

ESTRATEGIAS DE FLUJO DE CARGA Y
ESTIMACIÓN DE ESTADO PARA REDES DE
DISTRIBUCIÓN ACTIVAS

GUSTAVO ADOLFO ESPITIA PANTOJA
INGENIERO ELECTRICISTA

TESIS DE MAESTRÍA

UNIVERSIDAD DEL NORTE
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
BARRANQUILLA, COLOMBIA
2022

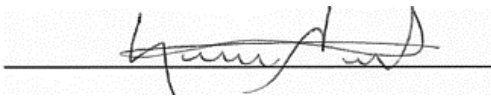
ESTRATEGIAS DE FLUJO DE CARGA Y ESTIMACIÓN DE ESTADO PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN ACTIVAS


Tesis presentada a la UNIVERSIDAD DEL NORTE
en cumplimiento parcial de los requisitos para
obtener el título de Magister en Ingeniería Eléctrica

Por:


GUSTAVO ADOLFO ESPITIA PANTOJA

Directores de Tesis:


Dr. CÉSAR AUGUSTO OROZCO HENAO


PhD MARÍA GABRIELA CALLE TORRES

UNIVERSIDAD DEL NORTE
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
BARRANQUILLA, COLOMBIA
2022

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	VI
LISTA DE TABLAS	IX
RESUMEN	X
ABSTRACT	XI
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 MOTIVACIÓN.....	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3 OBJETIVOS	4
1.4 CONTRIBUCIONES	4
1.5 LISTA DE PRODUCTOS	5
1.6 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS	5
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS.....	7
2.1.1 <i>El Sistema de Distribución</i>	7
2.1.2 <i>Redes de Distribución Activas</i>	8
2.1.3 <i>Modelado de Líneas de Distribución</i>	9
2.1.4 <i>Modelado de Transformadores</i>	12
2.1.5 <i>Modelado de Cargas</i>	14
2.1.6 <i>Modelado de Recursos Energéticos Distribuidos</i>	15
2.2 ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	21
2.2.1 <i>Definición</i>	21
2.2.2 <i>Aplicación</i>	21
2.2.3 <i>Modelado</i>	22
2.3 ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS DE ELÉCTRICOS	25
2.3.1 <i>Definición</i>	25
2.3.2 <i>Aplicación</i>	27
2.3.3 <i>Modelado</i>	28
2.4 OPTIMIZACIÓN MATEMÁTICA.....	29
2.4.1 <i>Definición</i>	29
2.4.2 <i>Aplicación</i>	30
2.4.3 <i>Modelado</i>	31

3. ESTADO DEL ARTE	33
3.1 FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS TRIFÁSICOS	33
3.2 ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS TRIFÁSICOS	35
4. PROPUESTA	36
4.1 ESTRATEGIA PARA EL FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS TRIFÁSICOS CON DER MODELADAS SEGÚN ESTÁNDAR IEEE 1547-2018	36
4.1.1 <i>Entrada de Datos</i>	37
4.1.2 <i>Descubrimiento de la Topología</i>	37
4.1.3 <i>Despliegue de la Topología</i>	38
4.1.4 <i>Preparación de Datos integrando DER según IEEE 1547-2018</i>	38
4.1.5 <i>Barrido iterativo</i>	40
4.1.6 <i>Ajuste de Inyecciones DER IEEE 1547-2018</i>	42
4.1.7 <i>Cálculo de Potencias y Reporte de Resultados</i>	45
4.2 ESTRATEGIA PARA LA ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS TRIFÁSICOS	47
4.2.1 <i>Entrada de Datos</i>	47
4.2.2 <i>Identificación de la Topología</i>	49
4.2.3 <i>Despliegue de la Topología</i>	50
4.2.4 <i>Preparación de Datos y Detección de Errores Graves</i>	50
4.2.5 <i>Estimador de Estado para Redes de Distribución</i>	50
4.2.6 <i>Detección de Errores</i>	54
4.2.7 <i>Cálculos finales y Reporte de Resultados</i>	55
5. RESULTADOS	56
5.1 FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS TRIFÁSICOS	56
5.1.1 <i>Resultados para escenario 1</i>	57
5.1.2 <i>Resultados para escenario 2</i>	59
5.2 ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS TRIFÁSICOS	60
6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	74
6.1 CONCLUSIONES	74
6.2 TRABAJOS FUTUROS	75
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
APÉNDICES.....	88
A.1 PSEUDOCÓDIGOS DE LA ESTRATEGIA PARA FLUJO DE CARGA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS.....	88
A.1.1 <i>Pseudocódigo Entrada de Datos del Flujo de Carga</i>	88

A.1.2 Pseudocódigo Descubrimiento de la Topología del Flujo de Carga	89
A.1.3 Pseudocódigo Despliegue de la Topología del Flujo de Carga	90
A.1.4 Pseudocódigo Preparación de Datos integrando DER del Flujo de Carga	90
A.1.5 Pseudocódigo Barrido hacia Adelante	91
A.1.6 Pseudocódigo Barrido hacia Atrás	91
A.1.7 Pseudocódigo Ajuste de Inyecciones DER modos IEEE 1547-2018.....	92
A.1.8 Pseudocódigo Cálculo de Potencias y Reporte de Resultados	93
A.2 PSEUDOCÓDIGOS DE LA ESTRATEGIA PARA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS.....	94
A.2.1 Pseudocódigo Entrada de Datos para el Estimador de Estado	94
A.2.2 Pseudocódigo Identificación de la Topología para el Estimador de Estado.....	95
A.2.3 Pseudocódigo Despliegue de la Topología.....	96
A.2.4 Pseudocódigo Preparación de Datos y Detección de Errores Graves.....	96
A.2.5 Pseudocódigo Estimador de Estado en Sistemas de Distribución	97
A.2.6 Pseudocódigo Detección de Errores.....	98
A.2.7 Pseudocódigo Cálculos Finales y Reporte de Resultados	99

