotacional ortogonal para S .

El fasor de \tilde{Z} en la figura 4-2 establece que $\sin \delta_{kl} = \frac{X}{Z}$ y $\cos \delta_{kl} = \frac{R}{Z}$. Así, en la ecuación 4-15 la matriz de rotación T es:

$$T = \begin{bmatrix} \sin \delta_{kl} & -\cos \delta_{kl} \\ \cos \delta_{kl} & \sin \delta_{kl} \end{bmatrix}.$$

Remplazando T en la ecuación 4-15 para determinar la ubicación del fasor \tilde{S}' en el plano complejo. Una vez realizada la TLRO, los valores modificados de P'_{kl} y Q'_{kl} son:

$$P'_{kl} = P_{kl} \sin \delta_{kl} - Q_{kl} \cos \delta_{kl}, \quad (4-16)$$

y

$$Q'_{kl} = P_{kl} \cos \delta_{kl} + Q_{kl} \sin \delta_{kl}. \quad (4-17)$$

De la figura 4-2 se observa que $P_{kl} = S \cos \phi$ y $Q_{kl} = S \sin \phi$. Reemplazando los valores originales de la potencia activa y reactiva del sistema en las ecuaciones 4-16 y 4-17 y haciendo un tratamiento matemático simple se encuentra que:

$$P'_{kl} = -S' \sin(\phi - \delta_{kl}), \quad (4-18)$$

y

$$Q'_{kl} = S' \cos(\phi - \delta_{kl}). \quad (4-19)$$

Las ecuaciones 4-18 y 4-19 definen la ubicación del fasor \tilde{S} en el plano complejo una vez se hace la TLRO, ver figura 4-2. Utilizando los valores modificados de la potencia real e imaginaria P'_{kl} y Q'_{kl} en las ecuaciones 4-13 y 4-14 resulta:

$$\sin \delta_{kl} = \frac{Z P'_{kl}}{V_k V_l}, \quad (4-20)$$

y

$$V_k - V_l \cos \delta_{kl} = \frac{Z Q'_{kl}}{V_k V_l}. \quad (4-21)$$

Con la ayuda de la TLRO en las ecuaciones 4-20 y 4-21 se ha desacoplado la potencia activa modificada, que depende principalmente del ángulo δ_{kl} , de la potencia reactiva modificada, que depende principalmente de la diferencia de voltajes en los nodos k y l . Es importante tener en cuenta que para mantener el desacople entre P'_{kl} y Q'_{kl} la TLRO debe hacerse en cada par de nodos del SD ya que el ángulo δ_{kl} cambia.

Se ha conseguido desacoplar P' de Q' , entonces también se puede desacoplar la ecuación 4-8 en dos ecuaciones.

$$z_{P'} = h_{P'}(x). \quad (4-22)$$

$$z_{Q'} = h_{Q'}(x). \quad (4-23)$$

En forma compacta la matriz Jacobiana $H_{P'Q'}$ es:

$$H_{P'Q'} = \begin{bmatrix} H_{P'\delta} & H_{P'V} \\ H_{Q'\delta} & H_{Q'V} \end{bmatrix}. \quad (4-24)$$

Aplicando el principio de desacople para la matriz $H_{P'Q'}$, se obtiene la matriz de ganancia desacoplada $G_{P'Q'}$.

$$G_{P'Q'} = \begin{bmatrix} G_\delta & 0 \\ 0 & G_V \end{bmatrix}, \quad (4-25)$$

donde

$$G_\delta = H_{P'\delta}^T W_{P'}^{-1} H_{P'\delta}, \quad (4-26)$$

y

$$G_V = H_{Q'_V}^T W_{Q'}^{-1} H_{Q'_V}. \quad (4-27)$$

En las ecuaciones 4-26 y 4-27 $W_{P'}^{-1}$ y $W_{Q'}^{-1}$ contienen la ponderación del error para las medidas $z_{P'}$ y $z_{Q'}$ respectivamente.

Para linealizar el análisis de observabilidad se utiliza el Estimador de Estado DC (EEDC), que hace uso de los resultados del flujo de carga DC, en este caso modificado para SD. Se establece que:

- El voltaje inicial en todos los nodos del SD es $V = 1.0$ p.u. y $\delta = 0^\circ$.
- La magnitud de la impedancia es $Z = 1.0$ p.u..

Para ángulos pequeños ($\delta_{kl} < 10^\circ$) se puede suponer que $\sin \delta_{kl} \approx \delta_k - \delta_l$ y $\cos \delta_{kl} \approx 1$. Aplicando las condiciones del flujo de carga DC modificado para SD las ecuaciones 4-20 y 4-21 resultan en:

$$P'_k = \delta_k - \delta_l, \quad (4-28)$$

y

$$Q'_k = V_k - V_l. \quad (4-29)$$

De las ecuaciones 4-28 y 4-29, se encuentra que las potencias modificadas P' y Q' en el nodo k se pueden expresar como:

$$P'_k = \sum_{l \in \aleph_k} P'_{kl} = \sum_{l \in \aleph_k} (\delta_k - \delta_l), \quad (4-30)$$

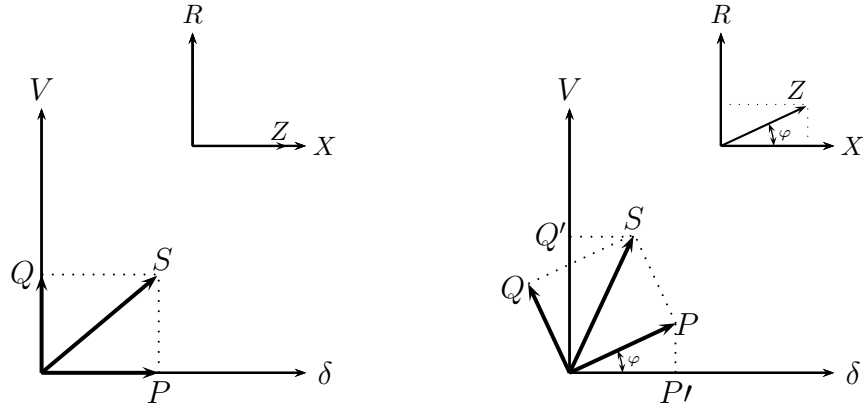
$$Q'_k = \sum_{l \in \aleph_k} Q'_{kl} = \sum_{l \in \aleph_k} (V_k - V_l), \quad (4-31)$$

donde \aleph_k es el conjunto de nodos con conexión física al nodo k .

La figura 4-3 muestra la relación que hay entre las variables de estado y las medidas de potencia para sistemas de transmisión 4-3a y distribución 4-3b. Las ecuaciones 4-30 y 4-31 relacionan las medidas con las variables de estado en el flujo de carga DC modificado para SD.

De la sección 4.2.1 se sabe que la TFI establece que un SD es observable si las matrices $H_{P'_k \delta}$ y $H_{Q'_k V}$ son no singulares. Se ha supuesto que las medidas de potencia modificadas activa P'_k y reactiva Q'_k vienen en pares, entonces es suficiente realizar el análisis de observabilidad del SD sólo para la matriz $H_{P'_k \delta}$. En caso que se hiciera utilizando la matriz $H_{Q'_k V}$ se debe asegurar que se tiene por lo menos una medida de magnitud de voltaje en el SD, que es tomada como la referencia (nodo Slack) del sistema [42].

Se concluye que para que un SD sea observable deben haber n medidas independientes de P'_k para recuperar el valor de los ángulos $\delta_k, \dots, \delta_n$. En el nodo 1 del SD el ángulo es conocido,



(a) Líneas de transmisión $R/X \approx 0$. (b) Redes de distribución $R/X \approx 1$.

Figura 4-3.: Influencia del voltaje y el ángulo en la potencia activa y reactiva, adaptado de [20].

su valor se define como $\delta_1 = 0^\circ$, lo que significa que hay que estimar el valor del ángulo en $n - 1$ nodos, entonces para que la matriz $H_{P'\delta}$ sea no singular se debe cumplir:

$$\text{rango}(H_{P'\delta}) \geq n - 1. \quad (4-32)$$

Un SD es observable si hay tantos pares de medidas, de potencia activa P_k y reactiva Q_k , como ramas tenga el SD. La solución del sistema es única si las medidas de P_k y Q_k vienen en pares y son linealmente independientes. Nótese que en sistemas de potencia el análisis de observabilidad se puede hacer utilizando sólo medidas de P , para el caso de SD se deben utilizar las medidas de P y Q para aplicar la TLRO y obtener P' .

En el análisis de observabilidad de SD no se debe eliminar la columna del ángulo δ_1 de la matriz $H_{P'\delta}$ ya que esto haría que dicha matriz sea singular [20]. La conclusión obtenida hasta ahora utilizando el desacople entre P'_k y Q'_k se puede aplicar si $H_{P'\delta}$ es una matriz cuadrada, para el caso en estudio la condición es que hay más medidas en el SD que variables de estado, por lo anterior $H_{P'\delta}$ no es una matriz cuadrada.

Ya que se desacopló P'_k de Q'_k , en la ecuación 4-30, se observa que si el flujo de potencia modificada del SD es cero las variables de estado también son cero. En caso que esta condición no se cumpla se dice que el sistema es no observable [42]. Retomando la matriz de ganancia G_δ la primera iteración del EEDC calcula los ángulos de voltaje del SD resolviendo:

$$G_\delta^0 \delta = H_{P'\delta}^T R_{P'}^{-1} z_{P'}. \quad (4-33)$$

La ecuación 4-33 se satisface para δ si y sólo si $G_\delta^0 = H_{P'\delta}^T H_{P'\delta}$ es no singular, esta condición es exactamente la que se necesita para que el EEDC tenga solución y ésta sea única. Como G_δ es una matriz singular pero se caracteriza por ser definida positiva y simétrica [46], es posible resolver 4-33 utilizando la factorización de Cholesky [44]:

$$G_\delta = L_{P'\delta} L_{P'\delta}^T, \quad (4-34)$$

donde L es una matriz triangular inferior. La inversa de la matriz de ganancia G_δ es igual al producto de dos matrices triangulares inferiores.

$$G_\delta^{-1} = (L_{P'\delta}^{-1})^T L_{P'\delta}^{-1}. \quad (4-35)$$

La factorización triangular de G_δ además de determinar la observabilidad del SD, permite identificar las partes no observables del sistema [41]. Las columnas de G_δ para las que durante la factorización de Cholesky el pivote es igual a cero, se dice que son columnas Linealmente Dependientes (LD).

Para que el SD sea observable, sólo el pivote de la última columna, al final de la factorización, debe ser cero. Las columnas LD corresponden a las ramas no observables del SD. Para asegurar la solución única del EE se deben agregar las pseudo-medidas necesarias para que:

$$\text{rango}(G_\delta) \geq n - 1. \quad (4-36)$$

4.3. Observabilidad con medidas de magnitud de corriente

En SD las medidas de magnitud de corriente son muy comunes, el uso de estas medidas en el EESD puede generar que exista más de una solución para las variables de estado en ciertas configuraciones de ubicación de los equipos de medida [3].

Las medidas de magnitud de corriente no se utilizan en el análisis clásico de observabilidad para estimación de estado. Éstas se utilizan para incrementar la redundancia de las medidas. En el SD de tres nodos de la figura 4-4, se define que la parte del sistema que está dentro de la elipse (nodos k y m) es observable, por medio del uso de pares de medidas de potencia real e imaginaria. El valor del ángulo δ_l es desconocido, y se debe encontrar utilizando las dos medidas disponibles en el nodo l , que son la magnitud de la corriente I_{kl} y la magnitud del voltaje V_l .

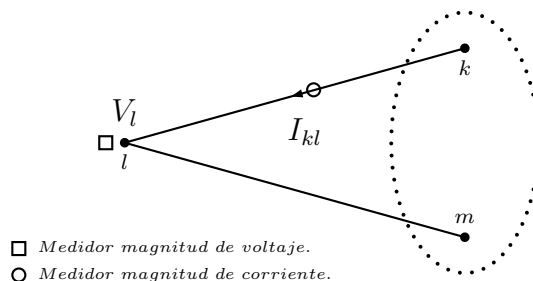


Figura 4-4.: Sistema de distribución con dos soluciones para V_l .

De la descripción dada para el SD de la figura 4-4 se concluye que el sistema es numéricamente observable, ya que la matriz Jacobiana H es de rango completo. Para esta matriz el rango es igual al número de variables de estado, que son cinco, suponiendo que se conoce el valor del ángulo δ_k . El rango de la matriz es igual al número de columnas de H y éstas son linealmente independientes.

La figura 4-5¹ muestra el diagrama fasorial para los voltajes del SD de la figura 4-4, el fasor \tilde{V}_l se obtiene como la suma fasorial de \tilde{V}_k e $\tilde{I}_{kl}\tilde{Z}_{kl}$. Nótese que sin información del ángulo asociado a la magnitud de corriente I_{kl} para el fasor \tilde{V}_l existen dos soluciones, los puntos p_1 y p_2 muestran estas soluciones. Se concluye que con las medidas disponibles en el sistema la variable del ángulo δ_l tiene dos posibles estados, es decir que la observabilidad del sistema no es única.

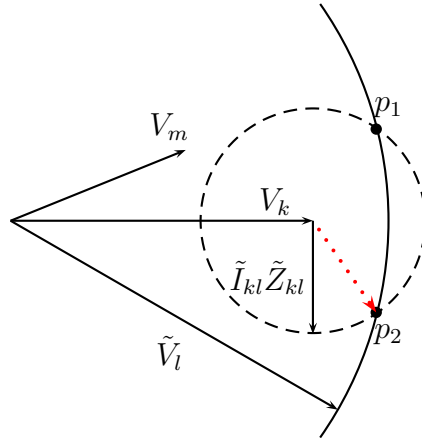


Figura 4-5.: Diagrama fasorial para las dos posibles soluciones en el SD.

Lo comentado significa que el método de observabilidad desarrollado por Monticelli y Wu [42] que utiliza el rango de la matriz de ganancia G , y es la base del análisis desarrollado en la sección 4.2.2, no distingue aquellas topologías de sistemas de potencia o distribución que tienen más de una solución para sus variables de estado, de acuerdo con el conjunto de medidas utilizado [4].

El problema de no tener una única solución para el EESD con el uso de medidas de magnitud de corriente y voltaje no se presenta en todas las configuraciones de red, ya que esto depende de la topología del SD y de la ubicación geográfica de los medidores [3].

Cuando se utiliza la ecuación 4-6 para relacionar la variable de estado I_{kl} con la medida de la magnitud de corriente, los elementos de la matriz Jacobiana H respecto a las variables de estado V_k y δ_k están dados por (Para tener las derivadas parciales respecto a las variables V_l y δ_l basta con intercambiar los índices k y l):

¹Por ahora en el análisis a realizar el fasor punteado en la figura 4-5 no se tiene en cuenta, se hará referencia a éste más adelante.

$$\frac{\partial I_{kl}}{\partial V_k} = \frac{\mathbf{G}^2 + B^2}{I_{kl}} (V_k - V_l \cos \delta_{kl}), \quad (4-37)$$

y

$$\frac{\partial I_{kl}}{\partial \delta_k} = \frac{\mathbf{G}^2 + B^2}{I_{kl}} (V_k V_l \sin \delta_{kl}). \quad (4-38)$$

Con los valores iniciales de magnitud y ángulo de voltaje 1.0 *p.u.* y 0° la magnitud de corriente I_{kl} es 0, lo que significa que los valores de los elementos 4-37 y 4-38 en la matriz Jacobiana H son indefinidos.

Una solución posible para este problema es calcular la magnitud de la corriente a partir de la ecuación 4-1. Se necesita una rutina adicional en la primera iteración del algoritmo del EE, que utilice los valores de potencia (P y Q) medidos o pseudo-medidos, diferentes de cero, y el fasor complejo del voltaje inicial $1.0 \angle 0^\circ$.

4.4. Observabilidad con unidades de medición fasorial

Se ha mostrado que para estimar los fasores complejos de voltaje en todos los nodos de un SD radial, deben haber tantos pares de medidas de potencia activa y reactiva linealmente independientes como ramas en el SD. En caso de utilizar una PMU (Phasor Measurement Unit), para medir variables eléctricas y estimar estos fasores, es necesario que las medidas de los ángulos tomadas con cada PMU estén sincronizadas respecto a una referencia que generalmente es el ángulo del voltaje en el nodo de referencia del SD.

Las PMUs son equipos que utilizan satélites, que hacen parte del GPS (Global Positioning System), para sincronizar las medidas de los fasores complejos de corriente y voltaje [22, 25, 32]. La precisión de una PMU en el tiempo de sincronismo es de 1 $[\mu s]$ [23].

El fasor punteado de la figura 4-5 representa el producto $I_{kl} Z_{kl} \angle (\alpha_{kl} + \theta_{kl})$. Se observa que si el equipo de medida además de la magnitud de corriente I_{kl} entregara el valor del ángulo asociado α_{kl} , medido respecto al ángulo de referencia del voltaje ($\delta_k = 0^\circ$), la solución para δ_l sería única en el SD de tres nodos de la figura 4-4.

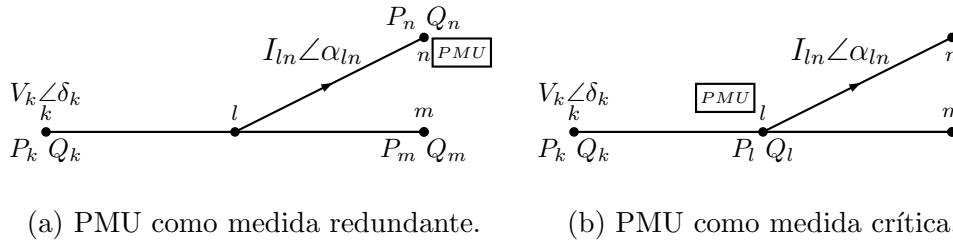
Las PMUs entre otras variables miden los fasores complejos de corriente y voltaje [32], ya que la medida está sincronizada respecto a una única referencia, en un SD se elimina la posibilidad de tener más de una solución en aquellos nodos donde no hay pares de medidas de potencia activa y reactiva, siempre que el sistema sea observable.

Supóngase que para el SD radial de la figura 4-6a las variables de estado son la magnitud de corriente en cada rama y el ángulo asociado, el vector de variables de estado transpuesto es: $[\alpha_{kl} \ \alpha_{lm} \ \alpha_{ln} \ I_{kl} \ I_{lm} \ I_{ln}]^T$, y la matriz Jacobiana:

$$H_{\alpha,I} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{kl}} & 0 & 0 & \frac{\partial P_k}{\partial I_{kl}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial P_m}{\partial \alpha_{lm}} & 0 & 0 & \frac{\partial P_m}{\partial I_{lm}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial P_n}{\partial \alpha_{ln}} & 0 & 0 & \frac{\partial P_n}{\partial I_{ln}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{kl}} & 0 & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial I_{kl}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial Q_m}{\partial \alpha_{lm}} & 0 & 0 & \frac{\partial Q_m}{\partial I_{lm}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial Q_n}{\partial \alpha_{ln}} & 0 & 0 & \frac{\partial Q_n}{\partial I_{ln}} \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (4-39)$$

De la teoría de observabilidad numérica para SD se sabe que el sistema de la figura 4-6a es observable, ya que hay tantos pares de medidas de P y Q inyectada en los nodos como ramas en el SD. Adicionalmente se cuenta con una medida del fasor complejo de corriente en la rama ln que incrementa la redundancia en las medidas para el EESD.

La matriz Jacobiana $H_{\alpha,I}$ de 4-39 es de rango completo, ya que las medidas de potencia activa y reactiva son linealmente independientes y hay más medidas que variables de estado. Además el fasor complejo de voltaje en el nodo de referencia (k) es conocido.



(a) PMU como medida redundante.

(b) PMU como medida crítica.

Figura 4-6.: Sistema radial con medida del fasor complejo de corriente en una rama.