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1 Principales componentes de un sistema servicio público de energía.	7
Fig. 2 Alimentador de distribución simple.	8
Fig. 3 Modelo general de una línea trifásica.	9
Fig. 4 Matrices generalizadas de una línea trifásica.	11
Fig. 5 Representación de transformador trifásico genérico.	12
Fig. 6 Curva característica del modo de control de potencia reactiva por tensión (volt-var).	18
Fig. 7 Curva característica del modo de control de potencia reactiva por potencia activa (var-watt).	19
Fig. 8 Curvas características del modo de control de potencia activa por tensión (volt-watt).	20
Fig. 9 Tipos de problemas de optimización.	31
Fig. 10 Flujograma solución de problemas con técnicas de optimización.	32
Fig. 11 Estrategia propuesta para flujo de carga trifásico con DER IEEE 1547-2018.	36
Fig. 12 Modelado de cargas distribuidas.	38
Fig. 13 Flujograma general de la función Barrido iterativo.	40
Fig. 14 Flujograma de cálculo de actualización de DER con potencias variables.	43
Fig. 15 Diagrama unifilar para representar los flujos en las líneas.	45
Fig. 16 Estrategia propuesta para estimador de estado en redes de distribución.	48
Fig. 17 Descubrimiento de la topología actual.	49
Fig. 18 Sentido de las variables de potencia de línea para el estimador de estado.	51
Fig. 19 Topología de la red de pruebas IEEE de 13 nodos utilizada para las pruebas.	56
Fig. 20 Plan de pruebas del estimador de estado.	60
Fig. 21 Comparación de magnitudes de tensión de referencia y estimadas considerando que no hay error en las mediciones.	62
Fig. 22 Comparación de flujos de potencia activa, de referencias y estimadas considerando que no hay error en las mediciones.	62
Fig. 23 Comparación de flujos de potencia reactiva, de referencias y estimadas considerando que no hay error en las mediciones.	63

Fig. 24 Comparación de cargas de potencia activa, de referencias y estimadas considerando que no hay error en las mediciones.....	63
Fig. 25 Comparación de cargas de potencia reactiva, de referencias y estimadas considerando que no hay error en las mediciones.....	64
Fig. 26 Comparación de magnitudes de tensión de referencia, medidas y estimadas considerando errores aleatorios en las mediciones	65
Fig. 27 Comparación de flujos de potencia activa de referencia, medidas y estimadas considerando errores aleatorios en las mediciones	66
Fig. 28 Comparación de flujos de potencia reactiva de referencia, medidas y estimadas considerando errores aleatorios en las mediciones	66
Fig. 29 Comparación de cargas de potencia activa de referencia, medidas y estimadas considerando errores aleatorios en las mediciones	67
Fig. 30 Comparación de cargas de potencia reactiva de referencia, medidas y estimadas considerando errores aleatorios en las mediciones	67
Fig. 31 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de tensión V4a, considerando que no hay errores adicionales	68
Fig. 32 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de flujo de potencia activa PF7b, considerando que no hay errores adicionales.....	69
Fig. 33 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de flujo de potencia reactiva QF2c, considerando que no hay errores adicionales.....	69
Fig. 34 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de carga PL6c, considerando que no hay errores adicionales	69
Fig. 35 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de carga QL9b, considerando que no hay errores adicionales	70
Fig. 36 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de tensión V1c considerando errores aleatorios en las otras mediciones	71
Fig. 37 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de flujo de potencia activa PF7a considerando errores aleatorios en las otras mediciones.....	71

<i>Fig. 38 Comportamiento del estimador de estado ante error de 45σ en medida de flujo de potencia reactiva QF8b considerando errores aleatorios en las otras mediciones</i>	<i>71</i>
<i>Fig. 39 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de carga de potencia activa PL11c considerando errores aleatorios en las otras mediciones</i>	<i>72</i>
<i>Fig. 40 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de flujo de potencia reactiva QL6b considerando errores aleatorios en las otras mediciones</i>	<i>72</i>
<i>Fig. 41 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medidas de flujo de potencia activa y reactiva en la fase A de los nodos 2 y 7, considerando errores aleatorios en las otras mediciones</i>	<i>73</i>
<i>Fig. 42 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medidas de flujo de potencia activa en la fase A de los nodos 2 y 7, considerando errores aleatorios en las otras mediciones.....</i>	<i>73</i>
<i>Fig. 43 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medidas de flujo de potencia activa y reactiva en la fase A del nodo 2, considerando errores aleatorios en las otras mediciones.....</i>	<i>73</i>

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1</i> Requerimiento de potencia reactiva para DER categorías A y B.....	17
<i>Tabla 2</i> Modos de control de DER en estándar IEEE 1547-2018.....	17
<i>Tabla 3</i> Valores característicos del modo de control de potencia reactiva por tensión (volt-var).....	18
<i>Tabla 4</i> Valores característicos del modo de control de potencia reactiva por potencia activa (wat-var)...	19
<i>Tabla 5</i> Valores característicos del modo de control de potencia activa por tensión (volt-watt).....	21
<i>Tabla 6</i> Comparación de selección de estrategias de flujo de carga para redes de distribución con DER desde 2018.....	34
<i>Tabla 7</i> Comparación de resultados de tensiones de nodo escenario de prueba 1	57
<i>Tabla 8</i> Comparación de resultados de corrientes de línea escenario de prueba 1.....	58
<i>Tabla 9</i> Comparación de resultados de potencias totales escenario de prueba 1	58
<i>Tabla 10</i> Diferencias máximas de resultados de estrategia de Flujo de Carga con otros alimentadores de prueba.....	59
<i>Tabla 11</i> Valores de tensión en el nodo 671 para el escenario de prueba 2	60
<i>Tabla 12</i> Resultados de Estimación de Estado considerando que las mediciones no tienen error.....	61
<i>Tabla 13</i> Resultados de Estimación de estado considerando medidas con errores aleatorios	65
<i>Tabla 14</i> Resultados de Estimación de estado considerando medidas con error de 50σ sin errores adicionales.....	68
<i>Tabla 15</i> Resultados de Estimación de estado considerando medidas con error de 50σ y errores adicionales.....	70