En el SD de la figura 4-6b no hay medidas ni pseudo-medidas de P y Q en los nodos m y n , en este caso la PMU está ubicada de tal forma que mide la potencia inyectada en el nodo l y el fasor complejo de corriente en la rama ln , la matriz Jacobiana para estas medidas es:

$$H_{\alpha,I} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{kl}} & 0 & 0 & \frac{\partial P_k}{\partial I_{kl}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{lm}} & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{ln}} & 0 & \frac{\partial P_l}{\partial I_{lm}} & \frac{\partial P_l}{\partial I_{ln}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{kl}} & 0 & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial I_{kl}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{lm}} & \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{ln}} & 0 & \frac{\partial Q_l}{\partial I_{lm}} & \frac{\partial Q_l}{\partial I_{ln}} \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad (4-40)$$

y la matriz de ganancia del sistema es:

$$G_{\alpha,I} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{kl}}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{kl}}\right)^2 & 0 & 0 & \frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{kl}} \frac{\partial P_k}{\partial I_{kl}} + \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{kl}} \frac{\partial Q_k}{\partial I_{kl}} & 0 & 0 \\ 0 & \left(\frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{lm}}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{lm}}\right)^2 + 1 & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{ln}} + \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{ln}} & 0 & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial P_l}{\partial I_{lm}} + \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial Q_l}{\partial I_{lm}} & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial P_l}{\partial I_{ln}} + \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial Q_l}{\partial I_{ln}} \\ 0 & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{ln}} + \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{ln}} & \left(\frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{ln}}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{ln}}\right)^2 & 0 & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{ln}} \frac{\partial P_l}{\partial I_{ln}} + \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{ln}} \frac{\partial Q_l}{\partial I_{ln}} & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{ln}} \frac{\partial P_l}{\partial I_{lm}} + \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{ln}} \frac{\partial Q_l}{\partial I_{lm}} \\ \frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{kl}} \frac{\partial P_k}{\partial I_{kl}} + \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{kl}} \frac{\partial Q_k}{\partial I_{kl}} & 0 & 0 & \left(\frac{\partial P_k}{\partial I_{kl}}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_k}{\partial I_{kl}}\right)^2 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial P_l}{\partial I_{lm}} + \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial Q_l}{\partial I_{lm}} & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{ln}} \frac{\partial P_l}{\partial I_{ln}} + \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{ln}} \frac{\partial Q_l}{\partial I_{ln}} & 0 & \left(\frac{\partial P_l}{\partial I_{lm}}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_l}{\partial I_{lm}}\right)^2 + 1 & \frac{\partial P_l}{\partial I_{lm}} \frac{\partial P_l}{\partial I_{ln}} + \frac{\partial Q_l}{\partial I_{lm}} \frac{\partial Q_l}{\partial I_{ln}} \\ 0 & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial P_l}{\partial I_{ln}} + \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{lm}} \frac{\partial Q_l}{\partial I_{ln}} & \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{ln}} \frac{\partial P_l}{\partial I_{lm}} + \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{ln}} \frac{\partial Q_l}{\partial I_{lm}} & 0 & \frac{\partial P_l}{\partial I_{ln}} \frac{\partial P_l}{\partial I_{lm}} + \frac{\partial Q_l}{\partial I_{ln}} \frac{\partial Q_l}{\partial I_{lm}} & \left(\frac{\partial P_l}{\partial I_{ln}}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_l}{\partial I_{ln}}\right)^2 \end{bmatrix}. \quad (4-41)$$

Para que el SD radial de la figura 4-6b sea observable la matriz de ganancia $G_{\alpha,I}$ en 4-41 debe ser no singular. El determinante de esta matriz es el que se muestra en la ecuación 4-42. Para que el determinante sea cero es necesario que por lo menos un factor sea cero, esta condición se da cuando los productos dentro de cualquier factor son iguales.

$$\det(G_{\alpha,I}) = \left(\frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{kl}} \frac{\partial Q_k}{\partial I_{kl}} - \frac{\partial P_k}{\partial I_{kl}} \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{kl}} \right)^2 \left(\frac{\partial P_l}{\partial I_{ln}} \frac{\partial Q_l}{\partial \alpha_{ln}} - \frac{\partial P_l}{\partial \alpha_{ln}} \frac{\partial Q_l}{\partial I_{ln}} \right)^2. \quad (4-42)$$

Generalmente la inversa de $G_{\alpha,I}$ no se obtiene directamente ya que se utiliza una factorización triangular, como la que se describe en la ecuación 4-34. La ubicación de la PMU en el SD de la figura 4-6b hace que en ausencia de medidas de P y Q en los nodos m y n la matriz de ganancia del sistema sea de rango completo y por ende no singular. Para que esta condición se dé, debe medirse por lo menos uno de los fasores complejos \tilde{I}_{lm} o \tilde{I}_{ln} . Nótese que la medida del fasor de corriente en una de las ramas hace que la solución sea única.

En el análisis de observabilidad hecho en [42] se concluye que cuando se encuentra un cero durante la factorización de G se agrega una pseudo-medida de δ al nodo correspondiente de tal forma que el 0 es remplazado por un 1 en el factor triangular. Lo descrito es lo mismo que se obtiene cuando se incluye la medida del ángulo α en el conjunto de medidas del SD.

Las medidas del SD de la figura 4-6b se pueden definir como medidas críticas [22, 25], ya que cuando se elimina cualquiera de las tres del conjunto de medidas el SD no es observable. Utilizar PMUs y medidas en coordenadas polares en el proceso de estimación mejora la precisión del estimador [32], puesto que una PMU está diseñada para calcular la magnitud y el ángulo de la medida. Cuando se utilizan medidas en coordenadas rectangulares, si el conjunto de medidas tiene suficiente redundancia se puede linealizar el EESD, sin embargo el error se amplifica, ya que se debe hacer una transformación de coordenadas polares a rectangulares.

4.5. Conclusiones

La observabilidad es la habilidad que posee un sistema para determinar un único estado de sus variables, a partir de un conjunto de medidas, la ubicación de éstas y la topología de la red. En los estimadores de estado convencionales se asume que las medidas de potencia activa y reactiva vienen en pares, lo que garantiza que la solución del estimador sea única, esta característica de las medidas de potencia real e imaginaria permite realizar el análisis de observabilidad utilizando modelos desacoplados.

Cuando se utilizan medidas de magnitud de corriente se pierde el desacople entre la potencia activa y reactiva. Se pueden utilizar unidades de medición fasorial, para medir el fasor complejo de corriente, que en presencia de suficientes medidas de P y Q garantizan la observabilidad del sistema de distribución. Para el caso en que existan menos medidas que variables de estado se deben agregar pseudo-medidas en los nodos y ramas no observables del sistema de distribución para el proceso de estimación, de tal forma que los resultados obtenidos en el análisis de observabilidad numérica se puedan aplicar.

Para que un sistema de distribución radial sea observable el conjunto mínimo de pares de medidas de potencia activa y reactiva independientes es igual al número de ramas del sistema. Cuando existe un conjunto de $n - 2$ pares de medidas o pseudo-medidas de P y Q , la observabilidad del sistema de distribución se garantiza utilizando una unidad de medición fasorial, que además de medir la potencia inyectada en el nodo anterior, a los dos nodos que no tienen medidas de P y Q , debe medir el fasor complejo de corriente en por lo menos una de las dos ramas que conectan a los nodos posteriores.

Los resultados del análisis de observabilidad para un sistema de distribución radial se pueden aplicar en una microrred, ya que ésta se compone de uno o más circuitos radiales.

5. Estimador de estado para sistemas de distribución

El Estimador de Estado de Sistemas de Distribución (EESD) es una modificación del Estimador de Estado (EE) de sistemas de potencia. El planteamiento matemático y los métodos numéricos de solución son similares sin embargo, existen diferencias entre los estimadores como la redundancia en las medidas que para el caso de Sistemas de Distribución (SD) generalmente sólo están disponibles en las subestaciones principales. En SD las funciones que se utilizan para representar las medidas son de mayor complejidad matemática cuando se comparan con las funciones de las medidas de sistemas de potencia. Esto hace que cambien los elementos de la matriz Jacobiana y puede producir que para un SD numéricamente observable, utilizando medidas de magnitud de corriente y voltaje, existan dos soluciones para las variables de estado [5].

Desde sus inicios los SD se operaban con muy poca información en tiempo real, ya que en general sólo se medía la corriente y el voltaje de cada circuito en las subestaciones que eran atendidas [8]. En la actualidad los cambios en la normatividad regulatoria, el incremento de la Generación Distribuida (GD), conectada a circuitos de distribución, la ubicación estratégica de equipos de corte y protección, la posibilidad de instalar medidores inteligentes en los puntos de demanda, entre otras características hacen que los SD se monitreen, automaticen, controlen y operen acercándose a la filosofía de redes eléctricas inteligentes [27].

Las características mencionadas se han integrado a los centros de gestión de distribución, que tienen funciones similares a las de los centros de gestión de energía de sistemas de potencia. La automatización en SD incluye técnicas de control de voltaje, entrada cuasi instantánea de suplencias, flujos de carga bidireccional e incluso control de generación a pequeña escala (menor a 10 MVA) [29]. Lo descrito muestra el importante papel que tiene el EESD como proceso fundamental en los centros de gestión de distribución.

5.1. Diseño del estimador de estado

A continuación se presenta el estimador de estado diseñado para encontrar el valor de las variables de estado estacionario de un SD y una Microrred (MR). El EE se utiliza cuando estos sistemas trabajan aislados o conectados en un Punto Común de Acople (PCA). El diseño considera en el modelo una o más fuentes de generación, transformadores de distribución y utiliza los resultados de observabilidad del capítulo 4.

Los transformadores se modelan con la impedancia serie en *p.u.* que proporciona el fabricante. La base del sistema cambia para todos los nodos que están aguas abajo de cada transformador de distribución, en resumen cambian las bases de V , I y Z para los nodos mencionados en el SD o la MR, de igual forma cambia la referencia angular de acuerdo con el grupo de conexión del transformador. El EE está basado en el trabajo realizado por Noel y Wang [50], quienes desarrollaron un EESD como lo propone [9], asumiendo que hay medidas o pseudo-medidas de P y Q en todos los nodos del SD, con una única fuente de generación, y sin incluir transformadores de distribución.

5.1.1. Variables de estado

Para este caso las variables de estado del SD son la magnitud de corriente I_{kl} en las ramas y el ángulo asociado α_{kl} . A pesar que los SD son desbalanceados en este trabajo se considera el modelo monofásico del SD, ya que los resultados se pueden extender fácilmente a SD trifásicos como se describe en [50].

La figura 5-1 muestra el circuito π de una rama de un SD, en este caso se desprecian las capacitancias a tierra porque la longitud de las ramas es muy corta [31, 43]. Se observa que el ángulo de la corriente de rama depende de la diferencia angular del voltaje en los nodos adyacentes. Una ventaja de utilizar los elementos del fasor complejo de corriente como variables de estado es que en SD las medidas de magnitud de corriente y factor de potencia se utilizan más que las medidas de potencia activa y reactiva para describir el comportamiento del sistema en el planeamiento, la expansión y la operación [31].

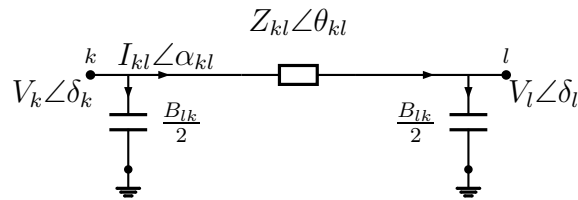


Figura 5-1.: Modelo PI para una rama de un SD.

5.1.2. Funciones de las medidas y elementos de la matriz Jacobiana

Las medidas que utiliza el algoritmo de estimación son las que entregan los equipos de medida instalados en los SD, es decir medidas de potencia activa y reactiva, medidas de magnitud de corriente y voltaje, y en caso de tener PMUs en el SD medidas del ángulo de la corriente de rama. Las funciones de las medidas 5-1, 5-4 y 5-7, que se derivan respecto a las variables de estado para construir la matriz Jacobiana $H(x)$, son las mismas que se utilizan para calcular el valor de la variable de estado que está siendo medida.

Medidas de potencia en las ramas

En la figura 5-1 la potencia que fluye del nodo k al nodo l está dada por:

$$\begin{aligned} P_{kl} + jQ_{kl} &= \tilde{V}_k \left(\tilde{I}_{kl} \right)^* \\ &= V_k I_{kl} [\cos(\delta_k - \alpha_{kl}) + j \sin(\delta_k - \alpha_{kl})] \end{aligned} \quad (5-1)$$

Los elementos de la matriz Jacobiana son:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{kl}}{\partial I_{kl}} &= V_k \cos(\delta_k - \alpha_{kl}) \\ \frac{\partial P_{kl}}{\partial \alpha_{kl}} &= V_k I_{kl} \sin(\delta_k - \alpha_{kl}) \\ \frac{\partial Q_{kl}}{\partial I_{kl}} &= V_k \sin(\delta_k - \alpha_{kl}) \\ \frac{\partial Q_{kl}}{\partial \alpha_{kl}} &= -V_k I_{kl} \cos(\delta_k - \alpha_{kl}) \end{aligned} \quad (5-2)$$

Medidas de potencia inyectada en los nodos

Para este caso supóngase que la potencia inyectada en el nodo k es aportada por los nodos $1 \cdots n$, como se muestra en la figura 5-2a, los nodos $1 \cdots m$ están aguas arriba del nodo k , el flujo de potencia es hacia el nodo k . Los nodos $m + 1 \cdots n$ están aguas abajo del nodo k ahora el flujo es desde el nodo k hacia estos nodos, entonces la potencia inyectada en el nodo k se define como:

$$P_k + jQ_k = \tilde{V}_k \left(\sum_{i=1}^m \tilde{I}_{ik} - \sum_{i=m+1}^n \tilde{I}_{ki} \right)^* \quad (5-3)$$

Separando la parte real y la parte imaginaria de la ecuación 5-3:

$$\begin{aligned} P_k &= V_k \left[\sum_{i=1}^m I_{ik} \cos(\delta_k - \alpha_{ik}) - \sum_{i=m+1}^n I_{ki} \cos(\delta_k - \alpha_{ki}) \right] \\ Q_k &= V_k \left[\sum_{i=1}^m I_{ik} \sin(\delta_k - \alpha_{ik}) - \sum_{i=m+1}^n I_{ki} \sin(\delta_k - \alpha_{ki}) \right] \end{aligned} \quad (5-4)$$

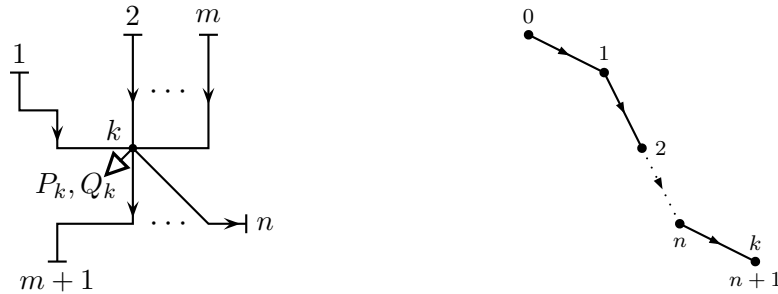
Como la potencia inyectada en el nodo k tiene aportes positivos de los nodos que están aguas arriba y negativos de los nodos aguas abajo, existen dos posibilidades para los elementos de la matriz Jacobiana:

- Nodos aguas arriba,

$$\begin{aligned}
\frac{\partial P_k}{\partial I_{ik}} &= V_k \cos(\delta_k - \alpha_{ik}) \\
\frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{ik}} &= V_k I_{ik} \sin(\delta_k - \alpha_{ik}) \\
\frac{\partial Q_k}{\partial I_{ik}} &= V_k \sin(\delta_k - \alpha_{ik}) \\
\frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{ik}} &= -V_k I_{ik} \cos(\delta_k - \alpha_{ik})
\end{aligned} \quad (5-5)$$

- Nodos aguas abajo,

$$\begin{aligned}
\frac{\partial P_k}{\partial I_{ki}} &= -V_k \cos(\delta_k - \alpha_{ki}) \\
\frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{ki}} &= -V_k I_{ki} \sin(\delta_k - \alpha_{ki}) \\
\frac{\partial Q_k}{\partial I_{ki}} &= -V_k \sin(\delta_k - \alpha_{ki}) \\
\frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{ki}} &= V_k I_{ki} \cos(\delta_k - \alpha_{ki})
\end{aligned} \quad (5-6)$$



(a) Potencia inyectada en el nodo k . (b) Voltaje en los nodos del SD.

Figura 5-2.: Representación de las medidas de potencia inyectada y voltaje en el EESD.

Medidas de magnitud de voltaje

En un SD radial el voltaje en el nodo k depende del voltaje de todos los nodos anteriores cuyas ramas componen una trayectoria, en la figura 5-2b el voltaje en el nodo $n + 1$ es:

$$\tilde{V}_{n+1} = \tilde{V}_0 - \sum_{i=1}^{n+1} \tilde{I}_{i-1,i} \tilde{Z}_{i-1,i}. \quad (5-7)$$

En este caso para la matriz Jacobiana se tiene en cuenta la parte real de las derivadas de la magnitud V_{n+1} respecto a la magnitud de la corriente $I_{i-1,i}$ y el ángulo $\alpha_{i-1,i}$, entonces:

$$\begin{aligned}\frac{\partial V_{n+1}}{\partial I_{i-1,i}} &= -Z_{i-1,i} [\cos \delta_{n+1} \cos(\alpha_{i-1,i} + \theta_{i-1,i}) + \sin \delta_{n+1} \sin(\alpha_{i-1,i} + \theta_{i-1,i})] \\ \frac{\partial V_{n+1}}{\partial \alpha_{i-1,i}} &= I_{i-1,i} Z_{i-1,i} [\cos \delta_{n+1} \sin(\alpha_{i-1,i} + \theta_{i-1,i}) - \sin \delta_{n+1} \cos(\alpha_{i-1,i} + \theta_{i-1,i})]\end{aligned}\quad (5-8)$$

Medidas del fasor complejo de corriente

La medida de magnitud de corriente produce la siguiente entrada en la matriz Jacobiana:

$$\begin{aligned}\frac{\partial I_{kl}}{\partial I_{kl}} &= 1 \\ \frac{\partial I_{kl}}{\partial \alpha_{kl}} &= 0\end{aligned}, \quad (5-9)$$

en caso de tener la medida del ángulo de la corriente de rama respecto al ángulo del voltaje de referencia en el SD,

$$\begin{aligned}\frac{\partial \alpha_{kl}}{\partial I_{kl}} &= 0 \\ \frac{\partial \alpha_{kl}}{\partial \alpha_{kl}} &= 1\end{aligned}. \quad (5-10)$$

5.1.3. Algoritmo de estimación y simulación

El EESD diseñado utiliza el método de mínimos cuadrados ponderados y la descomposición en valores singulares (DVS) para estimar el valor de la magnitud de corriente y el ángulo asociado en cada rama del SD. Estas variables se utilizan como medio directo para calcular el fasor complejo de voltaje en todos los nodos del SD, suponiendo conocido el fasor de voltaje en el nodo de referencia.

En resumen el algoritmo de estimación funciona así: se inicia la magnitud del voltaje en todos los nodos en 1.0 *p.u.* y el ángulo en 0°, con este voltaje y las medidas o pseudo-medidas disponibles se calcula el fasor complejo de corriente en las ramas, con estas corrientes nuevamente se calcula el voltaje en cada nodo utilizando la ecuación 5-7.

Los elementos de la matriz Jacobiana H y las funciones de cada medida disponible en el SD se calculan en cada iteración. Finalmente se minimiza la diferencia entre el valor medido y la función correspondiente, por medio de la DVS. Cada medida o pseudo-medida tiene un peso que permite ponderar el error de la medición, el cambio en las variables de estado en cada iteración se calcula utilizando la ecuación 3-22. La convergencia del EESD se obtiene cuando el valor máximo de cambio de todas las variables de estado en la iteración t es menor que $\xi = 1 \times 10^{-4}$, es decir $\max(|\Delta x^t|) < \xi$.

Una vez estimado el fasor complejo de corriente en todas las ramas del SD se calcula el fasor de voltaje en los nodos del SD, la figura 5-3 muestra el diagrama de flujo del EESD.

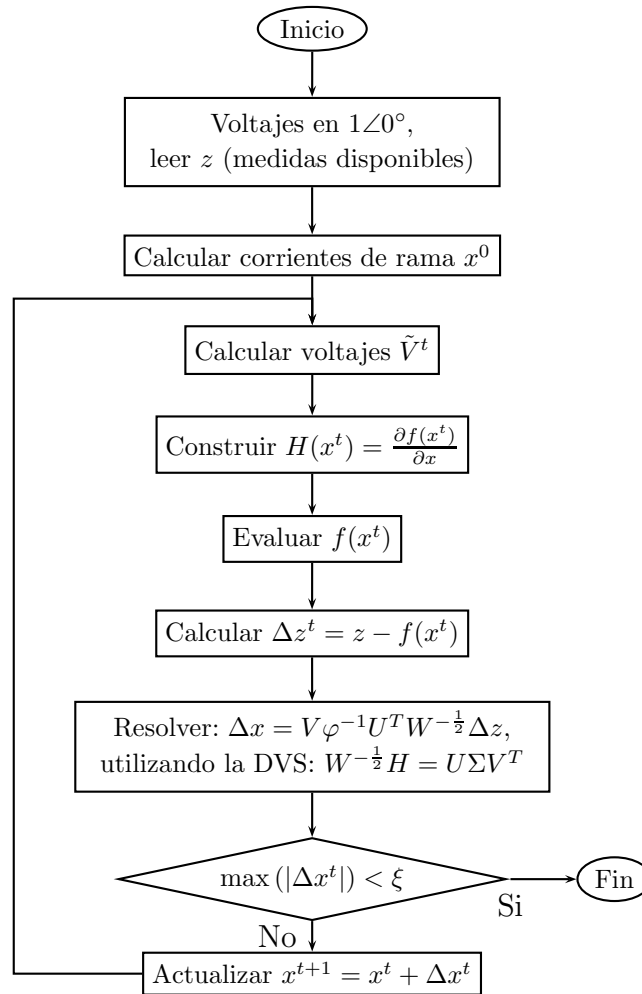


Figura 5-3.: Diagrama de flujo EESD.

Para la simulación se utilizó un equivalente monofásico del SD de prueba IEEE de 13 nodos [30], la MR es una adaptación de un clúster de pozos de petróleo con generación local. Las secciones B.1 y B.2 del anexo B muestran los valores de los parámetros eléctricos del SD y la MR respectivamente. En el anexo D se explica cómo obtener las impedancias de secuencia de líneas aéreas de distribución a partir de la matriz de impedancias de fase.

El EESD puede calcular las variables de estado del SD y la MR cuando trabajan como sistemas aislados o acoplados en el PCA, que para este caso corresponde al nodo número 10 del SD. El algoritmo del EESD se programó en el software MATLAB®.

5.1.4. Ponderación del error

El algoritmo de EESD puede utilizar medidas o pseudo-medidas de potencia activa y reactiva en todos los nodos del SD para estimar el valor de las variables de estado. También se usan

medidas de magnitud de voltaje y en algunos casos medidas del fasor complejo de la corriente de rama. Los resultados del flujo de carga, obtenidos utilizando la versión universitaria del software PSS®E Xplore 33 de SIEMENS, se consideran como los valores reales de las medidas y de las variables de estado. Para las pseudo-medidas se utilizaron los datos del flujo de carga del SD de prueba IEEE de 13 Nodos.

Las medidas se perturbaron con ruido (η) distribuido normalmente, con media $\mu = 1$ [34] y desviación estándar $\sigma = 0.02$, es decir que el error máximo puede ser $\pm 6\%$. La desviación estándar de las pseudo-medidas es $\sigma = 0.15$, entonces el error máximo puede ser $\pm 45\%$. Cada medida o pseudo-medida está afectada por la desviación estándar del equipo de medida.

$$\int_{-3\sigma}^{3\sigma} \text{PDF}(z) dz \approx 0.99 \quad (5-11)$$

La ecuación 5-11 significa que para aproximadamente el 99% de lecturas de una medida (z), la precisión del medidor es de $\pm 3\sigma$ [52], ver figura 3-1. La desviación estándar σ que corresponde a la ponderación que tiene una medida en el EE, depende de las características físicas del equipo de medida utilizado en el SD o en la MR.

Medidas

En el SD y la MR se supuso que para medir se utilizan relés ABB de la serie 620, estos relés miden: magnitud de corriente, magnitud de voltaje, factor de potencia, entre otras variables. Con las mediciones se calcula el flujo o la inyección de potencia activa y reactiva. Los relés se pueden utilizar en reconectores de la misma marca o en unidades remotas de transmisión de datos [2].

Para el SD los relés calculan potencia hasta 25 MVA, la potencia base del SD y la MR es 10 MVA. Cuando se mide en el SD utilizando un Reconector (RC) el error de la medida es de $\pm 1.5\%$, está incluido el error de los Transformadores de Corriente (TC) y de los Transformadores de Potencial (TP). Estos transformadores están localizados cerca del interruptor del RC, entonces $25 \times (\pm 0.015) = \pm 0.375$ MVA.

$$\sigma_{SD} = \frac{0.375}{3 \times 10} = 0.0125 \text{ p.u.} \quad (5-12)$$

En la MR los relés calculan potencia hasta 10 MVA, el error de la medida es $\pm 2\%$ incluido el error de los TC y TP, luego $10 \times (\pm 0.02) = \pm 0.2$ MVA.

$$\sigma_{MR} = \frac{0.2}{3 \times 10} = 0.0067 \text{ p.u.} \quad (5-13)$$

Si se utilizan medidas de magnitud de corriente o de voltaje el error del relé es $\pm 0.002 \times I_N$, de la misma forma para V_N , el subíndice N hace referencia al valor nominal.

Para las PMUs se tomaron los resultados de [45], en donde se demuestra que cuando se utilizan TCs con clase de precisión 0.2, y el error máximo de la medida de magnitud de

corriente y ángulo de la PMU es 1 % y 0.57° respectivamente, la desviación estándar del equipo de medida es: $\sigma_{mag} = 0.00067$ y $\sigma_{ang} = 0.00097$.

Pseudo-Medidas

En este caso la máxima medida de potencia corresponde a la potencia base del SD 10 MVA. Una pseudo-medida puede tener un error hasta del 45 % del valor real de la variable [46], entonces:

$$\sigma_{pseudo} = \frac{0.45}{3 \times 10} = 0.15 \text{ p.u.} \quad (5-14)$$

En la simulación se ha considerado que en el caso base del EESD sólo se tienen medidas de P y Q en el nodo de referencia y en el PCA del SD, es decir en la subestación principal, en el resto de nodos hay pseudo-medidas de P y Q . En la MR hay medidas de P y Q en todos los nodos a excepción del nodo 14. Las medidas de magnitud de corriente y voltaje pueden estar en uno o más nodos del SD, los nodos con estas medidas corresponden a un porcentaje muy bajo de nodos del SD. Cuando se mide el fasor complejo de corriente se utilizan PMUs en uno o dos nodos del SD acoplado en el PCA a la MR.

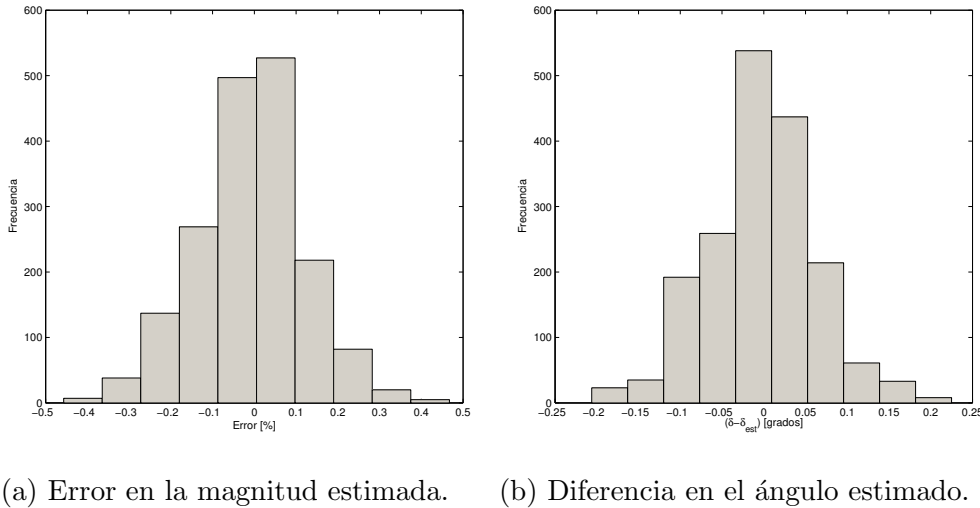
5.2. Resultados y análisis

Para el EESD diseñado se han simulado diferentes escenarios de estimación de acuerdo con las medidas disponibles en el sistema, también se han aplicado los resultados de observabilidad numérica del capítulo 4. La redundancia en las medidas del SD y la MR es 1 teniendo en cuenta las pseudo-medidas, este valor es pequeño comparado con el de sistemas de potencia en donde la redundancia promedio de las medidas es 4 [34]. Los resultados que se presentan a continuación son el promedio que se obtiene luego de correr cien veces el algoritmo del EESD.

5.2.1. Estimación con medidas y pseudo-medidas de potencia

En este caso en el sistema de la figura B-3 hay medidas de potencia activa y reactiva en el nodo 1 y 10 (PCA) del SD y en los nodos 15 a 19 que son nodos de la MR, donde los cuatro primeros son nodos de carga y el nodo 19 es un nodo de generación, en el resto de nodos del sistema hay pseudo-medidas de P y Q .

El EESD tiene $2(n - 1)$ variables de estado que corresponden a las corrientes de las ramas y sus ángulos, esta condición aplica para el SD y la MR trabajando como sistemas aislados o acoplados en el PCA. El fasor complejo de corriente se estima con un conjunto de $2n$ medidas, de potencia activa y reactiva, y se utiliza para calcular el fasor complejo de voltaje en los n nodos del sistema.



(a) Error en la magnitud estimada. (b) Diferencia en el ángulo estimado.

Figura 5-4.: Histograma de errores en la estimación con un conjunto de n medidas de P y Q .

La figura 5-4a muestra el histograma de error de la magnitud de voltaje. Se observa que con el conjunto de medidas utilizado el error en la magnitud en todos los nodos del sistema es menor a $|0.5|$ %. El histograma de la diferencia en grados del valor real del ángulo menos el valor estimado se muestra en la figura 5-4b, esta diferencia es menor a $|0.25|$ °. Para el ángulo no se presenta el histograma del error, ya que por tratarse de un sistema radial con una fuente en el SD y otra de generación en la MR los ángulos del sistema son muy pequeños ($-2^\circ \leq \delta \leq 0^\circ$, ver tabla B-8). Entonces cualquier diferencia entre el valor real del ángulo y el valor estimado puede verse como un error grande en porcentaje, principalmente en aquellos nodos en los que el ángulo es cercano a 0° .

La solución que proporciona el EESD, con el conjunto de medidas y pseudo-medidas descrito, se presenta gráficamente en las figuras 5-5a y 5-5b para la magnitud y ángulo de voltaje respectivamente. El error de cada medidor se ponderó como se explicó en la sección 5.1.4, la línea punteada representa la solución del flujo de carga y los puntos son los resultados del EESD para cada nodo del sistema.

La tabla 5-1 presenta el valor absoluto del error máximo en promedio en el EESD para la magnitud y ángulo de voltaje, utilizando un conjunto de n pares de medidas y pseudo-medidas de P y Q . En este caso el error más grande en la magnitud de voltaje fue en el nodo 11 del sistema que corresponde al nodo con menor consumo de corriente del SD. Para el ángulo el error más grande fue en el nodo 19 del sistema, que corresponde al nodo de generación en la MR, este nodo tiene el ángulo más cercano a 0° después del nodo slack del sistema, en donde el ángulo es el de referencia.

Del capítulo 4 se sabe, por la ecuación 4-32, que un SD radial es numéricamente observable si mínimo hay $n - 1$ pares de medidas independientes de P y Q , es decir hay tantos pares de medidas y/o pseudo-medidas como ramas en el SD. En esta condición el EESD tiene

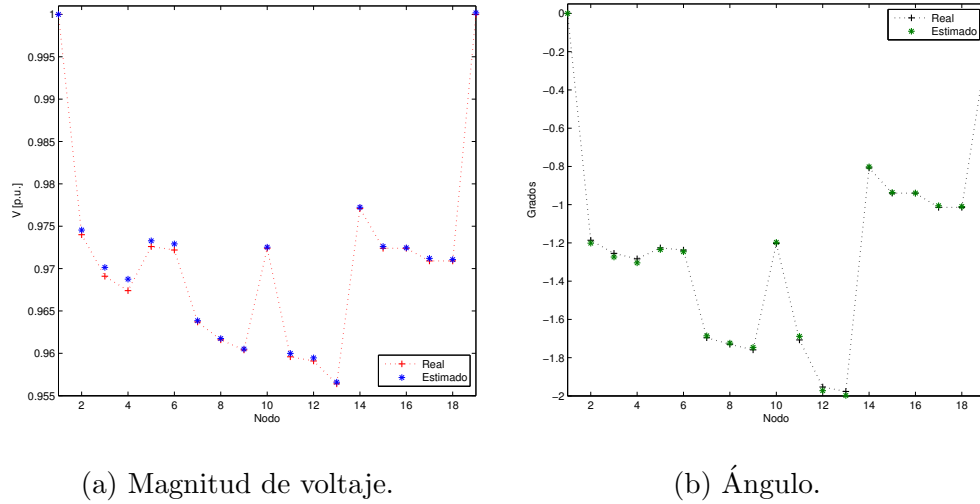


Figura 5-5.: Estimación del fasor complejo de voltaje con un conjunto de n medidas de P y Q .

Tabla 5-1.: Error máximo en el EESD, conjunto de n medidas y pseudo-medidas de P y Q .

Variable	nodo	% de error
V	11	0.0120
δ	19	1.2680

tantas medidas como variables de estado. Por lo anterior todas las medidas en el sistema son críticas, ya que si se elimina cualquier medida de P y Q el sistema no es observable.

En este caso se utilizan las mismas medidas y pseudo-medidas que se describieron para el caso de n pares de medidas de P y Q , la única diferencia es que se ha eliminado la pseudo-medida de potencia activa y reactiva en el nodo 7 del SD (ver figura B-3), de esta forma el sistema tiene un conjunto $2(n - 1)$ medidas y pseudo-medidas de potencia activa y reactiva.

El histograma de error en la figura 5-6a muestra que el EESD con un conjunto de $n - 1$ pares de medidas de P y Q tiene errores similares a los que resultan con el conjunto de n pares de medidas. En este caso el error en la magnitud de voltaje también es menor a $|0.5| \%$. Es de recordar que la solución del EESD depende del ruido en las mediciones, que se ha considerado aleatorio y normalmente distribuido. Para el ángulo de voltaje la diferencia en grados del valor real menos el valor estimado también disminuyó ($-0.2^\circ \leq \delta - \delta_{est} \leq 0.25^\circ$), ver figura 5-6b.

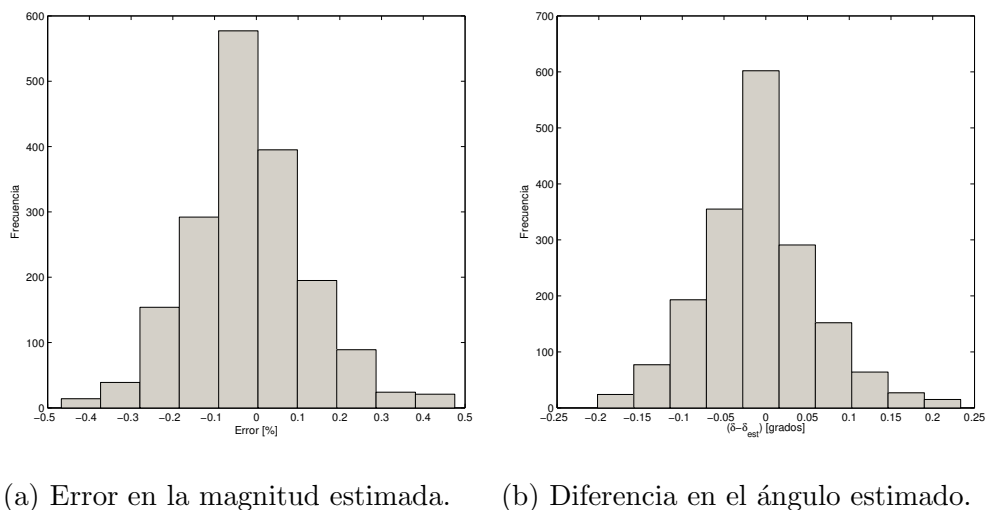


Figura 5-6.: Histograma de errores en la estimación con un conjunto de $n - 1$ medidas de P y Q .

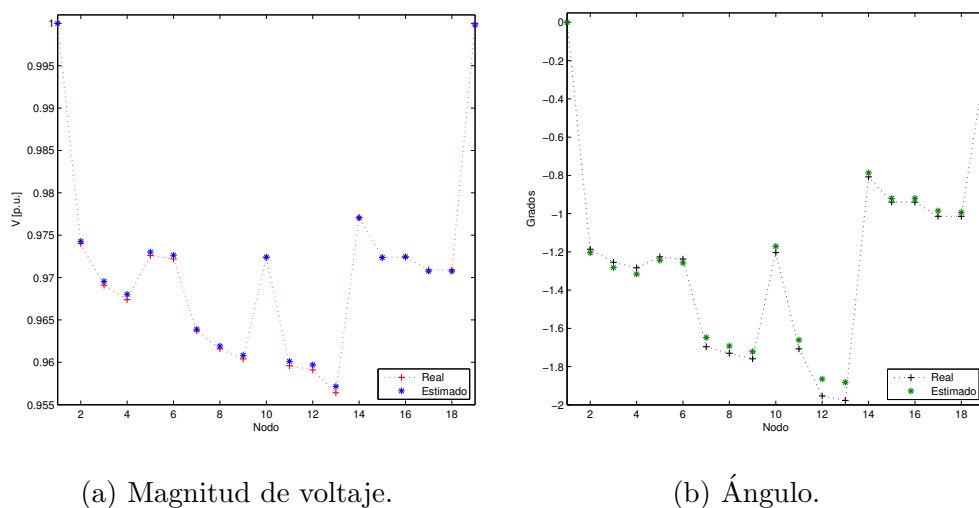


Figura 5-7.: Estimación del fasor complejo de voltaje con un conjunto de $n - 1$ medidas de P y Q .

La solución gráfica del EESD se muestra en las figuras 5-7a y 5-7b, para la magnitud y ángulo de voltaje respectivamente. A pesar de tener una pseudo-medida menos en el SD (nodo 7) la solución del EESD es muy cercana al valor real de las variables de estado.

Tabla 5-2.: Error máximo en el EESD, conjunto de $n - 1$ medidas y pseudo-medidas de P y Q .

Variable	nodo	% de error
V	4	0.0138
δ	16	0.5636

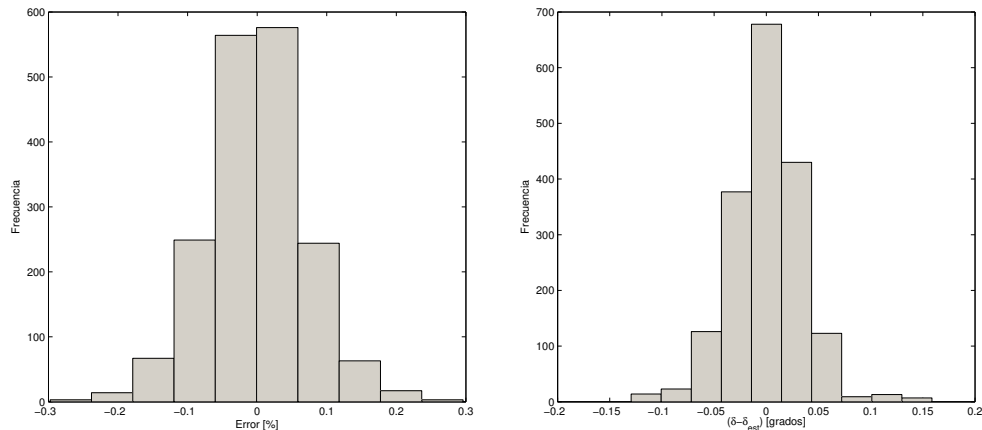
La tabla 5-2 presenta el máximo error para la magnitud y ángulo de voltaje con $2(n - 1)$ medidas. Si el ruido en las medidas fuese el mismo para ambos conjuntos de medidas ($2n$ y $2(n - 1)$) de P y Q , se espera que con un número mayor de medidas en el sistema la precisión del EESD mejore, es decir que los resultados sean más cercanos a la solución real. El error en la magnitud de voltaje refleja el comportamiento descrito.

5.2.2. Unidades de medición fasorial en el conjunto de medidas

Los resultados de la sección 4.3 del capítulo 4, muestran que en un SD se pueden eliminar dos pares de medidas de P y Q si en el nodo anterior (fuente) se coloca una PMU que mida la potencia inyectada en el nodo fuente y el fasor complejo de corriente de una de las ramas de conexión entre el nodo fuente y uno de los dos nodos en los que no se tiene la medida o pseudo-medida de P y Q . En la figura 4-6b el nodo l es la fuente y los nodos m y n son los nodos posteriores en los que no se tienen medidas o pseudo-medidas de potencia activa y reactiva.

Con el conjunto de medidas descrito, resultan $2(n - 2)$ medidas y pseudo-medidas de P y Q , y una medida del fasor complejo de corriente, que significa una medida para la magnitud de corriente y una medida del ángulo asociado. El conjunto de medidas es $2(n - 2) + 2 = 2(n - 1)$, de nuevo hay tantos pares de medidas como ramas en el sistema.

En este caso en el sistema de la figura B-3 se instaló una PMU en el nodo 2, es decir éste es el nodo fuente, no hay información de pseudo-medidas de P y Q en los nodos posteriores 5 y 7. La PMU mide la potencia inyectada en el nodo y el fasor complejo de corriente \tilde{I}_{27} , es decir mide la magnitud de corriente y el ángulo en la rama ⑥ del sistema.



(a) Error en la magnitud estimada. (b) Diferencia en el ángulo estimado.

Figura 5-8.: Histograma de errores incluyendo una PMU en el conjunto de medidas.

El histograma de la figura 5-8a muestra el error en la magnitud de voltaje estimada. La

diferencia del ángulo real menos el estimado se muestra en el histograma de la figura 5-8b. Cuando se incluye una PMU en el conjunto de medidas la precisión del EESD aumenta, ya que el error en la magnitud del voltaje disminuyó de $|0.5|\%$ a $|0.3|\%$ y la diferencia en el ángulo estimado está en el intervalo $-0.15^\circ \leq \delta - \delta_{est} \leq 0.2^\circ$. Para la magnitud y el ángulo de voltaje el error disminuyó en comparación con los casos en los que en el conjunto de medidas sólo hay medidas del flujo o inyección de P y Q . Nótese que con la PMU la redundancia en las medidas no aumentó.