RESUMEN

La industrialización, la expansión de la urbanización, la creciente demanda y dependencia de energía de la sociedad siempre han sido los principales motores de evolución de los sistemas de suministro de electricidad, ahora con la transición energética que proponen los países para tratar de disminuir el impacto que tendrá el cambio climático en los próximos años, la exigencia que tendrán los sistemas eléctricos será mayor.

No solo es el hecho de que haya más consumo de energía eléctrica, sino que ahora los usuarios pueden ser generadores de energía, grandes o pequeños, lo cual implica que el flujo de potencia deja de ser unidireccional y pasa a ser bidireccional, con las exigencias técnicas que eso implica. Además, con los vehículos eléctricos la carga está dejando de ser localizada, y cada vez más habrá movilidad geográfica de las cargas, algo jamás antes pensado, más aún, los vehículos eléctricos mismos pueden inyectar energía en un momento dado a la red, lo cual la hace cada vez más dinámica.

Estos elementos hacen que se requieran nuevas herramientas para la planificación y operación de la red, o al menos que se actualicen para atender los nuevos requerimientos, por ejemplo, el estudio de flujo de carga ahora tiene que modelar el comportamiento de los recursos energéticos distribuidos, particularmente con la publicación del estándar IEEE 2547-2018.

Este documento presenta los resultados de investigación en el desarrollo de una estrategia de flujo de carga y una de estimación de estado para redes de distribución contemplen los requerimientos de las redes de distribución activa. Los resultados obtenidos en simulación fueron satisfactorios, se propone continuar la investigación implementando las estrategias en sistemas reales o emulación física de los mismos.

ABSTRACT

Industrialization, the expansion of urbanization, the growing demand and dependence on energy in society have always been the main drivers of evolution of electricity supply systems, now with the energy transition that countries propose to try to reduce the impact that climate change will have in the coming years, the demand that electrical systems will have will be greater.

It is not only the fact that there is more consumption of electrical energy, but now the users can be energy generators, large or small, which implies that the flow of power is no longer unidirectional and becomes bidirectional, with the demands techniques that this implies. In addition, with electric vehicles, charging is no longer localized, and more and more there will be geographical mobility of charges, something never thought before, even more so, electric vehicles themselves can inject energy into the network at any given time, which makes it more and more dynamic.

These elements mean that new tools are required for the planning and operation of the network, or at least updated to meet the new requirements, for example, the study of load flow now has to model the behavior of distributed energy resources, particularly with the publication of the IEEE 2547-2018 standard.

This document presents the research results in the development of a load flow strategy that considers the requirements of active distribution networks, and state estimation for distribution networks. The results obtained in simulation were satisfactory, it is proposed to continue the research by implementing the strategies in real systems or their physical emulation.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

La industria de la electricidad está experimentando una gran transición en el ámbito internacional impulsada por intereses tanto técnicos como económicos y ambientales, entre los que se encuentran la renovación de la infraestructura por su envejecimiento [1], la prevención de apagones [2], [3] con sus respectivos impactos en la economía [4] y la lucha contra el cambio climático [5], [6].

Esta situación no solo se está presentando en países desarrollados, sino también en los países en vía de desarrollo [7]. Entre 2008 y 2018, 17 de los 35 países de América Latina y el Caribe adoptaron políticas nacionales para incentivar la generación distribuida [8]. Particularmente en Colombia el Ministerio de Minas y Energía emitió la resolución CREG 174 de 2021 mediante la cual regula los aspectos operativos y comerciales para la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN), permitiendo que los usuarios del servicio de energía que sean autogeneradores (grandes o pequeños) puedan inyectar a la red su exceso de producción y ser reconocidos económicamente por el comercializador asociado a la red local [9], además en 2021 también promulgó la *Ley de Transición Energética* mediante la cual se establecieron elementos para el financiamiento de generación distribuida con fuentes no convencionales de energía [10].

A medida que crezca la penetración de generación distribuida en las redes de distribución se pueden presentar problemas operativos que exijan la integración de sistemas de almacenamiento y funcionalidades de control y automatización para lograr operar la red de manera estable, eficiente y confiable. La integración de estos tres componentes, es decir, generación distribuida, sistemas de almacenamiento y funcionalidades de control y automatización da origen a nuevos sistemas de distribución denominados redes de distribución activas (ADN de sus siglas en inglés, Active Distribution Networks).

Para lograr estos tres objetivos en las ADN, su operación debe basarse en el monitoreo en tiempo real de la red, lo cual exige la creación de módulos de flujo de potencia y de estimación de estados que permitan verificar con un grado de confianza adecuado, que las variables de estado medidas son correctas. Estos módulos deben considerar nuevas características operativas de las redes de distribución como son:

- Presencia de diferentes tecnologías de Recursos Energéticos Distribuidos como son los basados en interfaces de potencia y los basados en generadores sincrónicos.
- Cambios de topología causados por equipos de maniobra e interrupción que producen reconfiguración de la red.
- Presencia de medidas dispersas sincronizadas y sin sincronizar.

Estas nuevas características no son consideradas actualmente por los módulos de flujo de carga y estimación de estados comerciales disponibles.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El incremento de la penetración de fuentes de generación distribuida exigirá cada vez más de aplicaciones de operación y planeamiento claves en las redes de distribución como son las técnicas de flujo de carga y estimadores del estado de la red [11].

Las técnicas de flujo de carga son herramientas de planeamiento que permite determinar las variables de estado de la red bajo una condición operativa específica. Esta información es indispensable para otros procesos de planeamiento como es el diseño de redes, dimensionamiento de equipos, coordinación de dispositivos de protección, reconfiguración de la red, entre otros. En la actualidad existen módulos comerciales de flujo de carga para sistemas de potencia. Sin embargo, un número muy limitado de técnicas están direccionadas para redes de distribución y solo algunas consideran de manera parcial la integración de recursos energéticos distribuidos (DER por su sigla en inglés) basadas en interfaces de potencia y topología dinámica de la red por la operación de equipos de maniobra. Estos aspectos toman relevancia con la actualización del estándar IEEE-1547 para la interconexión de recursos energéticos distribuidos

[12] , el cual ya entró en vigencia en varios estados de los Estados Unidos de América [13], y requiere que las herramientas para el análisis de sistemas de distribución consideren los modelos de DER definidos en este estándar.

Por otra parte, aplicaciones para la estimación del estado de la red en tiempo real, identificado como los niveles de tensiones, corrientes o potencias en un momento dado en toda la red, lo podría suministrar un sistema de adquisición de datos SCADA (siglas en inglés de Supervisory Control and Data Acquisition) [14]. Sin embargo, el despliegue de medidores en las redes de distribución tradicionalmente ha sido bastante reducido [15], y aún si hubiere la suficiente cobertura de medidas en la red, los datos que llegan al SCADA pueden incluir errores presentados en cualquier parte de la cadena de información (sensores, transformadores de corriente y de potencial, los medidores propiamente dichos o los canales de comunicación de datos) [16].

El problema de los potenciales errores en los datos que recibe el SCADA ha sido solucionado para las redes de transmisión con la implementación de estrategias de estimación de estado, las cuales son ampliamente utilizadas en todos los centros de control para proveer de información confiable a los procesos operativos y de mercado [16]. Sin embargo, esta situación no es igual para las redes de distribución, donde la estimación de estado no ha alcanzado el mismo grado de desarrollo y hay muy pocos casos de implementación práctica [15].

En la literatura científica se encuentran propuestas metodológicas de estimación de estado en redes de distribución [17], [18], [19]. No obstante, hasta el momento de escribir esta disertación, solo se encontró un producto de software libre que aplicara estimación de estado para redes de distribución [20] y dos comerciales que incluyen alguna estrategia con limitaciones [21], [22]. Lo anterior, muestra una necesidad de trabajar por el incremento del conocimiento científico en el área [11], especialmente en el desarrollo de formulaciones para redes con una alta integración de diferentes tecnologías de DER y topologías dinámicas que cambia en el tiempo por procesos de restauración y reconfiguración.

Lo anteriormente expuesto, muestra la necesidad de desarrollar técnicas de flujo de carga y estimación de estados para redes de distribución que consideren los siguientes aspectos:

- Presencia de diferentes tecnologías de Recursos Energéticos Distribuidos y representados por los modelos propuestos por el estándar IEEE 1547.
- Cambios de topología causados por equipos de maniobra e interrupción que producen reconfiguración de la red.
- Presencia de medidas dispersas sincronizadas y sin sincronizar.

1.3 OBJETIVOS

General

Desarrollar estrategias de flujo de carga y estimación de estado para redes de distribución activas

Específicos

- Desarrollar una estrategia de flujo de carga que tenga en cuenta las condiciones operativas de las redes de distribución activas.
- Desarrollar una estrategia de estimación de estado que considere las condiciones operativas de las redes de distribución activas.
- Validar las estrategias de flujo de carga y estimación de estado desarrollados

1.4 CONTRIBUCIONES

Esta investigación presenta el desarrollo estrategias de flujo de carga y estimación de estado para redes de distribución activas. Las principales contribuciones de esta investigación se listan a continuación:

- Desarrollo de una estrategia de flujo de carga para redes de distribución activas considerando el efecto de los DER, mediante los modelos propuestos por el estándar IEEE 1547 y cambios de topología mediante el estado de los equipos de maniobra.
- Desarrollo de una estrategia de estimación de estados que considere las principales características operativas de las ADN como son la integración de diferentes tecnologías de DER y topología dinámica.

1.5 LISTA DE PRODUCTOS

En esta sección se presentan los productos obtenidos como resultado de esta investigación.

Desarrollo de software

- Software para determinación del flujo de carga para redes de distribución con recursos energéticos distribuidos con licenciamiento MIT hace parte del ecosistema de paquetes del lenguaje de programación Julia [23].
- Software para la estimación de estado de redes de distribución validado.

Implementación

- SCADA para el laboratorio UniGRID de la Universidad del Norte como base para la implementación física de las estrategias desarrolladas.

Publicaciones

- Marín-Quintero, J., Espitia, G., & Arango-Manrique, A. (2019, June). PSO Methodology for Optimal Multistage Planning of Distribution Systems with Distributed Generation. In 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe) (pp. 1-6). IEEE.

1.6 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

Esta disertación está organizada en seis capítulos. El presente capítulo discute las principales razones para desarrollar esta investigación. También, define el problema a abordar, los objetivos de la investigación, su contribución y la organización de este documento.

El capítulo II presenta el marco teórico en el cual se sustenta la investigación: los sistemas de distribución trifásicos, el estudio de flujo de carga, la estimación de estado en sistemas eléctricos y la optimización matemática como una herramienta para solucionar problemas iterativos.

El capítulo III presenta de manera general lo que se está haciendo respecto a los temas principales de esta investigación: el flujo de carga para redes de distribución activa, y la estimación de estado en redes de distribución.