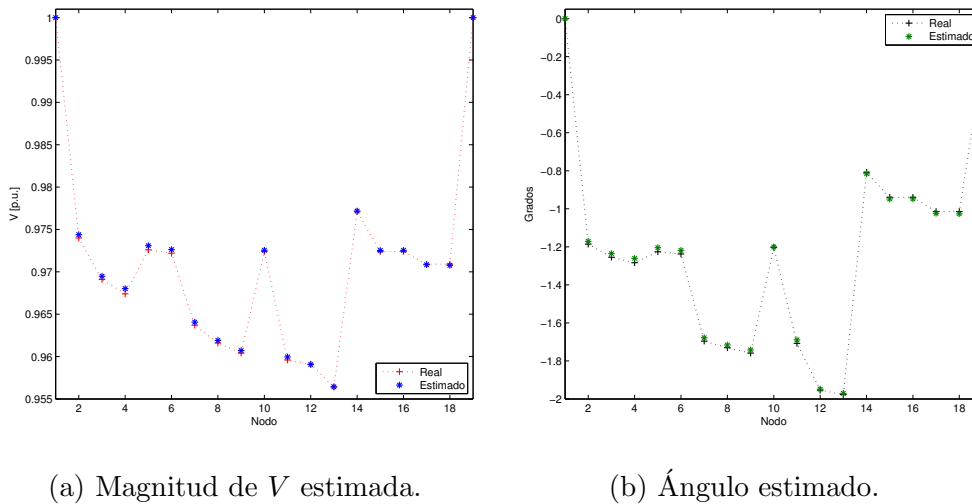


Figura 5-9.: Estimación del fasor complejo de voltaje incluyendo una PMU en el conjunto de medidas.

Los resultados del EESD con el conjunto de medidas que incluye una PMU en el nodo 2 del sistema se muestran en la figura 5-9, en este caso la solución del EESD es muy cercana a la solución real del flujo de carga. La tabla 5-3 contiene la información de error máximo para el conjunto de medidas descrito.

Tabla 5-3.: Error máximo en el EESD con medidas y pseudo-medidas de P , Q y una PMU.

Variable	nodo	$ \% $ de error
V	3	0.0124
δ	5	0.4355

Incluir una PMU en el nodo 2 garantiza la observabilidad del sistema con la medida del fasor complejo de corriente de la rama $\textcircled{6}$. La medida del ángulo de la corriente α_{27} asegura que la solución es única para el EESD, ya que como se muestra en el diagrama fasorial de la figura 4-5 cuando se conoce la magnitud y ángulo del fasor punteado, que para este caso corresponde al fasor de la corriente \tilde{I}_{27} , no hay posibilidad de tener dos soluciones para los ángulos estimados, siempre que la observabilidad del resto del sistema se garantice con suficientes medidas independientes de potencia activa (P) y potencia reactiva (Q).

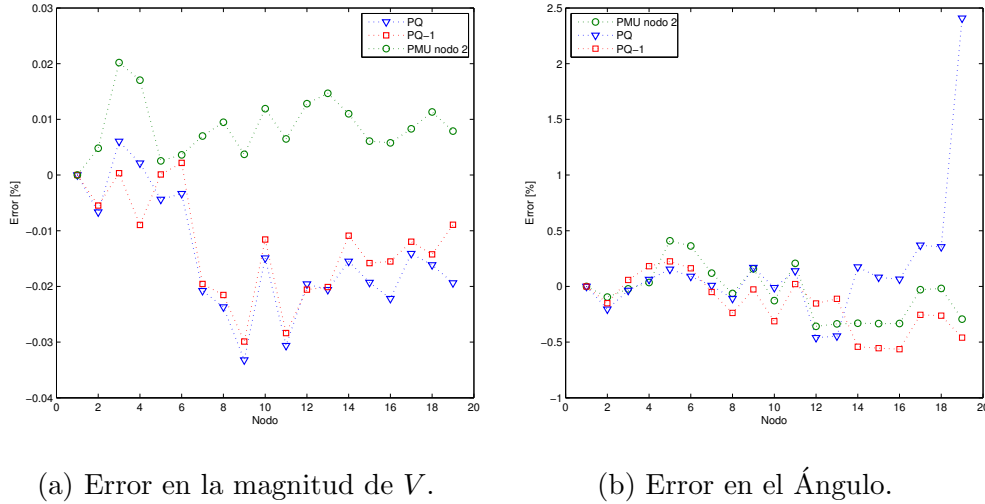


Figura 5-10.: Error en la estimación de \tilde{V} para diferentes conjuntos de medidas.

La figura 5-10 muestra el error promedio de cada conjunto de medidas, se observa que el error máximo para la magnitud y ángulo de voltaje ocurre con el conjunto de $2n$ medidas de P y Q . El sistema tiene ángulos muy pequeños $-2^\circ \leq \delta_n < 0^\circ$ que para el caso de la generación y el resto de nodos de la MR son muy cercanos a cero, luego cualquier desviación por pequeña que sea en el resultado del EESD es significativa, ya que el porcentaje de error es grande.

Nótese que sin importar el conjunto de medidas utilizado el error en la magnitud de voltaje es menor que $|0.5| \%$, figura 5-10a, este es un valor de variación muy pequeño teniendo en cuenta que en sistemas radiales los ángulos del voltaje no cambian significativamente y en este caso particular son cercanos a 0° por la distribución de fuentes de generación. En SD la magnitud del voltaje en los nodos cambia significativamente con la distancia medida desde la fuente, el EESD proporciona resultados de magnitud de voltaje muy aproximados a la solución real del sistema, además el perfil de voltaje se mantiene en todo los nodos del SD. La tabla 5-4 contiene la información del valor esperado y la desviación estándar para la magnitud de voltaje estimada y la diferencia entre el valor real del ángulo de voltaje y el valor estimado, de acuerdo a los conjuntos de medidas utilizados. Se evidencia que el valor esperado ($E(x) = \mu$) corresponde al valor promedio estimado [16]. Con el valor de la desviación estándar se puede verificar que la gran mayoría de los resultados del estimador están en el intervalo $(-\sigma \leq x \leq \sigma)$. El anexo A presenta un análisis sobre la normalidad de los resultados del algoritmo de estimación.

5.2.3. Influencia de la ubicación del equipo de medida

Se ha mostrado que el EESD entrega la solución para las variables de estado del sistema, SD-MR acoplado, con valores muy cercanos a los del flujo de carga principalmente para la

Tabla 5-4.: Valor promedio y desviación estándar en cada conjunto de medidas.

Nodo	n medidas PQ				$n - 1$ medidas PQ				PMU nodo 2 $\textcircled{6}$			
	$\mu_{\Delta V}$	$\sigma_{\Delta V}$	$\mu_{\Delta(\delta-\delta_{est})}$	$\sigma_{\Delta(\delta-\delta_{est})}$	$\mu_{\Delta V}$	$\sigma_{\Delta V}$	$\mu_{\Delta(\delta-\delta_{est})}$	$\sigma_{\Delta(\delta-\delta_{est})}$	$\mu_{\Delta V}$	$\sigma_{\Delta V}$	$\mu_{\Delta(\delta-\delta_{est})}$	$\sigma_{\Delta(\delta-\delta_{est})}$
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	-0.0016	0.0560	0.0028	0.0258	0.0048	0.0534	0.0058	0.0247	-0.0045	0.0502	0.0015	0.0232
3	0.0097	0.0839	0.0019	0.0286	0.0202	0.0862	0.0055	0.0263	0.0041	0.0797	0.0004	0.0253
4	0.0063	0.0993	0.0012	0.0304	0.0170	0.1043	0.0049	0.0279	-0.0006	0.0955	-0.0005	0.0269
5	-0.0022	0.0626	-0.0026	0.0273	0.0070	0.0558	0.0012	0.0248	-0.0056	0.0731	-0.0041	0.0287
6	-0.0016	0.0653	-0.0021	0.0279	0.0081	0.0577	0.0019	0.0251	-0.0060	0.0736	-0.0038	0.0288
7	0.0032	0.1406	0.0021	0.0698	-0.0043	0.1800	-0.0023	0.0834	-0.0023	0.0504	-0.0016	0.0237
8	0.0019	0.1444	0.0046	0.0694	-0.0019	0.1855	0.0009	0.0839	0.0014	0.0544	0.0019	0.0239
9	-0.0053	0.1492	0.0007	0.0698	-0.0077	0.1873	-0.0026	0.0840	-0.0031	0.0616	-0.0014	0.0246
10	0.0132	0.1393	0.0079	0.0698	-0.0018	0.1800	-0.0015	0.0843	0.0015	0.0603	0.0001	0.0325
11	-0.0044	0.1533	0.0006	0.0690	-0.0049	0.2002	-0.0033	0.0826	-0.0017	0.0706	-0.0023	0.0242
12	-0.0041	0.1653	0.0012	0.0863	0.0014	0.1795	0.0032	0.0848	0.0027	0.0736	0.0043	0.0398
13	-0.0077	0.1892	0.0002	0.0884	0.0032	0.1911	0.0026	0.0858	0.0060	0.1032	0.0038	0.0422
14	0.0151	0.1413	0.0111	0.0739	-0.0039	0.1816	-0.0025	0.0875	0.0000	0.0712	-0.0002	0.0460
15	0.0117	0.1436	0.0125	0.0746	-0.0074	0.1853	-0.0012	0.0886	-0.0052	0.0754	0.0007	0.0471
16	0.0104	0.1432	0.0122	0.0744	-0.0089	0.1849	-0.0016	0.0884	-0.0039	0.0740	0.0010	0.0467
17	0.0153	0.1455	0.0090	0.0753	-0.0050	0.1818	-0.0051	0.0877	-0.0002	0.0738	-0.0024	0.0468
18	0.0144	0.1428	0.0087	0.0744	-0.0068	0.1837	-0.0056	0.0884	-0.0009	0.0754	-0.0027	0.0474
19	0.0197	0.1515	0.0100	0.0777	-0.0103	0.1869	-0.0063	0.0897	-0.0058	0.1051	-0.0039	0.0551

magnitud del voltaje. En el caso del ángulo los resultados del EESD se pueden alejar de la solución real en algunos nodos del sistema de acuerdo con el conjunto de medidas utilizado. Ya que el conjunto de medidas influye en la solución del estimador, es necesario estudiar factores como ruido en las mediciones, ubicación de los equipos de medida, entre otros que pueden afectar la información de salida del EESD.

Para mostrar la influencia de la ubicación de un equipo de medida en los resultados del EESD se cambió de nodo la PMU en el sistema de la figura **B-3**, garantizando la observabilidad en el proceso de estimación con la configuración de medidas de la figura **4-6b**. El ruido en las medidas y pseudo-medidas se incrementó a valores cercanos al máximo posible $\pm 6\%$ y $\pm 45\%$ respectivamente, el error máximo en el EESD y la ubicación de la PMU se resumen en la tabla **5-5**.

Tabla 5-5.: Error máximo en el EESD cambiando de nodo la PMU.

Nodo PMU	Nodos sin medida PQ	Rama medida \tilde{I}_{kl}	$ \% $ de error V	$ \% $ de error δ
2	5, 7	$\textcircled{6}$	0.0082	0.5277
2	3, 5	$\textcircled{4}$	0.0278	4.0512
7	10, 12	$\textcircled{11}$	0.0188	2.3379
8	9, 11	$\textcircled{10}$	0.7946	4.1038

Las gráficas **5-11a** y **5-11b** muestran el error promedio luego de correr cien veces el EESD. Se observa que tanto la magnitud como el ángulo de voltaje estimado se afectan con la ubicación

de la PMU en el sistema. Para todas las configuraciones el ángulo en el nodo de generación de la MR presenta mayor desviación respecto a los otros nodos del sistema. Cuando la PMU se coloca en el nodo 8 del SD los nodos aguas abajo (9 y 11) tienen los errores más grandes de magnitud y ángulo de voltaje.

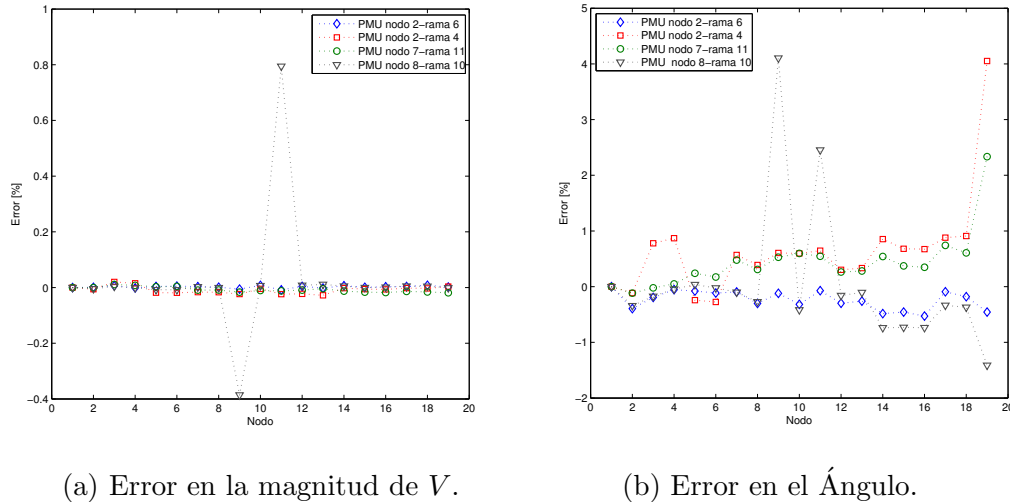


Figura 5-11.: Porcentaje de error en el EESD cambiando de nodo la PMU.

Los resultados del EESD cuando se cambia de nodo la PMU en el SD sugieren: si se mide la corriente en la línea principal del sistema el error en la estimación disminuirá, mientras que si se mide la corriente en un ramal secundario el error del EESD será más grande, principalmente para los nodos que están aguas abajo de la PMU.

5.3. Conclusiones

Se diseñó un estimador de estado que tiene como variables de estado el fasor complejo de las corrientes en las ramas. Para solucionar el estimador se utilizó la descomposición en valores singulares, esto facilita el tratamiento matemático de matrices que pueden ser asintóticamente singulares.

El algoritmo de estimación para sistemas de distribución se programó para incluir más de una fuente de generación, lo que permite analizar la operación en paralelo de la microrred con el sistema de distribución. Para incluir transformadores se debe cambiar la base de los nodos aguas abajo del transformador, de esta forma se modela el cambiador de tomas de estos equipos, manteniendo la condición radial de los sistemas de distribución.

Las pseudo-medidas han permitido tener una buena aproximación al valor real de las variables de estado. Para cargas con grandes variaciones en la potencia demandada o, si es el caso, generada, se debe evaluar si es posible reemplazar una medida real por una pseudo-medida. Esto dependerá de la calidad de la información de históricos de consumo de energía.

El estimador de estado de sistemas de distribución es robusto para la estimación de la magnitud de voltaje, ya que la solución no se afecta significativamente con el conjunto de medidas utilizado o la ubicación de los equipos de medida. El ángulo de voltaje se estima con buena precisión en la mayoría de nodos del sistema, en los otros nodos la solución se afecta conforme los ángulos se acercan a cero.

Las medidas de magnitud de corriente y voltaje aumentan la redundancia del conjunto de medidas, sin embargo la observabilidad se garantiza con pares de medidas de potencia activa y potencia reactiva y en algunos casos con unidades de medición fasorial.

Ante la ausencia de medidas de potencia activa y potencia reactiva en algunos nodos del sistema, las unidades de medición fasorial pueden hacer que el sistema sea observable para ciertas configuraciones de los equipos de medida. En cada configuración se debe verificar cómo cambia la solución del estimador de estado de sistemas de distribución, ya que dependiendo del conjunto de medidas utilizado el sistema puede llegar a ser no observable o tener más de una solución para algunas variables de estado.

6. Estrategias de auto-restablecimiento en una microrred de corriente alterna

En este capítulo se presentan las estrategias desarrolladas para el monitoreo y observación de una Microrred (MR) de corriente alterna con el objetivo de evaluar su capacidad de Auto-Restablecimiento (AR). Se han implementado dos estrategias, ambas utilizan la información de salida del Estimador de Estado de Sistemas de Distribución (EESD), la primera es un predictor de pérdidas de potencia activa y reactiva, que permite calcular las pérdidas totales del sistema o las pérdidas en el Sistema de Distribución (SD) cuando la MR se conecta como una carga adicional. La segunda estrategia consiste en un algoritmo para la re-sincronización de la MR con el SD. En este caso se asume que la MR se sincronizó inicialmente con el SD, se desconectó del SD, pasó a operar en modo isla, y finalmente se sincronizará otra vez con el SD, para que los dos sistemas trabajen en paralelo.

6.1. Predictor de pérdidas

Para el análisis de contingencias en la MR es necesario conocer la reacción del SD ante la entrada de un sistema externo [17], para este caso la conexión de la MR. Se utilizan los resultados del EESD para determinar el estado futuro del SD a partir de los valores actuales del fasor complejo de voltaje y de la potencia activa y reactiva que se conectará al SD en el Punto Común de Acople (PCA).

La potencia compleja en el nodo k del circuito de la figura 4-1 está dada por:

$$\tilde{S}_k = P_k + jQ_k. \quad (6-1)$$

Las pérdidas de potencia activa y reactiva en la rama kl se encuentran como la diferencia:

$$\begin{aligned} P_{kl \text{ perd}} &= P_k - P_l \\ Q_{kl \text{ perd}} &= Q_k - Q_l \end{aligned} \quad (6-2)$$

El histograma de la figura 6-1 muestra el error en las pérdidas totales calculadas en el SD y la MR conectados en el PCA. En este escenario la MR genera potencia activa y reactiva, y no tiene excedentes de potencia. Las pérdidas totales se obtienen como el promedio que resulta después de correr cien veces el EESD.

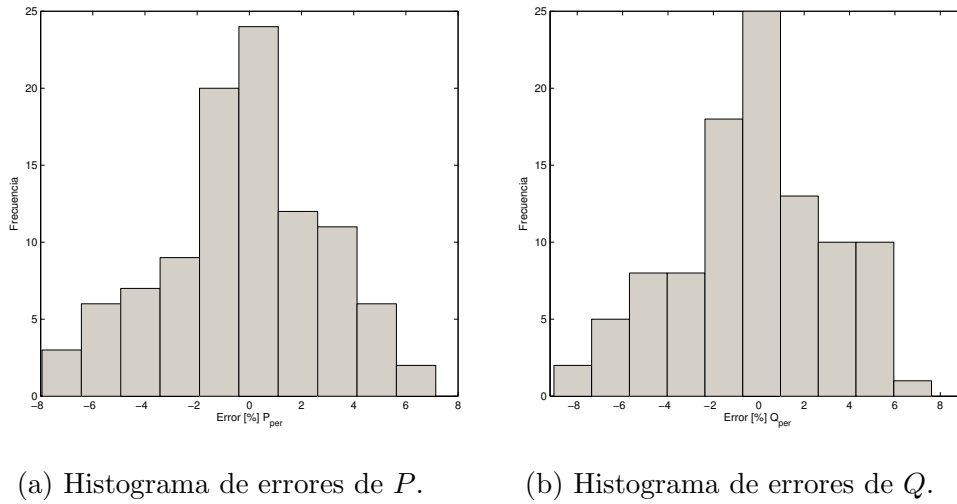


Figura 6-1.: Pérdidas totales en el SD y la MR, promedio de 100 estimaciones.

El error en las pérdidas totales del sistema es menor que $|8| \%$ siendo este un valor bajo, ya que el ruido en las pseudo-medidas puede llegar hasta $\pm 45 \%$.

Los resultados presentados a continuación corresponden a la conexión de la MR modelada como una carga, figura B-3, es decir con la fuente de generación fuera de servicio. Las pérdidas del sistema (SD-MR) se pueden obtener para cualquier escenario de operación a partir de la estimación de los valores de $|V|$ y δ en todos los nodos del sistema.

En este caso se supuso que se tenían medidas en los nodos 1 y 10 del SD y pseudo-medidas en los otros 11 nodos. Las medidas se perturbaron con ruido η normalmente distribuido con media $\mu = 1$ y desviación estándar $\sigma = 0.02$, es decir medidas entre $(94 \% \leq z \leq 106 \%)$ y para las pseudo-medidas $\mu = 1$ y $\sigma = 0.15$.

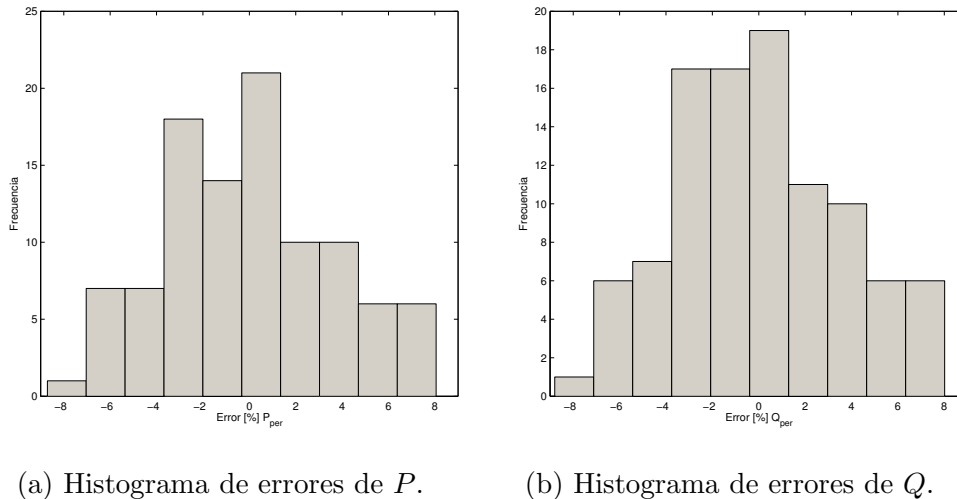
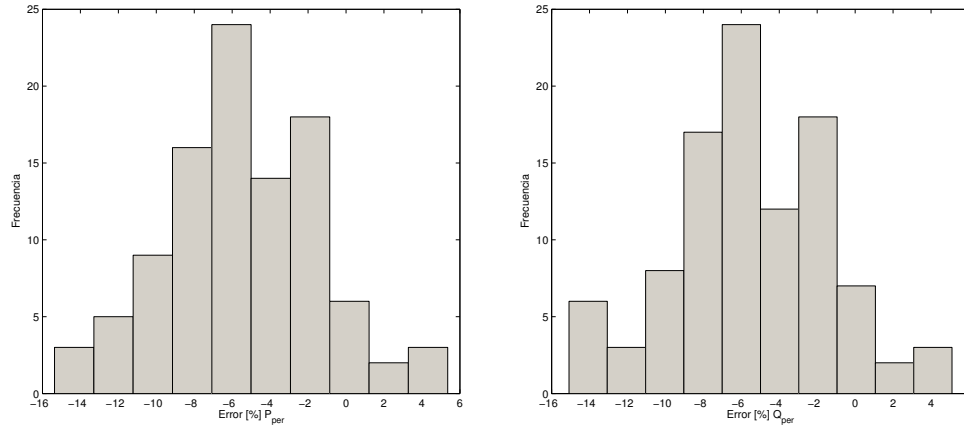


Figura 6-2.: Pérdidas totales en el SD $V_{ref} = 1.00$ p.u. MR modelada como carga.