El capítulo IV presenta la propuesta para que el flujo de carga pueda modelar el comportamiento de los recursos energéticos distribuidos con interfaz ceñida a la norma IEEE 1547-2018, y la propuesta para un estimador de estado para redes de distribución.

El capítulo V presenta los resultados del trabajo realizado con las estrategias propuestas para flujo de carga y estimación de estado.

Y el capítulo VI presenta las conclusiones a la que se llegó y algunos elementos para seguir la investigación.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS

2.1.1 El Sistema de Distribución

En la figura 1 se muestran los principales componentes de un sistema de energía eléctrica con los niveles de tensión normalizados en Colombia [24]. Internacionalmente los bloques indicados en la figura son llamados transmisión, sub-transmisión y distribución [25]. El conjunto de recursos de generación, transmisión y sistemas de interconexión asociados también se le denomina comúnmente como sistema de potencia [12].

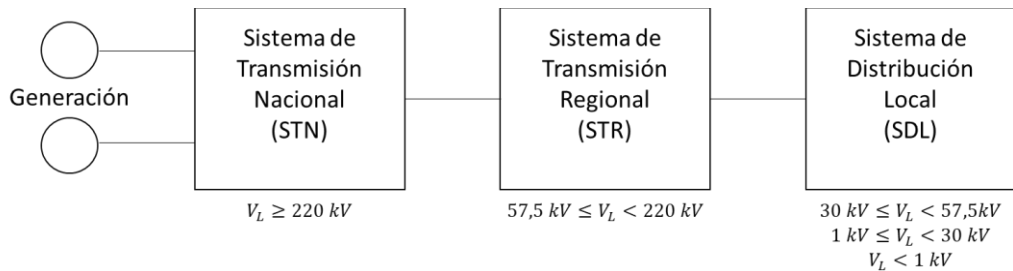


Fig. 1 Principales componentes de un sistema servicio público de energía. Con información de [24]

El sistema de distribución inicia con la subestación de distribución que es alimentada por una o más líneas del sistema de transmisión regional y que tiene uno o varios alimentadores primarios, los cuales a su vez tienen alimentadores secundarios o laterales que conectan a los usuarios directamente o mediante transformadores [25].

En la figura 2 se ilustra un alimentador de distribución simple, con un solo transformador en la subestación y un solo alimentador principal. En general una subestación puede tener varios transformadores interconectados de diferentes maneras para proveer seguridad en el suministro a los usuarios ante fallas en los mismos o en las líneas del sistema de transmisión regional que los energizan [25]. Típicamente los alimentadores son radiales, lo que significa que hay un solo camino para el flujo de energía entre la subestación y los usuarios. Los alimentadores secundarios

pueden ser de tres, dos o una fase, así como las cargas, por lo cual estos sistemas son básicamente desbalanceados [25].

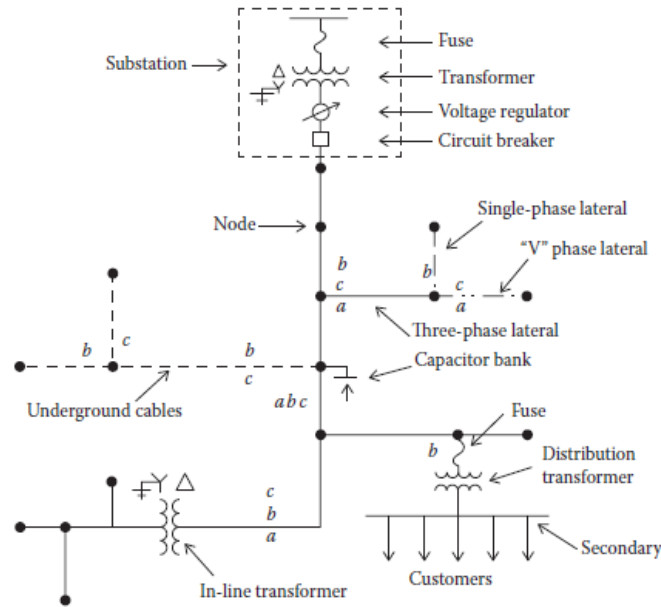


Fig. 2 Alimentador de distribución simple. Tomado de [25]

2.1.2 Redes de Distribución Activas

Las redes de distribución activa (ADN por sus siglas en inglés) son aquellas que cuentan con sistemas para controlar una combinación de recursos energéticos distribuidos, definidos como generadores, cargas y almacenamiento, en la que los operadores del sistema de distribución tienen la posibilidad de gestionar los flujos de electricidad utilizando una topología de red flexible y en las que los recursos energéticos distribuidos pueden responder a requerimientos del Operador de la red local para dar soporte del sistema dependiendo del entorno regulatorio y de los acuerdos de conexión [26], [27].

Tradicionalmente los usuarios de las redes de distribución han interactuado con ella de manera pasiva, es decir básicamente como consumidores de energía sin intervenir en la operación de la red más allá del aspecto comercial. Con el desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento y generación el rol de los usuarios con la distribución es más activo, e inclusive mediante acuerdos con el operador de red éste podría intervenir activamente en la carga de los usuarios, lo que es llamado gestión de la demanda [28].

2.1.3 Modelado de Líneas de Distribución

Debido a la diferencia de tensión entre los sistemas de transmisión y distribución, los diseños de las líneas de estos sistemas son diferentes. Las líneas de transmisión tienen una resistencia (R) despreciable respecto a su reactancia (X) - baja relación R/X - y típicamente son transpuestas, y dado que a ese nivel las cargas son básicamente balanceadas las líneas pueden modelarse con un sistema equivalente unifilar. Por el lado de las líneas de distribución, la relación R/X es grande, no son transpuestas, cuentan con segmentos de tres, dos y hasta una fase, y su carga es típicamente desbalanceada por lo cual el modelado de las líneas de distribución debe realizarse de manera trifásica [25].

La interacción electromagnética al interior de un segmento de línea trifásica entre dos nodos se representa mediante los parámetros mostrados en la figura 3 [25]. El modelo de la Figura es un modelo equivalente π exacto que lleva de manera implícita el efecto del conductor neutro en la estimación de sus impedancias serie y paralelo.

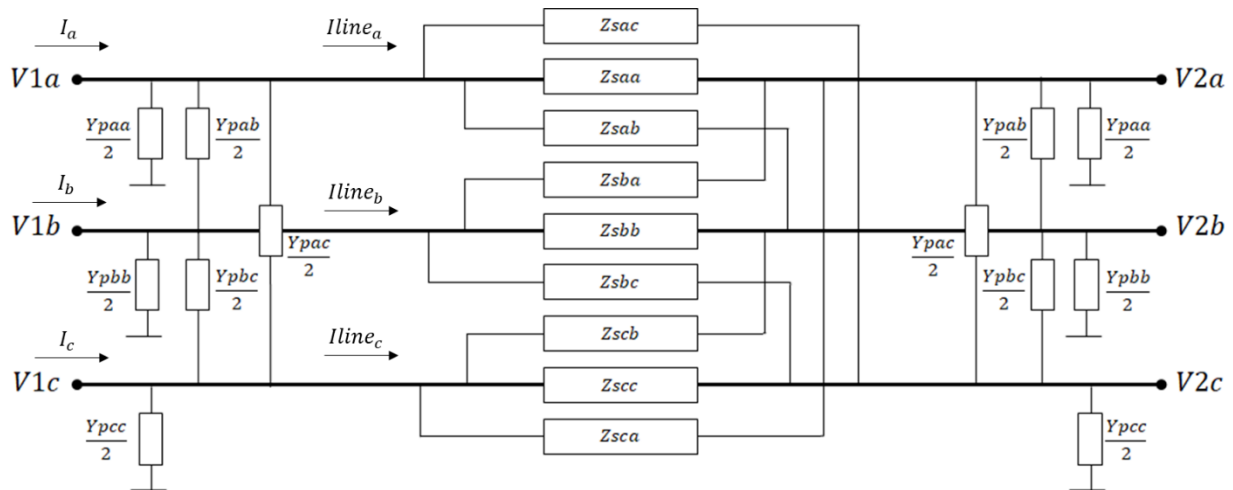


Fig. 3 Modelo general de una línea trifásica. Con información de [25]

Si los parámetros originales de la línea incluyen la línea de neutro y si está aterrizada en ambos nodos, se puede llegar al modelo anterior mediante la reducción de Kron [25].

La relación de tensiones y corrientes en el segmento de la línea entre los nodos $n1$ y $n2$ se obtiene aplicando las leyes de corriente y de tensión de Kirchhoff como en las ecuaciones (1) y (2), en

donde las corrientes I_{line_k} e I_k son las corrientes de línea y de nodo de la fase k como se ilustra en la figura 3, y se hace uso de las matrices de impedancia y de admitancia de la línea.

$$\begin{bmatrix} I_{line_a} \\ I_{line_b} \\ I_{line_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_{nodo2} + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} y_{aa} & y_{ab} & y_{ac} \\ y_{ba} & y_{bb} & y_{bc} \\ y_{ca} & y_{cb} & y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{nodo2} \quad (1)$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{nodo1} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_{nodo2} + \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{line_a} \\ I_{line_b} \\ I_{line_c} \end{bmatrix} \quad (2)$$

En caso que el segmento solo incluya una o dos líneas, los valores de impedancia y admitancia correspondientes a las líneas inexistentes se dejan en cero [25].

Con las impedancias en serie y las admitancias en paralelo representadas como sigue, las ecuaciones 1 y 2 se pueden escribir de forma condensada como en las ecuaciones 5 y 6.

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$[y_{abc}] = \begin{bmatrix} y_{aa} & y_{ab} & y_{ac} \\ y_{ba} & y_{bb} & y_{bc} \\ y_{ca} & y_{cb} & y_{cc} \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$[I_{line}_{abc}] = \begin{bmatrix} I_{line_a} \\ I_{line_b} \\ I_{line_c} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$[I_{abc}] = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$[V_{abc}] = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$[I_{line}_{abc}] = [I_{abc}]_{nodo2} + \frac{1}{2} [y_{abc}] [V_{abc}]_{nodo2} \quad (8)$$

$$[V_{abc}]_{nodo1} = [V_{abc}]_{nodo2} + [z_{abc}] [I_{line}_{abc}] \quad (9)$$

Las ecuaciones (8) y (9) establecen las relaciones de tensiones y corrientes para los nodos conectados por un segmento de línea de la red de distribución utilizando las leyes de Kirchhoff,

y pueden ser utilizadas para los procesos de cálculo de flujo de carga o estimación de estado tal como están.

Sin embargo, para facilitar el cálculo en circuitos trifásicos Willam H. Kersting ha propuesto representar la interconexión de los nodos trifásicos mediante unas *matrices de línea generalizadas* [25] como se ilustra en la figura 4, que representa elementos de interconexión como la línea de la figura 3 y las submatrices [a], [b], [c] y [d] son genéricas y que van tomando diferentes valores de acuerdo al elemento que modelen, como se detalla a continuación.