(a) Histograma de errores de P .(b) Histograma de errores de Q .**Figura 6-3.:** Pérdidas totales en el SD $V_{ref} = 1.05 p.u.$ MR modelada como carga.

El histograma de la figura 6-2 representa el error en las pérdidas totales de P y Q suponiendo que en el nodo 10 del SD se conecta una carga equivalente a la de la MR. El error en las pérdidas en el SD se distribuye normalmente tal como se alteraron las medidas. Se observa que con el conjunto de medidas utilizado hay una buena aproximación entre el valor de pérdidas calculado a partir de los resultados del EESD y el valor de las pérdidas del flujo de carga en el SD. En este caso para las pérdidas de P y Q la desviación estándar es $\sigma \approx 3.8\%$.

La figura 6-4 presenta el perfil de voltaje en el SD para $V_{ref} = 1.0 p.u.$, en los nodos 7 a 13 la magnitud de voltaje cae por debajo de $0.9 p.u.$ cuando se conecta la carga de la MR, lo que sugiere que se debe tomar una acción de control de voltaje para asumir esta carga alimentada desde el SD.

Como estrategia de control se aumentó el voltaje de referencia en el SD a $V_{ref} = 1.05 p.u.$, esta acción se puede lograr manipulando el cambiador de tomas del transformador en la subestación principal, con el objetivo de mejorar el perfil de voltaje del sistema. La figura 6-4 muestra que efectivamente la magnitud de voltaje en los nodos 7 a 11 es cercana a $0.95 p.u.$ cuando al SD se conecta la MR como una carga adicional.

En el histograma de la figura 6-3 las pérdidas de P y Q se distribuyen normalmente; sin embargo la media cambió ya que no es $\mu \approx 0\%$, como en el caso base en el que $V_{ref} = 1.0 p.u.$, la media ahora es cercana a $\mu \approx -6.0\%$. Esto se debe a que cuando aumenta el voltaje en el SD las pérdidas totales del sistema disminuyen entonces el error porcentual respecto al flujo de carga aumenta, ya que cualquier desviación tiene más peso cuando se compara con el caso base. Nótese que en ambos casos el valor de la desviación estándar es similar.

El análisis realizado es de AR para la MR ya que permite establecer si ante la salida permanente de la generación local en la MR es posible que la carga sea alimentada desde el SD manteniendo las restricciones operativas del sistema (SD-MR) acoplado.

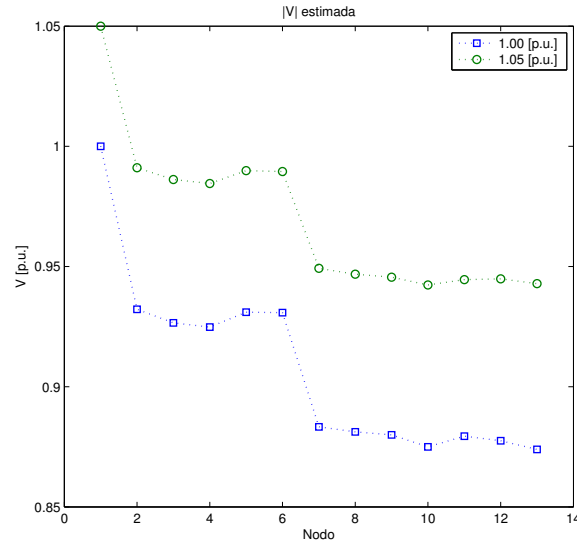


Figura 6-4.: Perfil de voltajes estimados cambiando V_{ref} en el SD.

6.2. Re-sincronización de la microrred

Una MR tiene la capacidad de trabajar aislada del SD, es decir alimentar las cargas propias a través de GD compuesta principalmente por FER. Una de las principales dificultades de operación de la MR es la sincronización con un sistema externo [49]. Cuando los dos sistemas no están en sincronismo, en el momento de cerrar el interruptor de conexión en el PCA, se pueden presentar sobre corrientes que afectan la calidad de la potencia en ambos sistemas (MR y SD), y se puede reducir la vida útil o incluso dañar permanente equipos de potencia, control, entre otros [12, 33].

Para tener una idea más clara de cuán importante es la sincronización entre el SD y la MR, antes de conectarlos en paralelo, la ecuación 4-6 define el valor de la magnitud de corriente I_{kl} , en el circuito de la figura 4-1. Se deduce que la magnitud de la diferencia de voltajes V_{kl} en el PCA está dada por:

$$V_{kl} = \sqrt{V_k^2 + V_l^2 - 2V_kV_l \cos \delta_{kl}}. \quad (6-3)$$

La figura 6-5 muestra la variación de la magnitud de voltaje V_{kl} en función de la diferencia angular $\delta_k - \delta_l$. Nótese que para ángulos cercanos a $\pm 10^\circ$ la diferencia de voltaje es aproximadamente $0.2 p.u.$

6.2.1. Sistemas aislados

Como estrategia de AR se propone la re-sincronización de la MR con el SD utilizando los resultados del EESD. Se habla de re-sincronización, ya que inicialmente la MR se sincronizó

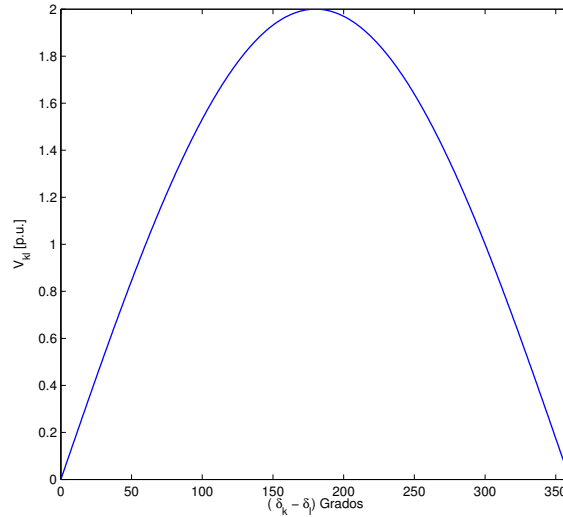
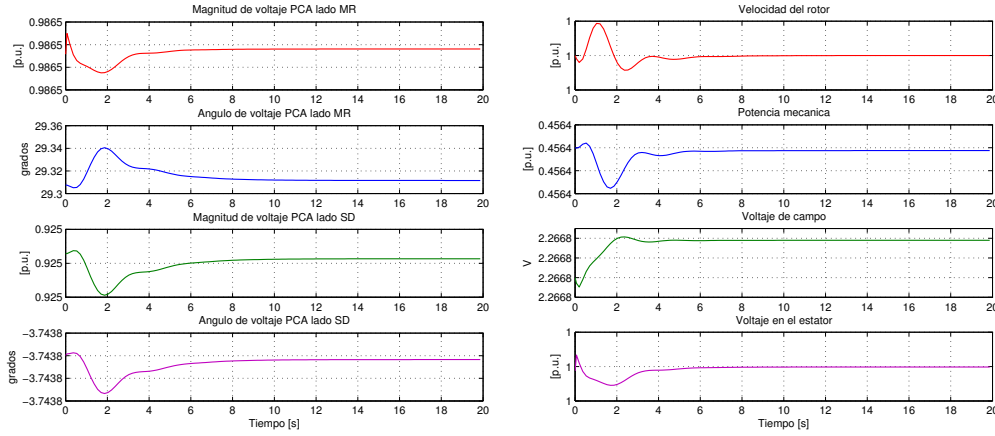


Figura 6-5.: Voltaje en el PCA en función de la diferencia angular $\delta_k - \delta_l$.

para conectarse al SD, por alguna razón se desconectó y la GD quedó alimentando la carga propia de la MR, que para este caso opera con los parámetros eléctricos definidos en los anexos B y C. El ejercicio consiste en conectar de nuevo la MR al SD en el PCA, minimizando la diferencia de voltaje y del ángulo entre los dos sistemas, tal como lo sugiere la norma [29]. También se debe conservar el sincronismo de la máquina en la MR, con la señal de referencia que proporciona el SD.

En la simulación se utilizó el modelo de un generador diésel de 2 MVA, cuyas especificaciones están en el anexo C, un regulador de velocidad y un Regulador Automático de Voltaje (RAV) (AVR, Automatic Voltage Regulator). Los parámetros y constantes del generador se tomaron de acuerdo a las pruebas realizadas por [6], de igual forma para el RAV y el gobernador. El diagrama de bloques y las funciones de transferencia del regulador de velocidad, que para este caso es el gobernador de la máquina, están descritas en [26, 54]. Para el RAV se utilizó el modelo IEEE AC4 de acuerdo con [1]. Todas las simulaciones se hicieron con el software Simulink de MATLAB[®]. La descripción completa de constantes, parámetros eléctricos y diagramas de bloques de la simulación están en el anexo C.

La figura 6-6a muestra el valor de la magnitud y ángulo de voltaje en los extremos del PCA, es decir en el lado de la MR y en el lado del SD, cuando el reconector en el PCA está abierto, ver figura B-3. La diferencia de la magnitud de voltaje en los extremos es: $V_{kl} = 0.0615 \text{ p.u.}$ y la diferencia angular es: $\delta_{kl} > 10^\circ$. Los parámetros de voltaje en los extremos del PCA no cumplen lo establecido en la norma [29] (ver tabla 6-2) para la conexión de la MR al SD. En la figura 6-6b se observa que en esta condición, el voltaje en el estátor de la máquina es 1.0 p.u. . Adicionalmente en el PCA antes del RC, en el lado de la MR, hay un transformador de 2 MVA con grupo de conexión $\Delta y 11$, el transformador permite conectar el SD con la



(a) Voltaje en los extremos del PCA.

(b) Parámetros del generador.

Figura 6-6.: Magnitud y ángulo de voltaje en el PCA y curvas características del generador (condición $\delta_{gMR} = 0^\circ$).

MR en un nivel de voltaje diferente.

En estado estacionario, cuando la MR trabaja aislada del SD y el ángulo de referencia en las terminales del generador es 0° , en el PCA, lado de la MR, el ángulo es cercano a 30° . Lo anterior significa que no es posible realizar el cierre del RC, porque se puede generar una sobre corriente en el PCA, además de la pérdida de sincronismo del generador en la MR.

6.2.2. Estimación de estado y re-sincronización

Del capítulo 5 se sabe que el EE proporciona en tiempo real el valor mejor estimado de las variables de estado del SD. Para el algoritmo de re-sincronización de la MR es necesario conocer el valor del fasor complejo de voltaje ($V_{PCA} \angle \delta_{PCA}$) en el PCA (nodo 10 del SD), este nodo se tomará como nodo referencia del generador de la MR.

El proceso para la re-sincronización de la MR y el SD es el siguiente: con el EESD se estiman las variables de estado del SD y la MR desacoplados. Con los valores estimados V_{ref} y δ_{ref} en el PCA, lado del SD, se utiliza la ecuación 5-7 para calcular el fasor complejo de voltaje en el nodo ($19, g_{MR}$) de generación en la MR; es necesario tener presente el valor de desfase angular que produce el grupo de conexión del transformador en el PCA, lado de la MR. Con los nuevos valores de referencia se inicializa la máquina, y se calcula el fasor complejo de voltaje en el PCA, lado de la MR. Sí se cumplen las restricciones (ver tabla 6-2) para V_{kl} y δ_{kl} se puede cerrar el RC en el PCA. La figura 6-7 muestra el diagrama de flujo para la re-sincronización de la MR con el SD.

Utilizando los datos del EE es posible calcular cómo se debe mover la generación en la MR para re-sincronizar la MR con el SD. Adicionalmente se pueden calcular los valores de las variables de estado en la MR una vez se mueva la generación antes de acoplar los sistemas.

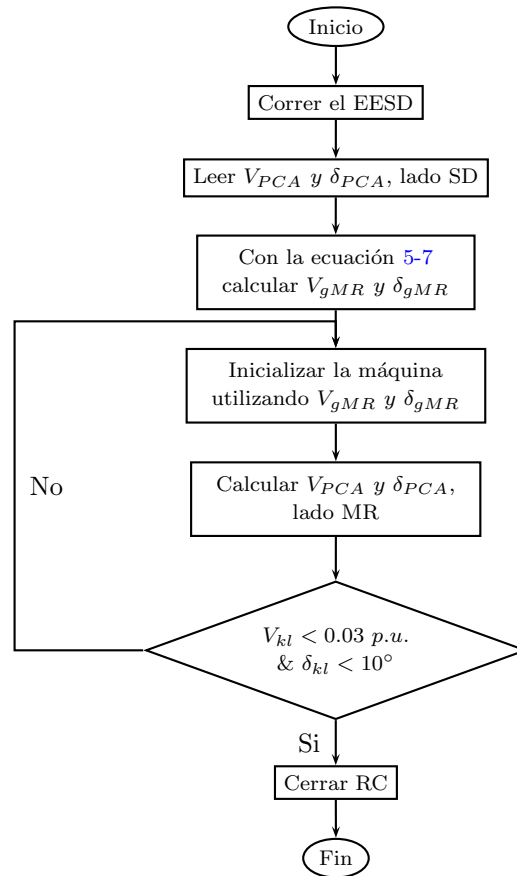


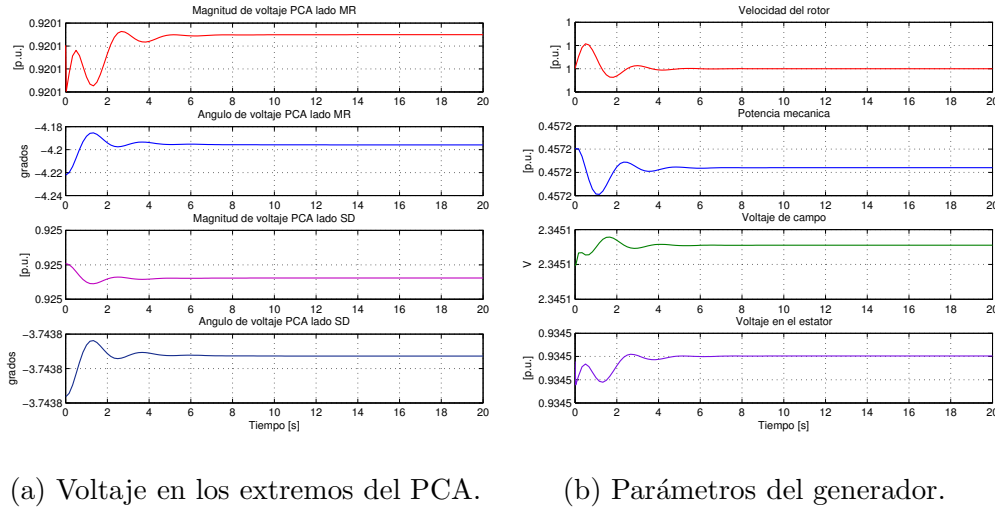
Figura 6-7.: Diagrama de flujo para re-sincronización de la MR con el SD.

Es importante resaltar que el uso del EE supone la utilización de un controlador central en la MR [13, 12]. El beneficio adicional está en que en un SD con pocas medidas es posible acoplar una MR o GD utilizando los resultados del EE.

Cuando se mueve la generación en la MR, es decir se cambian los valores de referencia en el generador, la respuesta del sistema es la de la figura 6-8. En la figura 6-8b se observa que el voltaje en las terminales de la máquina es $0.934 p.u.$, lo que significa que el fasor de voltaje de referencia para la generación cambió, de acuerdo al valor calculado con los resultados del EESD en el nodo del PCA, lado del SD.

Comparando las gráficas 6-6b y 6-8b se verifica que no hay cambios significativos en la corriente de campo y en la potencia mecánica del generador, ya que se está alimentando la misma carga en la MR, con un fasor de voltaje de referencia diferente. Nótese que en ambos escenarios la velocidad del rotor es la misma, lo que supone que la frecuencia en la MR permanece constante. Se observa que con el RAV utilizado se estabiliza la máquina en aproximadamente 8 s.

En las gráficas 6-6a y 6-8a la magnitud y ángulo de voltaje en el PCA, lado del SD, permanecen constantes sin importar los cambios en la generación de la MR. En el lado de la



(a) Voltaje en los extremos del PCA.

(b) Parámetros del generador.

Figura 6-8.: Magnitud y ángulo de voltaje en el PCA y curvas características del generador (condición $\delta_{gMR} \approx -33^\circ$).

MR la magnitud de voltaje cambió de $0.9865 p.u.$ a $0.9201 p.u.$, de la misma forma el ángulo pasó de 29.31° a -4.19° .

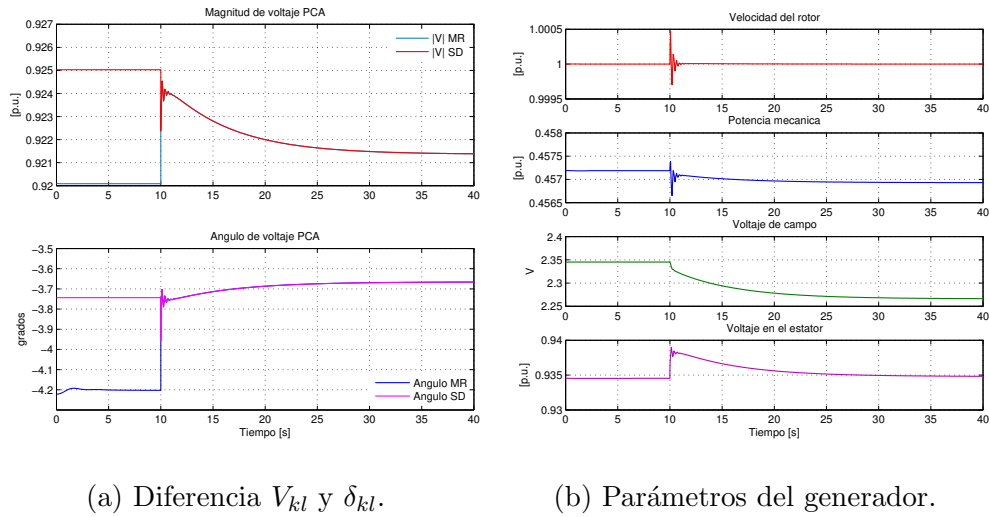
Controlando la generación en la MR, resultan las condiciones necesarias para re-sincronizar la MR con el SD, ya que $V_{kl} = 0.0049 p.u.$ y $\delta_{kl} = -0.446^\circ$ lo que sugiere que es posible cerrar el RC en el PCA. Es importante resaltar que el EESD indica el cambio en el ángulo de referencia en la MR, a este ángulo se debe sumar el desfase del transformador de acople (cambio de base) que para este caso es -30° . La tabla 6-2 resume los cambios en la magnitud y ángulo de voltaje en el PCA y en el nodo de generación para la re-sincronización, los parámetros del nodo de generación son los que se calculan a partir de los resultados del EESD en el PCA, lado SD.

Tabla 6-1.: Fasor de voltaje en el generador y en el PCA para la re-sincronización.

Escenario	$V_{gMR} p.u.$	$V_{SD} p.u.$	$V_{MR} p.u.$	δ_{gMR}°	δ_{SD}°	δ_{MR}°
Condición inicial	1.000	0.925	0.986	0	-3.743	29.320
Re-sincronización	0.934	0.925	0.920	-33.486	-3.743	-4.189

En la figura 6-9 se muestra el comportamiento del sistema (SD-MR) antes, durante y después del cierre del RC en el PCA, que se hace una vez se ha sincronizado la máquina con la señal de referencia del SD. En el PPC la MR tiende a seguir en magnitud y ángulo los valores que tenía el SD antes de la conexión. El cierre del RC se programó 10 segundos después de tomar los valores de referencia del PCA, lado SD, en la MR, ya que como se mencionó la máquina se estabiliza en aproximadamente 8 s.