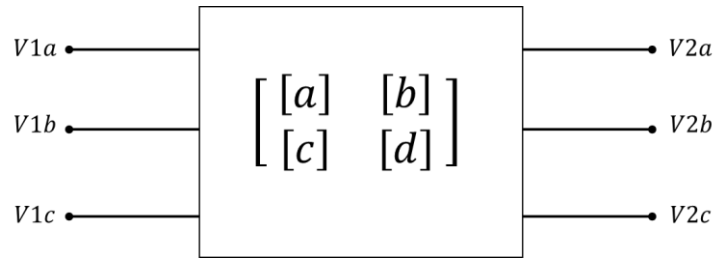


Fig. 4 Matrices generalizadas de una línea trifásica. Con información de [25]

En la propuesta de matrices de línea generalizada, el neutro ha sido integrado mediante la reducción de Kron y las tensiones indicadas son de fase. En caso de que la línea provenga de un transformador en delta, serían las tensiones *equivalentes* de fase, y las relaciones de tensiones y corrientes en cada extremo de la línea serían:

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}]_{nodo1} \\ [I_{abc}]_{nodo1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [V_{abc}]_{nodo2} \\ [I_{abc}]_{nodo2} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Resolviendo para las tensiones de ambos nodos y la corriente del nodo 1 se obtiene:

$$[V_{abc}]_{nodo1} = [a] [V_{abc}]_{nodo2} + [b][I_{abc}]_{nodo2} \quad (11)$$

$$[I_{abc}]_{nodo1} = [c] [V_{abc}]_{nodo2} + [d][I_{abc}]_{nodo2} \quad (12)$$

$$[V_{abc}]_{nodo2} = [a]^{-1} [V_{abc}]_{nodo1} - [a]^{-1}[b][I_{abc}]_{nodo2} \quad (13)$$

Con este modelo se puede representar tanto una línea entre dos nodos, como un transformador, un regulador o un interruptor, lo cual lo hace muy útil a la hora de programar un algoritmo de

solución de circuitos trifásicos, solo habría que identificar las matrices [a], [b], [c] y [d] para el elemento a simular.

En el caso de las líneas, las matrices generalizadas son:

$$[a] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (14)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (15)$$

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (16)$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2}[Y_{abc}][Z_{abc}] \quad (17)$$

$$\text{con } [U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (18)$$

Los interruptores se pueden modelar como un caso particular de un segmento de línea ideal, sin efecto resistivo, inductivo, ni capacitivo y con una resistencia lo suficientemente baja para simular la resistencia de contactos en caso que esté cerrado o una infinita en caso que esté abierto.

2.1.4 Modelado de Transformadores

Los transformadores trifásicos tienen diferentes configuraciones de conexión de sus devanados. En la figura 5 se representa un transformador trifásico genérico, conformado por un transformador ideal y sus impedancias serie del lado del secundario. Las mayúsculas y minúsculas representan al primario y secundario del transformador respectivamente, con n_t y Z_t como la relación de transformación y la impedancia del transformador respectivamente.

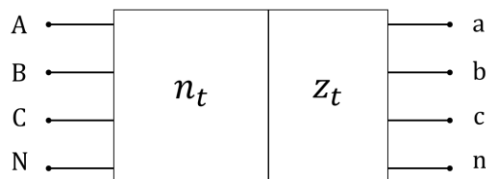


Fig. 5 Representación de transformador trifásico genérico.

A continuación solo se detallará el modelo del transformador con conexión Yn-Yn, para otras conexiones se puede consultar [25].

La relación de transformación n_t del transformador está dada por:

$$n_t = \frac{V_{\text{Linea-Neutro nominal primario}}}{V_{\text{Linea-Neutro nominal secundario}}} \quad (19)$$

Las impedancias del transformador del lado secundario son:

$$[Z_t] = \begin{bmatrix} Z_{ta} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{tb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{tc} \end{bmatrix} \quad (20)$$

Las tensiones y corrientes del primario y el secundario del transformador ideal están expresadas en las ecuaciones (21) y (22) [25].

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ta} \\ V_{tb} \\ V_{tc} \end{bmatrix} \quad (21)$$

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (22)$$

En referencia a la figura 5 las tensiones del transformador ideal en el devanado secundario se calcula como [25]:

$$\begin{bmatrix} V_{ta} \\ V_{tb} \\ V_{tc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{ta} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{tb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{tc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (23)$$

Sustituyendo la ecuación 20 en la 18 tenemos:

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} + n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{ta} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{tb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{tc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (24)$$

Que tiene la forma de la ecuación (11) con lo que las matrices generalizadas [a] y [b] para el transformador Y_n-Y_n serían:

$$[a] = n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$[b] = n_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{ta} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{tb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{tc} \end{bmatrix} \quad (26)$$

Y comparando la ecuación (22) con la ecuación (12) se observa que para el transformador Y_n-Y_n la matriz [c] es nula y [d] queda como en la ecuación (27).

$$[d] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (27)$$

Un regulador se puede representar como un caso particular de transformador ideal, con impedancia nula y con una relación de transformación 1 que es alterada por la posición en que se ubique el tap. Los reguladores automáticos tienen un circuito de compensación el cual no se detalla en la presente investigación, en su lugar se deja expresada el cambio de relación que se utilizará para el desarrollo de flujo de carga trifásico con control estático de posición de tap [25]:

$$[a] = 1 \pm 0.00625Tap \quad (28)$$

2.1.5 Modelado de Cargas

En los sistemas de distribución las cargas pueden estar conectadas a una sola fase, a dos o a las tres fases; estas últimas pueden estar conectadas en estrella o delta.

Adicionalmente, dependiendo del comportamiento de las cargas, éstas pueden clasificarse como de potencia activa y reactiva constante (**PQ**), de corriente Constante (**I**), de impedancia constante (**Z**) o una combinación de las anteriores. Este comportamiento es importante para evaluar el flujo de carga pues, aunque las relaciones de tensión, corriente y potencia están dadas por los principios físicos, la independencia entre estos parámetros cambia según el modelo de la carga.