En los nodos de la MR la magnitud de voltaje aumenta y en los nodos del SD disminuye, aunque es un cambio menor al 1% en el PCA, éste se debe a que en el SD hay un incremento

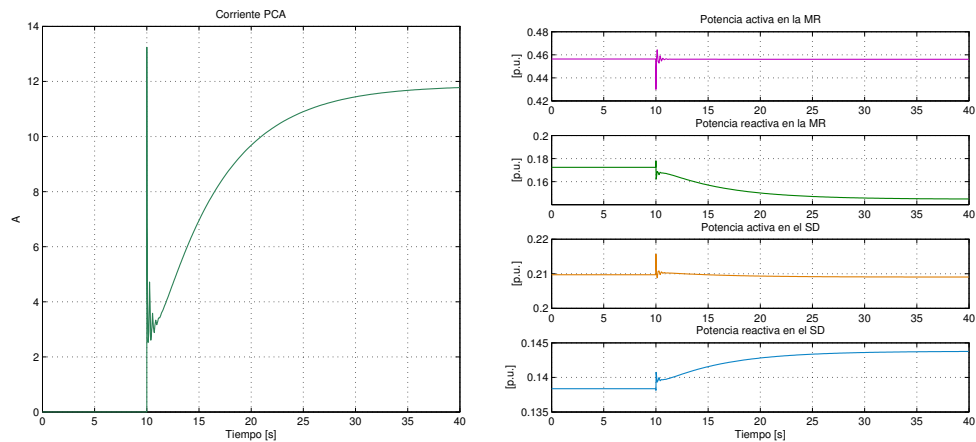
(a) Diferencia V_{kl} y δ_{kl} .

(b) Parámetros del generador.

Figura 6-9.: Magnitud y ángulo de voltaje en el PCA y curvas características del generador durante la conexión.

de potencia reactiva (Q) que se exporta a la MR con la inmediata disminución de la potencia reactiva generada en la MR, la figura 6-10b muestra este hecho. En ambos sistemas la potencia activa (P) permanece constante.

Existen muchas dificultades en la re-sincronización de la MR con el SD, ya que se puede producir un desbalance de potencia en el SD o la pérdida de sincronismo del generador en la MR e incluso de otras máquinas cuando hay más GD conectada al SD. Por ejemplo con la ecuación 6-3 se verifica que si $\delta_{kl} \approx 60^\circ$ la diferencia de voltaje $V_{kl} \approx 1$ p.u.. Si el cierre del RC se hiciera en ese instante en el PCA se inducirían corrientes de inrush grandes [49].



(a) Magnitud de corriente en el PCA.

(b) Potencia activa y reactiva.

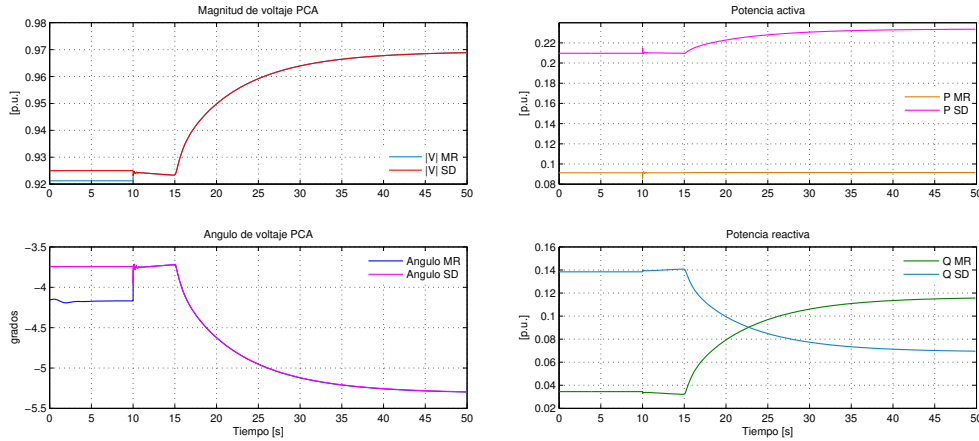
Figura 6-10.: Corriente y Potencia en el PCA durante la conexión de la MR.

Con el uso del EESD la re-sincronización se hizo bajo los parámetros establecidos en la norma IEEE 1547 (tabla 6-2). La figura 6-10a muestra que una vez cerrado el RC la corriente que fluye por la rama del PCA es muy baja, ya que tuvo un pico máximo cercano a 13 A. En estado estacionario la magnitud de la corriente que pasa por el PCA es cercana al pico que hubo en el instante de conexión de la MR con el SD.

Tabla 6-2.: Límites para la sincronización en el PCA, tomado de [29].

Capacidad nominal (kVA)	Diferencia de Frecuencia (Δf [Hz])	Diferencia magnitud de voltaje (ΔV $p.u.$)	Diferencia ángulo de fase ($\Delta\delta$ $^\circ$)
0 – 500	0.3	0.1	20
> 500 – 1500	0.2	0.05	15
> 1500 – 10000	0.1	0.03	10

Una vez acoplada la MR al SD resulta un sistema con dos fuentes, la primera es la subestación del SD, la segunda es el generador en la MR, esta última fuente se puede controlar. La figura 6-10b muestra que el generador está produciendo menos de la mitad de su capacidad nominal de potencia activa y disminuyó la potencia reactiva generada después de la re-sincronización. En esta gráfica la potencia de la MR está en la base del generador ($S_{base} = 2$ MVA).



(a) Diferencia V_{kl} y δ_{kl} .

(b) Potencia P y Q .

Figura 6-11.: Magnitud y ángulo del voltaje con el incremento de la potencia reactiva generada.

Se puede aumentar la generación de P y Q en la MR para exportar potencia al SD, las figuras 6-11b y 6-12b muestran esta situación. Primero se exporta potencia reactiva desde la MR al SD, el objetivo es aumentar la magnitud de voltaje en todos los nodos del SD y en la MR, tal como se muestra en la gráfica 6-11a. Para aumentar la Q generada en la MR se incrementó la corriente de campo a la salida del RAV, en esta condición la referencia de

voltaje en el generador es $V_{gMR} = 1.0$ p.u., como se muestra en la figura 6-13. Nótese que en este caso el ángulo en el PCA aumenta.

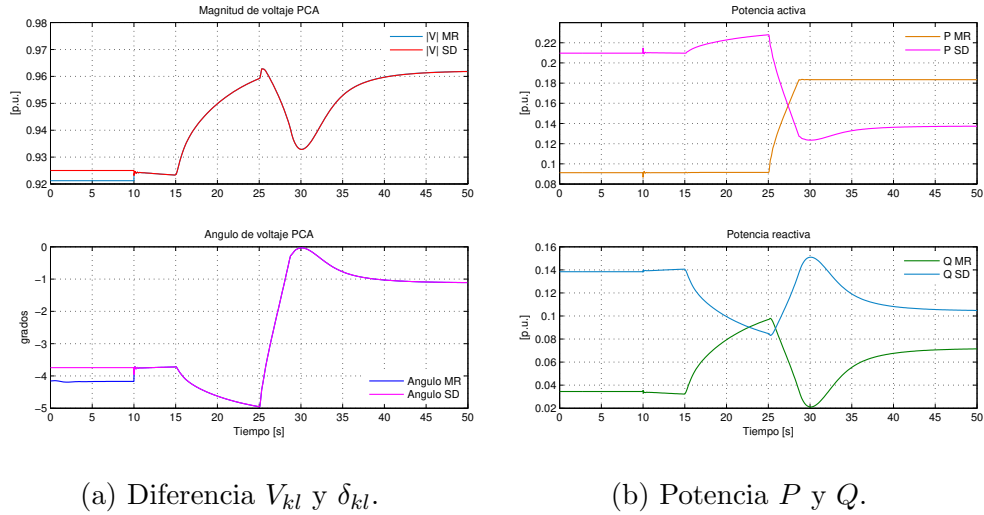


Figura 6-12.: Magnitud y ángulo del voltaje con el incremento de la potencia activa generada.

Para exportar potencia activa desde la MR hacia el SD se incrementó la velocidad de rotación del motor diésel, simulando un aumento del paso de combustible con el gobernador, en este caso se mantuvo el incremento de potencia reactiva.

La figura 6-12a muestra que con el incremento de la potencia activa y reactiva generada, aumenta el ángulo del sistema (SD-MR) y se mantiene el aumento en la magnitud de voltaje. Una vez se cierra el RC, 5 s después se comienza a incrementar la Q generada y 15 s después la P generada, manteniendo el sincronismo de la máquina, como lo evidencian las variaciones suaves del ángulo del sistema. De la figura 6-12a se observa que cuando se incrementa la potencia activa generada disminuye la potencia reactiva, ya que la magnitud voltaje en el estátor queda por debajo de 1.0 p.u..

Con el control de generación implementado es posible cambiar la potencia generada en la MR. En este caso se ha llevado a la máquina hasta el 0.93 p.u. de su capacidad nominal, figura 6-13. La frecuencia en el sistema permanece cuasi constante con los cambios en los valores de referencia del RAV y del gobernador para aumentar la generación, como se observa en la gráfica velocidad del rotor.

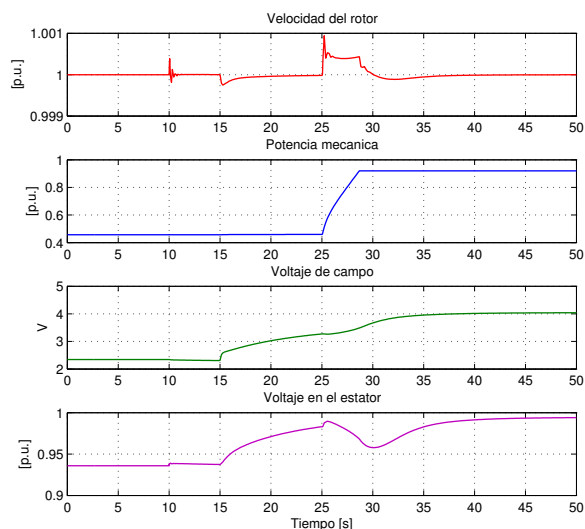


Figura 6-13.: Parámetros del generador con el aumento de generación de potencia activa y reactiva .

6.2.3. Pérdida de sincronismo

El límite de estabilidad estático entre dos máquinas está dado por la ecuación 6-4, que representa la potencia que se puede transmitir desde el nodo k al nodo l en función de la potencia máxima y el ángulo de la diferencia de voltaje δ_{kl} , como la potencia máxima es constante la única forma de cambiar la potencia transmitida es cambiando el ángulo δ_{kl} . El signo de la potencia determina la dirección del flujo, si el signo de P_{kl} es positivo la potencia fluye del nodo k hacia el nodo l en caso contrario el flujo es en sentido inverso.

$$P_{kl} = P_{max} \sin \delta_{kl} \quad (6-4)$$

Cuando el ángulo δ_{kl} alcanza el valor de 90° cualquier incremento en la diferencia angular no se ve reflejado como un incremento en la potencia transmitida, de hecho si el ángulo es más grande que 90° la potencia decrece. Este punto en la figura 6-14 se conoce como límite de estabilidad estático [52], el sincronismo entre dos máquinas se pierde cuando se supera este límite.

Durante la re-sincronización entre el SD y la MR se cumplieron las restricciones de la tabla 6-2 para la magnitud del voltaje y desfase angular entre los dos sistemas. La figura 6-15a muestra el comportamiento de la frecuencia antes, durante y después de cerrar el RC en el PCA. Antes del cierre la frecuencia en ambos sistemas fue constante en 60 Hz , en el cierre del RC la frecuencia en la MR osciló por debajo de $\pm 0.03 \text{ Hz}$. El ángulo de voltaje en el PCA, lado MR, figura 6-9a, indica que el sistema permaneció estable durante la re-sincronización, es decir que a pesar de la variación de la frecuencia en los bornes del generador, ésta fue

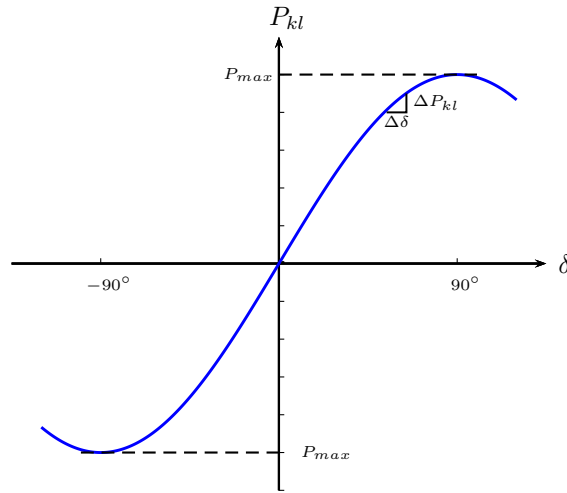
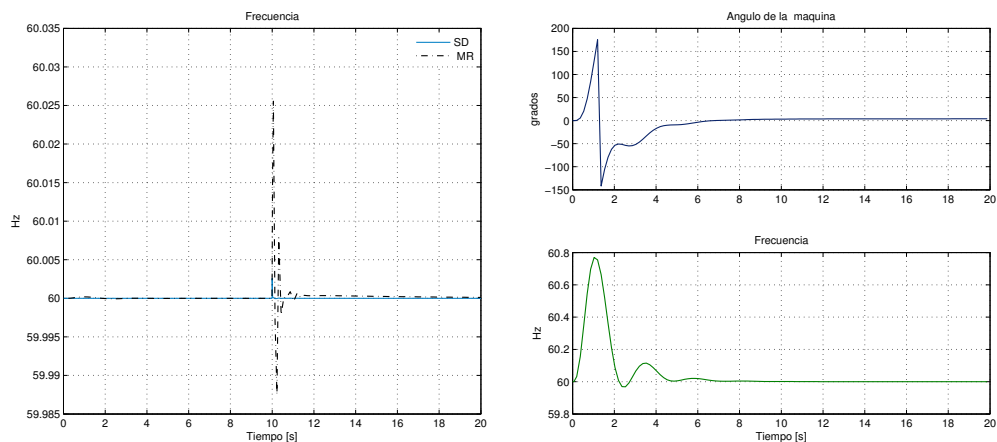


Figura 6-14.: Ángulo de potencia versus potencia transmitida, adaptado de [52].

pequeña con duración menor a 500 *ms*, lo que sugiere que no hubo pérdida de sincronismo en la máquina.

Nótese que la variación de la frecuencia en el SD es menor, cuando se compara con la variación en la MR, este comportamiento se da porque el SD se alimenta de un bus infinito en el que la inercia de los generadores es mucho mayor que la inercia de la máquina en la MR.

Una perturbación pequeña puede ser temporal o permanente. Si el sistema es estable se espera que ante perturbaciones temporales el sistema retorne al estado inicial, mientras que para perturbaciones permanentes el sistema tendrá un nuevo estado de operación después del periodo transitorio de la perturbación [7].



(a) Frecuencia en la re-sincronización.

(b) Pérdida de sincronismo.

Figura 6-15.: Frecuencia del sistema y ángulo de la máquina.

La figura 6-15b muestra el ángulo en el generador de la MR, cuándo se cambia la referencia de voltaje en pasos más grandes que los programados en el RAV. En este movimiento el ángulo en la MR osciló entre $\pm 160^\circ$ lo que sugiere que la diferencia angular $\delta_{kl} > 90^\circ$, es decir que el sincronismo entre los sistemas (SD-MR) se perdió por cerca de 1 s. Sin embargo, la MR recuperó la estabilidad de frecuencia, ver figura 6-15.

Con la oscilación del ángulo del generador la frecuencia de la MR aumentó hasta 60.8 Hz durante más de 2 s, tiempo suficiente para que actuó la protección de sobre-frecuencia en el generador y desconecte la máquina. En conclusión la MR perdió el sincronismo respecto al SD, además se abrió la posibilidad de desconectar la generación en la MR y perder toda la carga, ya que antes del cierre del RC la MR estaba aislada del SD.

6.2.4. Capacidad de auto-restablecimiento

Se ha mostrado que la MR tiene la capacidad de re-sincronizarse con el sistema de distribución utilizando la información estimada de las variables de estado en el PCA, que en este caso se toma como referencia para sincronizar la generación en la MR y de esta forma conectar la MR al SD. Nótese que la re-sincronización es automática y puede hacerse en tiempo real, además funciona para cualquier motor primario que mueva un generador sincrónico.

La MR se puede re-sincronizar con el SD, lo que significa que es posible auto-restablecer la MR utilizando el algoritmo de re-sincronización. Ante la pérdida de generación en la MR, cuando ésta trabaja aislada del SD, es posible asumir la carga de la MR desde el SD. Así mismo la capacidad extra de generación en la MR, permite alimentar cargas del SD desde la MR cuando los dos sistemas trabajan en paralelo, es decir después de haber utilizado el algoritmo de re-sincronización. Para la sincronización inicial de la MR con el SD las restricciones de la operación en paralelo son las mismas de la re-sincronización.

6.3. Conclusiones

Con la información en tiempo real que entrega el estimador de estado, en el punto común de acople y el conocimiento de las variaciones de carga en el SD, es posible modelar la microrred como un sistema externo para predecir el estado futuro del sistema de distribución a partir de la información del estado presente.

Utilizando los resultados del estimador de estado se hizo la re-sincronización en tiempo real entre la microrred y el sistema de distribución. Esta operación se realizó manteniendo las restricciones de desfase angular, diferencia en la magnitud de voltaje y en la frecuencia en ambos sistemas. Cuándo se asegura que la re-sincronización está sujeta a dichas restricciones, la operación de la microrred aislada o conectada al sistema de distribución está garantizada. La re-sincronización es un proceso complejo que depende principalmente de los parámetros de operación de la microrred y el sistema de distribución, de la ubicación física de la microrred, entre otros factores. A pesar de haber mostrado una estrategia de control en tiempo real,

llevar el generador sincrónico a generar la magnitud de voltaje y ángulo óptimos, para la re-sincronización de la microrred, es un ejercicio lento que puede completarse en segundos o incluso en minutos, es decir que el tiempo de re-sincronización puede ser muy largo en el análisis transitorio.

7. Conclusiones

7.1. Conclusiones

En el análisis de observabilidad se encontró que para que un sistema de distribución radial sea observable, se deben tener tantos pares de medidas independientes de potencia activa y reactiva como ramas tenga el sistema. Esta condición garantiza que con ese conjunto mínimo de medidas el sistema es observable para implementar el algoritmo de estimación de estado. Esta condición aplica también para microrredes.

En ausencia de suficientes pares de medidas de potencia activa y reactiva, las medidas de magnitud de voltaje y corriente incrementan la redundancia en el conjunto de medidas pero no garantizan la observabilidad de un sistema de distribución, es decir no resulta una única solución para las variables de estado. Esta situación se puede corregir con la inclusión de unidades de medición fasorial en el conjunto de medidas, que además de aumentar la redundancia en las medidas garantizan la observabilidad del sistema, midiendo el fasor complejo de corriente respecto al ángulo de voltaje en el nodo de referencia del sistema.

En sistemas de distribución para completar el conjunto de medidas independientes de potencia activa y reactiva es necesario incluir pseudo-medidas hasta cumplir la restricción de tener tantos pares de medidas como ramas hayan en el sistema. Adicionalmente una unidad de medición fasorial puede reemplazar dos pares de medidas de potencia activa y reactiva, siempre que esta unidad mida el flujo de potencia o la potencia inyectada en el nodo anterior a los dos nodos posteriores sin medida, y en una de las ramas que conecta el nodo anterior con uno de los nodos posteriores mida el fasor complejo de corriente.

El estimador de estado diseñado se solucionó utilizando la descomposición en valores singulares del producto entre la matriz de covarianzas y la matriz Jacobiana. El algoritmo de estimación permite incluir más de una fuente de generación, lo que facilita el análisis de sistemas de distribución que incluyen fuentes de generación distribuida y microrredes. Además se pueden modelar transformadores con su cambiador de tomas, a través del cambio de base de los nodos que están ubicados aguas abajo del transformador, esto permite tener en cuenta el grupo de conexión del transformador manteniendo la condición radial de los circuitos de distribución.

El estimador de estado de sistemas de distribución estima con buena precisión la magnitud de voltaje sin importar el conjunto de medidas que se utilice. Para todos los casos el error en la estimación de la magnitud de voltaje es menor a $|0.5|$ %. Para el caso del ángulo la precisión también es buena. En la operación de sistemas radiales los ángulos son pequeños y en algunos

nodos muy cercanos a cero, por esta razón cualquier desviación entre el ángulo estimado y su valor real puede ser muy grande. Por lo anterior se han mostrado las desviaciones entre el ángulo estimado y el valor real del ángulo, estas desviaciones son menores a $|0.25^\circ|$.

Cuando se incluye una unidad de medición fasorial en el conjunto de medidas, se debe tener en cuenta su ubicación en el sistema de distribución. Además de ubicarse con el objetivo de garantizar la observabilidad del sistema o incrementar la redundancia en el conjunto de medidas, se ha encontrado que si se mide el fasor complejo de corriente sobre la rama principal del sistema de distribución los resultados del estimador de estado tienen errores más pequeños, en comparación a cuando se mide el fasor de corriente en una rama secundaria. Los resultados del estimador de estado tienen un comportamiento similar al de una distribución normal. El valor esperado de los resultados y la desviación estándar prueban la normalidad de las estimaciones.

Con la información del estimador de estado en el punto común de acople, y el conocimiento de la carga que alimenta la microrred es posible modelar un sistema externo al sistema de distribución. A partir de la información del estado actual se predice el estado futuro del sistema cuando asume la microrred como una carga. Esto permite tomar las acciones de control necesarias para la operación óptima del sistema de distribución.

La re-sincronización entre la microrred y el sistema de distribución se hizo de acuerdo al valor de las variables de estado estimadas en el punto común de acople. Este punto se toma como la referencia para sincronizar la generación en la microrred con el sistema de distribución. La re-sincronización está sujeta a las restricciones de desfase angular, diferencia en la magnitud de voltaje y en la frecuencia de ambos sistemas. Si no se respetan las restricciones es posible que se dañe el reconector de acople, se pierda la carga en la microrred e incluso causar daños al generador. El algoritmo de re-sincronización aumenta la capacidad de auto-restablecimiento de la microrred cuando ésta trabaja aislada del sistema de distribución.

Con el uso del estimador de estado de sistemas de distribución la microrred puede operar como un sistema autónomo alimentando su carga de forma aislada o conectada al sistema de distribución. Una vez se ha conectado la microrred al sistema de distribución es posible exportar potencia activa y reactiva, lo que mejora la confiabilidad del sistema operando en conjunto y debe estar acorde con las restricciones de mercado acordadas en la frontera comercial.

7.2. Aportes propios

De acuerdo con las fuentes consultadas y el contexto actual de la estimación de estado en sistemas de distribución, los aportes propios se pueden resumir en:

- La inclusión de unidades de medición fasorial, en ciertas configuraciones de red, para garantizar la observabilidad de un sistema de distribución radial, prescindiendo de algunos pares de medidas de potencia activa y reactiva.

- Se diseñó un algoritmo de estimación de estado que utiliza el método de Newton y la descomposición en valores singulares para encontrar el valor de las variables de estado. El algoritmo permite modelar transformadores y el cambiador de tomas asociado por medio del cambio de base de los nodos que están aguas abajo de cada transformador.
- Se propuso un algoritmo de re-sincronización que utiliza en tiempo real los resultados del estimador de estado para sincronizar una máquina sincrónica con un sistema de distribución.

7.3. Trabajo futuro

De acuerdo con los resultados obtenidos, se proponen los siguientes temas para investigar en el futuro:

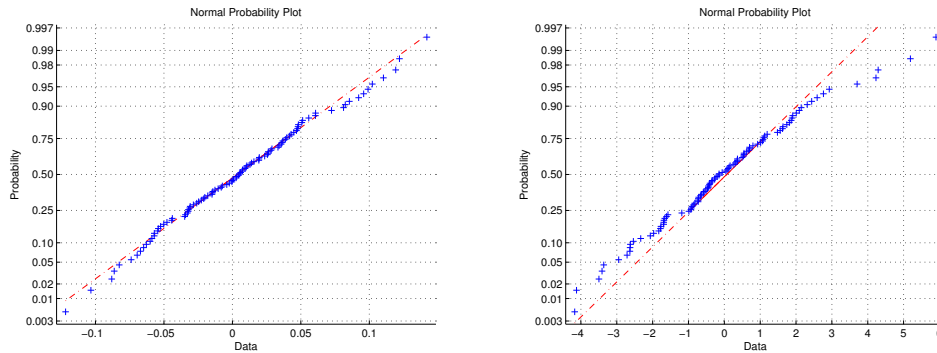
- Identificar cuántas medidas debe tener un sistema de distribución para que además de ser observable sea posible la identificación de datos erróneos, así mismo trabajar en un algoritmo que permita conocer la configuración de las redes para que se modele en tiempo real la topología del sistema.
- Con la información del estimador de estado implementar otras funciones de auto-restablecimiento en la microrred, por ejemplo el seccionamiento automático de zonas en falla del sistema de distribución y la alimentación desde la microrred de ciertas cargas manteniendo las restricciones de potencia y voltaje en ambos sistemas.

A. Anexo: Normalidad de los errores

El análisis de normalidad del algoritmo de estimación de estado, permite identificar si los resultados del estimador tienen un comportamiento similar al de una distribución normal. Se espera que los resultados se asemejen a una distribución normal, ya que se está minimizando el residuo de las mediciones con el método de mínimos cuadrados ponderados y el ruido con el que se contaminaron las mediciones es aleatorio normalmente distribuido.

La prueba gráfica de normalidad consiste en representar los residuos obtenidos versus lo que se esperaría con una distribución normal perfecta. Las diferencias respecto a la distribución normal se pueden detectar fácilmente, ya que dependen de la distancia de los residuos a la línea diagonal principal. Matemáticamente para obtener la gráfica de normalidad se ordenan los datos de mayor a menor y se calculan los cuantiles (en inglés Quantil) de la distribución, estos se comparan con los cuantiles de la distribución normal (Gráfica $Q - Q$).

La prueba de normalidad para los resultados del estimador se hizo en todos los nodos del sistema, para cada uno de los conjuntos de medidas utilizados. La figura A-1 muestra la gráfica de normalidad del nodo 2, cuando se utilizan n pares de medidas y/o pseudo-medidas de P y Q .



(a) Magnitud de voltaje.

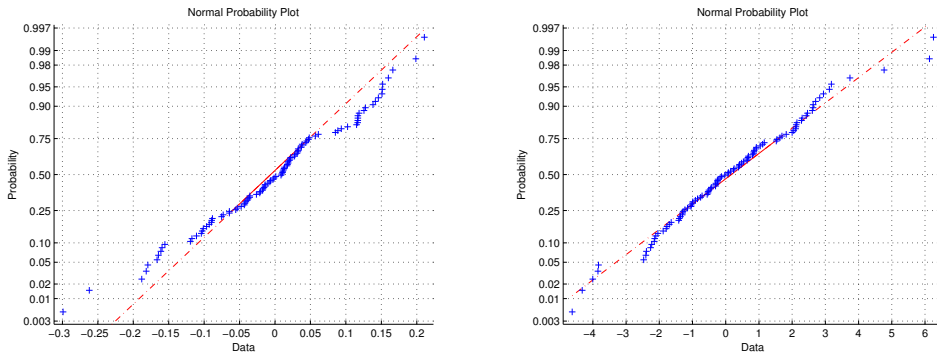
(b) Ángulo de voltaje.

Figura A-1.: Prueba de normalidad para el nodo 2, sólo medidas de P y Q .

En la figura A-1 se observa que para la magnitud de voltaje el valor esperado de la medición $E(z)$, que corresponde a la media μ , tiene un comportamiento normal, ya que la probabilidad de tener un error mayor a $|0.05|$ es muy baja, menor a $|10| \%$. En el caso del ángulo el error es más grande, para la misma probabilidad el error es aproximadamente $|2|$. El error es el porcentaje de desviación del valor estimado respecto al valor real. Los puntos de probabilidad

mencionados son aquellos en los que los resultados del EE comienzan a alejarse de la diagonal que indica un comportamiento normal perfecto.

La gráfica A-2 muestra la normalidad de los resultados del EE para el nodo 4. Este nodo tiene la mayor desviación para la magnitud estimada cuando se aplica la prueba de normalidad. Para este caso el valor esperado de la magnitud, puede tener errores mayores a $|0.1|$ con una probabilidad de $|10| \%$, sin embargo hay más dispersión de los valores atípicos cuando se comparan con las desviaciones de la normalidad de los resultados del nodo 2. Para el ángulo estimado la prueba de normalidad indica que los resultados se asimilan mejor a una distribución normal, ya que la probabilidad de tener una desviación menor a $|2|$ es alta $|90| \%$.



(a) Magnitud de voltaje.

(b) Ángulo de voltaje.

Figura A-2.: Prueba de normalidad para el nodo 4, sólo medidas de P y Q .

En ambos nodos (2 y 4) el valor esperado de los resultados del estimador tienen un comportamiento normal, puesto que la mayor parte de los resultados se ubican sobre la línea diagonal o muy cerca de ésta.

Teorema del límite central

El teorema del límite central establece que: para una muestra aleatoria de tamaño n tomada de cualquier distribución, con media μ y varianza σ^2 , el valor medio de la muestra \bar{X}_n tendrá una distribución aproximadamente normal, con media μ y varianza $\frac{\sigma^2}{n}$ [16]. Siendo esta la razón principal por la que se espera tener un comportamiento normal en los resultados del estimador de estado.

Se denota Φ como la función de distribución de la distribución normal, para la que resulta el siguiente teorema: si las variables aleatorias X_1, \dots, X_n conforman una muestra aleatoria de tamaño n de una distribución con media μ y varianza σ^2 tal que $(0 < \sigma^2 < \infty)$, entonces para cualquier número fijo x resulta:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \text{prob} \left[\frac{n^{\frac{1}{2}} (\bar{X}_n - \mu)}{\sigma} \leq x \right] = \Phi(x). \quad (\text{A-1})$$

B. Anexo: Sistemas de prueba

Este anexo muestra los diagramas unifilares del Sistema de Distribución (SD) y la Microrred (MR). La potencia base del sistema es $S_b = 10$ MVA.

B.1. Sistema de distribución IEEE 13 nodos

Para probar el algoritmo del Estimador de Estado de Sistemas de Distribución (EESD), se utilizó el sistema de prueba IEEE de 13 nodos [30]. En la figura B-1 los números del 1 al 13 representan los nodos del SD, la numeración que inicia con el número 6 es la sugerida por el IEEE, los números encerrados en círculos hacen referencia a las ramas del SD.

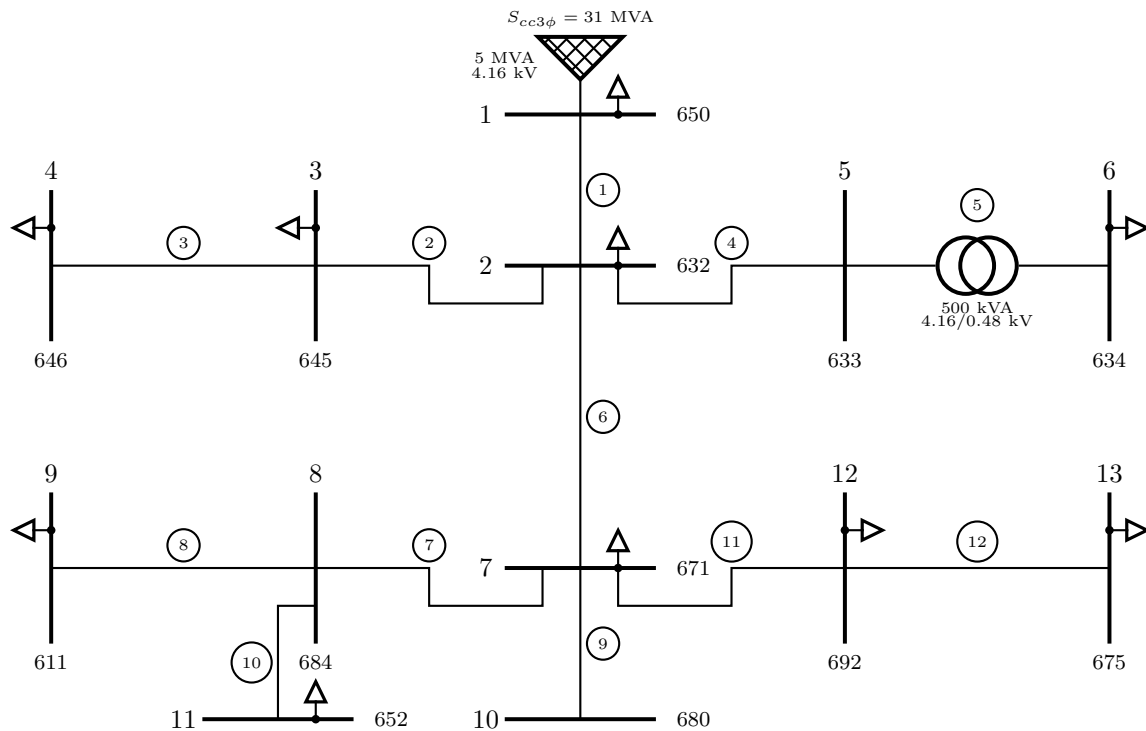


Figura B-1.: SD IEEE de 13 nodos modificado.

Las cargas están representadas con el símbolo \triangle . El SD de la figura B-1 difiere del planteado por el IEEE en:

- Entre los nodos 650 y 632 se eliminó el transformador 115/4.16 kV, en su remplazo está el equivalente Thévenin del sistema en 4.16kV.

- Entre los nodos 671 y 692 había un seccionador que se reemplazó por una rama de 700 [ft] de longitud.
- Se utilizó un equivalente monofásico del SD en vez del modelo trifásico.
- Todas las cargas se asumen de potencia constante.

La potencia máxima que puede alimentar el SD incluyendo las pérdidas es 5 MVA, y sólo existe una línea de sub-transmisión para la subestación principal. Los parámetros eléctricos del SD se presentan en las tablas **B-1** y **B-2**.

Tabla B-1.: Parámetros eléctricos de los conductores de las ramas del SD.

Rama	Config. IEEE	L [ft]	R [Ω /mile]	X [Ω /mile]
①	601	2000	0.3465	1.0179
②	603	500	1.3238	1.3569
③	603	300	1.3238	1.3569
④	602	500	0.7526	1.1814
⑥	601	2000	0.3465	1.0179
⑦	604	300	1.3238	1.3569
⑧	605	300	1.3292	1.3475
⑨	601	1000	0.3465	1.0179
⑩	607	800	1.3425	0.5124
⑪	601	700	0.3465	1.0179
⑫	606	500	0.7982	0.4463

Tabla B-2.: Parámetros eléctricos del transformador de distribución.

Rama	S [kVA]	R [p.u.]	X [p.u.]
⑤	500	0.011	0.02

Los resultados del flujo de carga y la demanda de potencia activa y reactiva del SD se presentan en la tabla **B-3**.

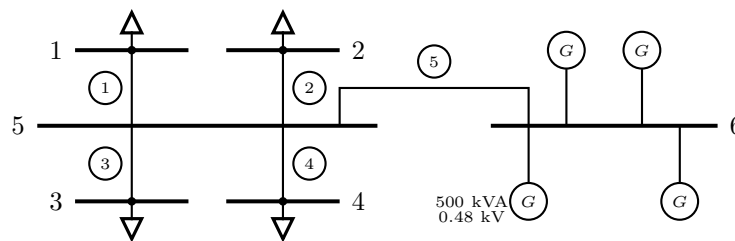
Tabla B-3.: Resultados del flujo de carga y demanda de P y Q en el SD.

nodo	V [p.u.]	δ°	P_k [p.u.]	Q_k [p.u.]
1	1.0000	0.0000	-0.2095	-0.1375
2	0.9542	-2.1771	0.0122	0.0071
3	0.9491	-2.2472	0.0170	0.0125
4	0.9474	-2.2759	0.0230	0.0132
5	0.9527	-2.2137	0.0000	0.0000
6	0.9523	-2.2263	0.0160	0.0110
7	0.9251	-3.7572	0.0385	0.0220
8	0.9229	-3.7979	0.0000	0.0000
9	0.9217	-3.8250	0.0170	0.0080
10	0.9251	-3.7571	0.0000	0.0000
11	0.9209	-3.7684	0.0128	0.0086
12	0.9203	-4.0405	0.0170	0.0151
13	0.9175	-4.0646	0.0485	0.0190

B.2. Microrred

La MR AC es la modificación de un clúster de extracción de petróleo con generación local compuesta por 4 moto-generadores, cada uno de 500 kVA que pueden trabajar con crudo o diésel. Los generadores se pueden sobrecargar al 300 % de su capacidad nominal por 10 s, la carga en cada uno corresponde al motor de una bomba de extracción de un pozo.

En la simulación las cargas se han considerado de potencia constante, en este tipo de instalaciones generalmente cada motor tiene un transformador de distribución que eleva la tensión de la MR a la nominal del motor y en ocasiones hay un variador de velocidad entre el transformador y el motor. En la simulación se han omitido estos dos equipos de la MR. La figura B-2 muestra el diagrama unifilar de la MR.

**Figura B-2.:** Microrred AC.

En la simulación se ha considerado que se tiene un generador equivalente de 2 MVA, las tablas B-4 y B-5 presentan los parámetros eléctricos de la MR.

Tabla B-4.: Parámetros eléctricos de los cables de la microrred.

Rama	L [ft]	R [$\Omega/1000\text{ft}$]	X [Ω/mile]
①	100	0.0390	0.0426
②	100	0.0390	0.0426
③	100	0.0390	0.0426
④	100	0.0390	0.0426
⑤ ¹	100	0.0390	0.0426

Tabla B-5.: Parámetros eléctricos de la máquina sincrónica.

Parámetro	Valor	UM
S	2.0	MVA
$\cos \varphi$	0.8	
F	60	Hz
V	480	V
I	2405	A

La tabla **B-6** presenta los resultados del flujo de carga y la potencia consumida en la MR.

Tabla B-6.: Resultados del flujo de carga y demanda de P y Q en la MR.

nodo	V [p.u.]	δ°	P_k [p.u.]	Q_k [p.u.]
1	0.9847	-0.4524	0.01865	0.00737
2	0.9847	-0.4524	0.01865	0.00737
3	0.9832	-0.5218	0.02611	0.00858
4	0.9832	-0.5218	0.02611	0.00858
5	0.9893	-0.3230	0.00000	0.00000
6	1.0000	0.0000	-0.09071	-0.03321

En la tabla **B-6** se observa que la MR podría exportar aproximadamente 1 MVA a otro sistema o alimentar más cargas dentro de la MR.

B.3. Sistema de distribución y microrred

La figura **B-3** muestra la microrred conectada al sistema de distribución en el PCA, que es el nodo 10 del SD. En la figura la MR corresponde a la parte que está dentro de la elipse. El transformador de 2 MVA permite la conexión entre el SD y la MR, este equipo se considera parte de la MR.

¹En esta rama hay 2 conductores por fase.

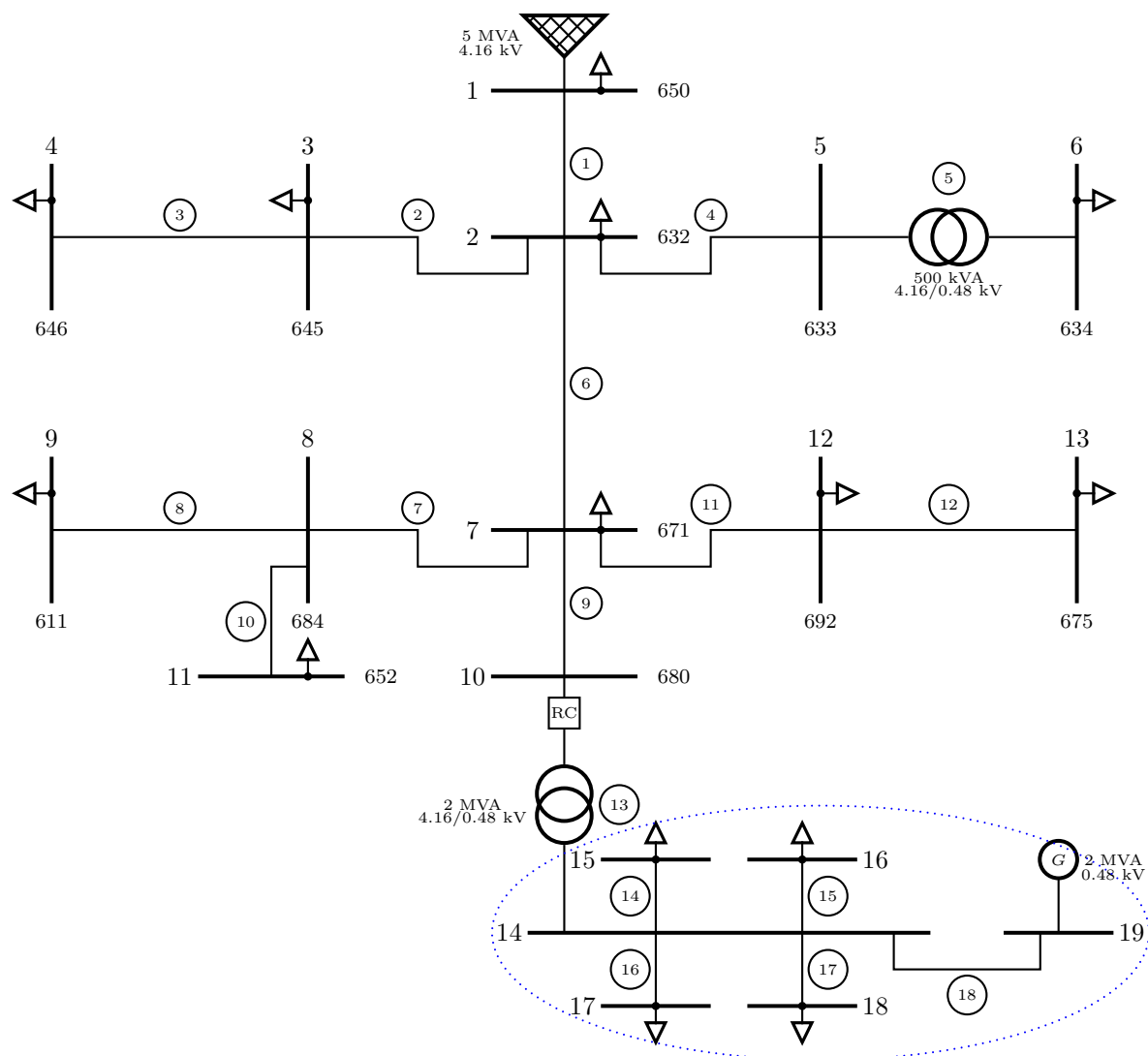


Figura B-3.: Sistema de distribución y microrred conectados en el PCA.

Las impedancias de los cables y conductores no cambian en la operación en paralelo del SD y la MR, ver tablas B-1 y B-4. Los parámetros del transformador de 2 MVA se resumen en la tabla B-7.

Tabla B-7.: Parámetros eléctricos del transformador de distribución MR.

Rama	S [MVA]	R [p.u]	X [p.u]	Grupo
13	2	0.01	0.08	Δy 11

La tabla B-8 presenta los resultados de flujo de carga y la potencia consumida en cada nodo del sistema.

Tabla B-8.: Resultados del flujo de carga y demanda de P y Q en el sistema.

nodo	V [p.u.]	δ°	P_k [p.u.]	Q_k [p.u.]
1	1.0000	0.0000	-0.1171	-0.0776
2	0.9740	-1.1885	0.0122	0.0071
3	0.9691	-1.2558	0.0170	0.0125
4	0.9674	-1.2833	0.0230	0.0132
5	0.9726	-1.2236	0.0000	0.0000
6	0.9722	-1.2357	0.0160	0.0110
7	0.9637	-1.6950	0.0385	0.0220
8	0.9616	-1.7325	0.0000	0.0000
9	0.9604	-1.7575	0.0170	0.0080
10	0.9724	-1.2046	0.0000	0.0000
11	0.9596	-1.7054	0.0128	0.0086
12	0.9591	-1.9560	0.0170	0.0151
13	0.9564	-1.9781	0.0485	0.0190
14	0.9771	-0.8095	0.0000	0.0000
15	0.9724	-0.9422	0.0186	0.0074
16	0.9724	-0.9422	0.0186	0.0074
17	0.9709	-1.0134	0.0261	0.0086
18	0.9709	-1.0134	0.0261	0.0086
19	1.0000	-0.2392	-0.1810	-0.0828

Nótese que con la conexión de la MR al SD mejora la regulación en los nodos del SD y los ángulos del voltaje disminuyen, la potencia activa y reactiva inyectada por la fuente en el SD también disminuye.

C. Anexo; Modelo para análisis transitorio.

Para re-sincronizar la MR con el SD se hizo un análisis de estado transitorio. Para este análisis fue necesario caracterizar el control del generador sincrónico como un controlador Proporcional Integrador Derivador (PID). Los moto-generadores diésel cuentan con un control que regula la velocidad del motor primario y un regulador automático de voltaje que controla el voltaje de salida del generador.

En la tabla C-1 se resumen los parámetros y constantes eléctricas del generador sincrónico, que fueron tomados de acuerdo a las pruebas realizadas en [6]. Las reactancias se midieron a 50 Hz, para la simulación las reactancias se calcularon a 60 Hz.

Tabla C-1.: Reactancias y constantes de tiempo de la máquina sincrónica.

Parámetro	Descripción	Valor	UM
X_d	Reactancia sincrónica eje directo	3.683	p.u.
X'_d	Reactancia transitoria eje directo	0.257	p.u.
X''_d	Reactancia subtransitoria eje directo	0.160	p.u.
X_q	Reactancia sincrónica eje en cuadratura	1.740	p.u.
X'_q	Reactancia transitoria eje en cuadratura		
X''_q	Reactancia subtransitoria eje en cuadratura	0.149	p.u.
X_l	Reactancia de dispersión	0.180	p.u.
T'_{d0}	Constante de tiempo transitoria eje directo	3	s
T''_{d0}	Constante de tiempo subtransitoria eje directo	0.008	s
T'_{q0}	Constante de tiempo transitoria eje en cuadratura		
T''_{q0}	Constante de tiempo subtransitoria eje en cuadratura	0.006	s
$S(1.0)$	Coefficiente de saturación voltaje terminales 1.0 p.u.	0.2298	
$S(1.2)$	Coefficiente de saturación voltaje terminales 1.2 p.u.	1.0104	
H	Constante de inercia	0.5	s

Para el control de voltaje en el generador se simuló el diagrama de bloques de la figura C-1, que corresponde a una modificación del sistema de excitación IEEE AC4 [1]. Las constantes de tiempo y de ganancia del RAV se presentan en la tabla C-2.

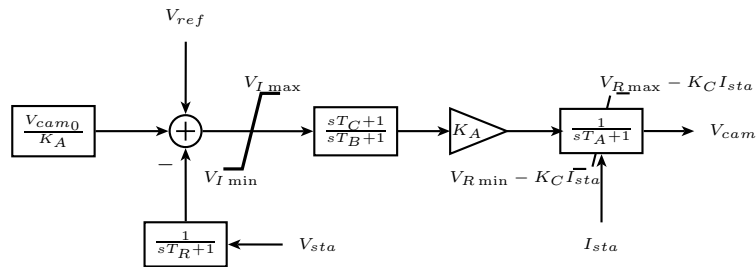


Figura C-1.: Diagrama de bloques del regulador automático de voltaje.

Tabla C-2.: Parámetros del regulador automático de voltaje.

Parámetro	Valor	UM
T_R	0.02	s
T_C	1.4	s
T_B	100	s
K_A	300	
T_A	0.1	s
K_C	0	
V_{Imin}	-10	V
V_{Imax}	10	V
V_{Rmin}	0	V
V_{Rmax}	5	V

Para el control de velocidad del motor primario del generador se simuló el diagrama de bloques de la figura C-2. Las constantes de tiempo y de ganancia del gobernador se presentan en la tabla C-3. El gobernador permite el control del ángulo de voltaje y de la frecuencia de salida del generador.

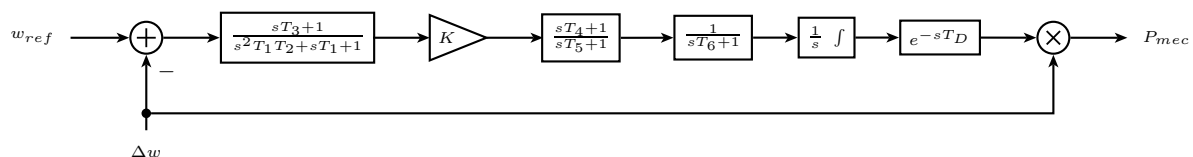


Figura C-2.: Diagrama de bloques del regulador de velocidad.

Tabla C-3.: Parámetros del gobernador.

Parámetro	Valor	UM
T_1	0.03	s
T_2	0.01	s
T_3	1.60	s
K	3.31	
T_4	0.14	s
T_5	0.28	s
T_6	0.60	s
<i>Droop</i>	0.03	s
T_{max}	1.1	p.u.
T_{min}	0.0	p.u.

D. Anexo: Impedancia serie de líneas aéreas

Los SD de prueba IEEE entregan las matrices de impedancias propias y mutuas entre conductores. A continuación se describe como obtener las impedancias de secuencia de una red balanceada o desbalanceada a partir de las impedancias propias y mutuas de cada uno de los conductores de fase [31].

D.1. Matriz de impedancias para líneas aéreas

Para el segmento de línea de la figura D-1, la matriz de impedancias de fase se utiliza para determinar las caídas de tensión a lo largo de una red por la que circulan corrientes conocidas.

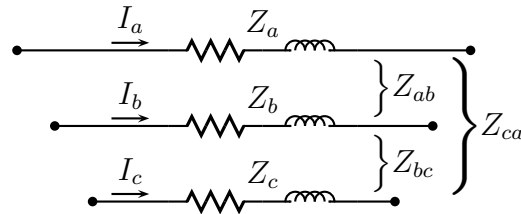


Figura D-1.: Segmento de línea trifásica.

En forma matricial la tensión en el segmento de línea está dada por:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}, \quad (D-1)$$

en forma compacta:

$$[V_{abc}] = [Z_{abc}][I_{abc}]. \quad (D-2)$$

En la ecuación D-2 Z_{abc} es la matriz de impedancias de fase.

D.2. Impedancias de secuencia

Generalmente en el análisis de sistemas de distribución los cálculos se hacen con las impedancias de secuencia positiva y cero. Para obtener las impedancias de secuencia a partir de

las impedancias de fase, se utiliza el operador $a = 1\angle 120^\circ$ y la matriz $[A]$ de transformación en componentes simétricas.

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}. \quad (\text{D-3})$$

Para el caso de las impedancias de fase la transformación en componentes simétricas es:

$$[Z_{012}] = [A]^{-1}[Z_{abc}][A] = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix}, \quad (\text{D-4})$$

donde: Z_{00} es la impedancia de secuencia cero, Z_{11} es la impedancia de secuencia positiva y Z_{22} es la impedancia de secuencia negativa.

Los términos que están fuera de la diagonal en D-4 representan el acople mutuo entre las impedancias de secuencia, idealmente estos términos deben ser igual a cero, lo anterior ocurre si la línea se transpone. En líneas de transmisión generalmente se cumple la condición de transposición. Las redes de distribución en pocas ocasiones se transponen, luego el acople mutuo entre fases no es igual y los términos fuera de la diagonal en la matriz de impedancias de secuencia no son cero. Para modificar la matriz de impedancias de fase en redes de distribución se asume que estas redes se transponen de tal forma que los términos fuera de la diagonal de la matriz de impedancias de fase son iguales, esto hace que en D-4 los términos fuera de la diagonal sean cero.

$$Z_s = \frac{1}{3}(Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}). \quad (\text{D-5})$$

$$Z_m = \frac{1}{3}(Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca}). \quad (\text{D-6})$$

La ecuación D-5 hace que los términos de la diagonal de la matriz de impedancias de fase sean iguales, esta matriz es:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix}. \quad (\text{D-7})$$

Finalmente utilizando D-7 los términos fuera de la diagonal de la matriz de impedancias de secuencia son iguales a cero y las impedancias de secuencia se pueden determinar directamente como:

$$Z_{00} = Z_s + 2Z_m. \quad (\text{D-8})$$

$$Z_{11} = Z_{22} = Z_s + Z_m. \quad (\text{D-9})$$

Bibliografía

- [1] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. En: *IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)* (2006), April, p. 1–93
- [2] ABB. *Protection and Control 620 series Engineering Manual*. Disponible en <http://.library.e.abb.com/public/>. 2013
- [3] ABUR, A. ; EXPOSITO, A. G.: Observability and bad data identification when using ampere measurements in state estimation. En: *1993 IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, 1993, p. 2668–2671 vol.4
- [4] ABUR, A. ; EXPOSITO, A. G.: Algorithm for determining phase-angle observability in the presence of line-current-magnitude measurements. En: *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution* 142 (1995), Sep, Nr. 5, p. 453–458. – ISSN 1350–2360
- [5] ABUR, Ali ; GÓMEZ EXPÓSITO, A: *Power system state estimation: theory and implementation*. Marcel Dekker, Inc., 2004. – 336 p.
- [6] AGÜERO, Jorge L. ; BEROQUI, Mario C. ; ISSOURIBEHHERE, Fernando ; BITEZNIK, Carlos E.: Ensayos de campo y determinación de modelos de motogeneradores. En: *XIII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE (Misiones, Argentina, 2009)*, 2009
- [7] ANDERSON, Paul M. ; FOUAD, Aziz A.: *Power system control and stability Volume I*. IOWA State University Press, 1982. – 464 p.
- [8] BARAN, M. E. ; KELLEY, A. W.: State estimation for real-time monitoring of distribution systems. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 9 (1994), Aug, Nr. 3, p. 1601–1609. – ISSN 0885–8950
- [9] BARAN, M. E. ; KELLEY, A. W.: A branch-current-based state estimation method for distribution systems. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 10 (1995), Feb, Nr. 1, p. 483–491. – ISSN 0885–8950
- [10] BOSE, A. ; CLEMENTS, K. A.: Real-time modeling of power networks. En: *Proceedings of the IEEE* 75 (1987), Dec, Nr. 12, p. 1607–1622. – ISSN 0018–9219

-
- [11] CELIK, M. K. ; LIU, W. H. E.: A practical distribution state calculation algorithm. En: *IEEE Power Engineering Society. 1999 Winter Meeting (Cat. No.99CH36233)* Vol. 1, 1999, p. 442–447 vol.1
- [12] CHO, C. ; JEON, J. H. ; KIM, J. Y. ; KWON, S. ; PARK, K. ; KIM, S.: Active Synchronizing Control of a Microgrid. En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 26 (2011), Dec, Nr. 12, p. 3707–3719. – ISSN 0885–8993
- [13] CHOWDHURY, Sunetra ; CROSSLEY, Peter: *Microgrids and active distribution networks*. The Institution of Engineering and Technology, 2009. – 297 p.
- [14] COBELO, Iñigo ; SHAFIU, Ahmed ; JENKINS, Nick ; STRBAC, Goran: State estimation of networks with distributed generation. En: *European Transactions on Electrical Power* 17 (2007), Nr. 1, p. 21–36. – ISSN 1546–3109
- [15] COLSON, C. M. ; NEHRIR, M. H. ; GUNDERSON, R. W.: Distributed multi-agent microgrids: a decentralized approach to resilient power system self-healing. En: *Resilient Control Systems (ISRCs), 2011 4th International Symposium on*, 2011, p. 83–88
- [16] DEGROOT, Morris H.: *Probability and statistics*. Addison-Wesley, 1986. – 723 p.
- [17] DOPAZO, J. F. ; DWARAKANATH, M. H. ; LI, J. J. ; SASSON, A. M.: An external system equivalent model using real-time measurements for system security evaluation. En: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 96 (1977), Mar, Nr. 2, p. 431–446. – ISSN 0018–9510
- [18] ELGERD, Olle I.: *Electric energy systems theory: an introduction*. McGraw-Hill Book Company, New York, NY, 1971. – 564 p.
- [19] EXPOSITO, A. G. ; DE LA VILLA JAEN, A. ; IZAGA, J. L. R.: An Alternative State Estimation Formulation for Radial Distribution Networks. En: *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, p. 396–400
- [20] GELAGAEV, R. ; VERMEYEN, P. ; VANDEWALLE, J. ; DRIESEN, J.: Numerical observability analysis of distribution systems. En: *Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2010*, 2010. – ISSN 1540–6008, p. 1–6
- [21] GIRALDO, Jairo ; MOJICA-NAVA, Eduardo ; QUIJANO, Nicanor: Synchronization of isolated microgrids with a communication infrastructure using energy storage systems. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 63 (2014), p. 71 – 82. – ISSN 0142–0615
- [22] GÖL, M. ; ABUR, A.: Observability analysis and critical measurement detection for power systems measured by PMUs. En: *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2012, p. 1–6

-
- [23] GOMEZ-EXPOSITO, A. ; ABUR, A. ; DE LA VILLA JAEN, A. ; GOMEZ-QUILES, C.: A Multilevel State Estimation Paradigm for Smart Grids. En: *Proceedings of the IEEE* 99 (2011), June, Nr. 6, p. 952–976. – ISSN 0018–9219
- [24] GOU, B.: Jacobian matrix-based observability analysis for state estimation. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 21 (2006), Feb, Nr. 1, p. 348–356. – ISSN 0885–8950
- [25] GÖL, M. ; ABUR, A.: Observability and Criticality Analyses for Power Systems Measured by Phasor Measurements. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 28 (2013), Aug, Nr. 3, p. 3319–3326. – ISSN 0885–8950
- [26] HANNETT, L. N. ; DE MELLOW, F. P. ; TYLINSKI, G. H. ; BECKER, W. H.: Validation of Nuclear Plant Auxiliary Power Supply by Test. En: *IEEE Power Engineering Review* PER-2 (1982), Sept, Nr. 9, p. 24–24. – ISSN 0272–1724
- [27] HAUGHTON, D. A. ; HEYDT, G. T.: A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 28 (2013), May, Nr. 2, p. 1187–1195. – ISSN 0885–8950
- [28] HUANG, Y. F. ; WERNER, S. ; HUANG, J. ; KASHYAP, N. ; GUPTA, V.: State Estimation in Electric Power Grids: Meeting New Challenges Presented by the Requirements of the Future Grid. En: *IEEE Signal Processing Magazine* 29 (2012), Sept, Nr. 5, p. 33–43. – ISSN 1053–5888
- [29] IEEE: IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. En: *IEEE Std 1547.2-2008* (2009), April, p. 1–217
- [30] KERSTING, W. H.: Radial distribution test feeders. En: *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)* Vol. 2, 2001, p. 908–912 vol.2
- [31] KERSTING, William H.: *Distribution system modeling and analysis*. CRC press, 2012. – 314 p.
- [32] KORRES, G. N. ; MANOUSAKIS, N. M.: State estimation and observability analysis for phasor measurement unit measured systems. En: *IET Generation, Transmission Distribution* 6 (2012), September, Nr. 9, p. 902–913. – ISSN 1751–8687
- [33] LAAKSONEN, H. ; KAUHANIEMI, K.: Synchronized re-connection of island operated LV microgrid back to utility grid. En: *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010. – ISSN 2165–4816, p. 1–8

-
- [34] LARSON, R. E. ; TINNEY, W. F. ; HAJDU, L. P. ; PIERCY, D. S.: State Estimation in Power Systems Part II: Implementation and Applications. En: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-89 (1970), March, Nr. 3, p. 353–363. – ISSN 0018–9510
- [35] LARSON, R. E. ; TINNEY, W. F. ; PESCHON, J.: State Estimation in Power Systems Part I: Theory and Feasibility. En: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-89 (1970), March, Nr. 3, p. 345–352. – ISSN 0018–9510
- [36] LEE, T. S.: Numerical aspects of the inverse function theory. En: *Decision and Control, 1983. The 22nd IEEE Conference on*, 1983, p. 424–429
- [37] LU, C. N. ; TENG, J. H. ; LIU, W. H. E.: Distribution system state estimation. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 10 (1995), Feb, Nr. 1, p. 229–240. – ISSN 0885–8950
- [38] MADTHARAD, Chakphed ; PREMRUDEEPREECHACHARN, Suttichai ; WATSON, Neville R.: Power system state estimation using singular value decomposition. En: *Electric Power Systems Research* 67 (2003), Nr. 2, p. 99 – 107. – ISSN 0378–7796
- [39] MOJICA-NAVA, E. ; BARRETO, C. ; QUIJANO, N.: Population Games Methods for Distributed Control of Microgrids. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6 (2015), Nov, Nr. 6, p. 2586–2595. – ISSN 1949–3053
- [40] MOJICA-NAVA, E. ; MACANA, C. A. ; QUIJANO, N.: Dynamic Population Games for Optimal Dispatch on Hierarchical Microgrid Control. En: *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Systems* 44 (2014), March, Nr. 3, p. 306–317. – ISSN 2168–2216
- [41] MONTICELLI, A. ; WU, F. F.: Network Observability: Identification of Observable Islands and Measurement Placement. En: *IEEE Power Engineering Review* PER-5 (1985), May, Nr. 5, p. 1035–1041. – ISSN 0272–1724
- [42] MONTICELLI, A. ; WU, F. F.: Network Observability: Theory. En: *IEEE Power Engineering Review* PER-5 (1985), May, Nr. 5, p. 1042–1048. – ISSN 0272–1724
- [43] MUNOZ, J. M. R. ; EXPOSITO, A. G.: A line-current measurement based state estimator. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 7 (1992), May, Nr. 2, p. 513–519. – ISSN 0885–8950
- [44] RESTREPO, de Peláez P. ; FRANCO, Arbeláez R. ; MUÑOZ, Sierra L.: *Algebra lineal con aplicaciones*. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, 2000. – 706 p.
- [45] RINCÓN, Ballesteros R.: *Estimación de Estado de un Sistema de Potencia Utilizando Medición Fasorial Sincronizada y Evaluación de su Implantación en el Sistema de Transmisión Colombiano*, Universidad Nacional de Colombia, Tesis de Grado, 2013

-
- [46] SCHWEPPE, F. C. ; HANDSCHIN, E. J.: Static state estimation in electric power systems. En: *Proceedings of the IEEE* 62 (1974), July, Nr. 7, p. 972–982. – ISSN 0018–9219
- [47] SCHWEPPE, F. C. ; WILDES, J.: Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model. En: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-89 (1970), Jan, Nr. 1, p. 120–125. – ISSN 0018–9510
- [48] SHAHNIA, F. ; CHANDRASENA, R. P. S. ; RAJAKARUNA, S. ; GHOSH, A.: Autonomous operation of multiple interconnected microgrids with self-healing capability. En: *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2013. – ISSN 1932–5517, p. 1–5
- [49] SHI, D. ; LUO, Y. ; SHARMA, R. K.: Active synchronization control for microgrid reconnection after islanding. En: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, 2014. – ISSN 2165–4816, p. 1–6
- [50] WANG, Haibin ; SCHULZ, N. N.: A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 19 (2004), Feb, Nr. 1, p. 207–213. – ISSN 0885–8950
- [51] WANG, Z. ; WANG, J.: Self-Healing Resilient Distribution Systems Based on Sectionalization Into Microgrids. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 30 (2015), Nov, Nr. 6, p. 3139–3149. – ISSN 0885–8950
- [52] WOOD, Allen J. ; WOLLENBERG, Bruce F.: *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 1983. – 444 p.
- [53] WU, Wenchuan ; JU, Yuntao ; ZHANG, Boming ; SUN, Hongbin: A distribution system state estimator accommodating large number of ampere measurements. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 43 (2012), Nr. 1, p. 839 – 848. – ISSN 0142–0615
- [54] YEAGER, K. E. ; WILLIS, J. R.: Modeling of emergency diesel generators in an 800 megawatt nuclear power plant. En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 8 (1993), Sep, Nr. 3, p. 433–441. – ISSN 0885–8969
- [55] YOU, Haibo ; VITTAL, V. ; YANG, Zhong: Self-healing in power systems: an approach using islanding and rate of frequency decline-based load shedding. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 18 (2003), Feb, Nr. 1, p. 174–181. – ISSN 0885–8950