Por ejemplo, para cargas conectada en estrella, para la fase a tendríamos [25]:

$$S_a = P_a + jQ_a \quad (29)$$

Si la carga es modelada como de potencia activa y reactiva constante, S_a no cambiaría y la corriente sería dependiente de la tensión así:

$$I_a = \left(\frac{S_a}{V_a} \right)^* \quad (30)$$

Si la carga es modelada como de impedancia constante, Z_a no cambiaría, la corriente sería dependiente de la tensión, así como las potencias como se indica en las ecuaciones (31) y (32).

$$I_a = \frac{V_a}{Z_a} \quad (31)$$

$$S_a = V_a I_a^* \quad (32)$$

Si la carga es modelada como corriente constante, la magnitud de la corriente no cambiaría, aunque sí su ángulo de fase quedando como en la ecuación (33):

$$\theta_{ia} = \theta_{va} - \varphi_a \quad (33)$$

Con θ_{ia} como el ángulo de fase de la corriente, θ_{va} como el ángulo de fase de la tensión y φ_a como el ángulo de desfase calculado con la ecuación (34).

$$\varphi_a = \cos^{-1} \left(\frac{P_a}{S_a} \right) \quad (34)$$

2.1.6 Modelado de Recursos Energéticos Distribuidos

Un recurso energético distribuido (DER por sus siglas en inglés: Distributed Energy Resources) es una fuente de energía eléctrica que no está conectada al sistema de potencia. Esto incluye tanto a los generadores como a las tecnologías de almacenamiento de energía que puedan exportar

potencia activa al sistema de distribución, incluyendo a su sistema de interconexión o dispositivo suplementario para cumplir el propósito indicado [12].

Los DER pueden ser generadores sincrónicos impulsados por motores o turbinas, generadores de inducción impulsados por el viento, paneles fotovoltaicos, celdas de energía, baterías eléctricas, entre otros, por lo que tienen diferentes fuentes de energía primaria cada una con su propio modelizado interno. Sin embargo, en lo que se refiere a la interacción con la red de distribución, el estándar IEEE 1547-2018 es tecnológicamente neutro, por lo cual establece modos de operación que deben cumplir los DER independientemente de su tecnología o modelo físico [12].

Es importante anotar que el estándar IEEE 1547-2018 se refiere exclusivamente a la interconexión de los DER a la red de distribución, la interconexión de estas fuentes de generación al sistema de potencia está reglamentada por otra familia de estándares [12], que no aplican a este estudio. El estándar IEEE 1547-2018 estipula básicamente dos tipos de rangos de operación, condiciones normales y condiciones anormales. El presente estudio se limita a las condiciones normales de operación, que es la que corresponde al estado estable de la red.

El estándar categoriza los DER según los requisitos en capacidad de potencia reactiva y su desempeño en la regulación de tensión como Categorías A y B, cuyos requerimientos de potencia se muestran en la Tabla 1.

- **DER Categoría A:** Nivel de rendimiento adecuado cuando el nivel de penetración de los DER es bajo y su potencia de salida no está sujeta a grandes variaciones frecuentes. Puede entregar o absorber potencia reactiva independientemente si está entregando potencia reactiva, dependiendo del modo de operación. Estos requisitos son razonablemente alcanzables por todas las tecnologías de DER de última generación.
- **DER Categoría B:** Nivel de rendimiento adecuado cuando el nivel de penetración de los DER es alto o su potencia de salida está sujeta a grandes variaciones frecuentes. Al igual que los DER categoría A puede inyectar o absorber potencia reactiva independientemente de si está inyectando o absorbiendo potencia activa dependiendo del modo de operación, los requisitos de potencias según el modo de operación son mayores que los de categoría A.

Tabla 1 Requerimiento de potencia reactiva para DER categorías A y B.

Con información de [12]

Capacidad de Potencia Reactiva	Categoría A (a tensión nominal)	Categoría B (en el rango de tensión permitido)
Entrega/Absorción mínima	Máximo entre su capacidad P mínima y 5% de P nominal	
Entrega máxima	44% S nominal	44% S nominal
Absorción máxima	25% S nominal	44% S nominal

Desde el punto de vista de la interacción de los DER con la red de distribución, éstos pueden trabajar en los siguientes modos de operación [12], [29]:

Tabla 2 Modos de control de DER en estándar IEEE 1547-2018.

Con información de [12]

<i>Modos de control de DER según tipo de potencia</i>	
<i>Control de Potencia Activa</i>	<i>Control de Potencia Reactiva</i>
Potencia Activa Constante	Potencia Reactiva Constante
	Factor de Potencia Constante
Potencia Activa controlada por Tensión	Potencia Reactiva controlada por Tensión
	Potencia Reactiva controlada por Potencia Activa

Los modos de control de potencia activa se pueden combinar con los modos de control de potencia reactiva. Los modos de control del mismo tipo de potencia son excluyentes.

Las siguientes son las características definidas en el estándar IEEE 1547-2018 para cada una de los modos de operación en que pueden trabajar los DER, Ambos modos de operación son obligatorios para las dos categorías de DER.

Modo de factor de potencia constante: En este modo de operación el DER debe mantener un factor de potencia constante definido por el Operador de Red con la potencia reactiva dentro del rango indicado en la Tabla 1.

Modo de control de potencia reactiva por tensión: Llamado comúnmente en inglés *volt-var control*, en este modo de operación el DER controlará la generación o absorción de potencia reactiva según la tensión en el punto de conexión siguiendo una característica lineal por tramos como se ilustra en la Figura 6 y los parámetros por defecto indicados en la Tabla 3.

En la Figura 6, V_L y V_H son las tensiones límite inferior y superior del rango de operación continuo del DER, y está definido en la norma como 0.88 p.u. y 1.10 p.u. respectivamente. El Operador de Red puede solicitar que se ajusten los parámetros de operación según los rangos permitidos en la misma tabla.

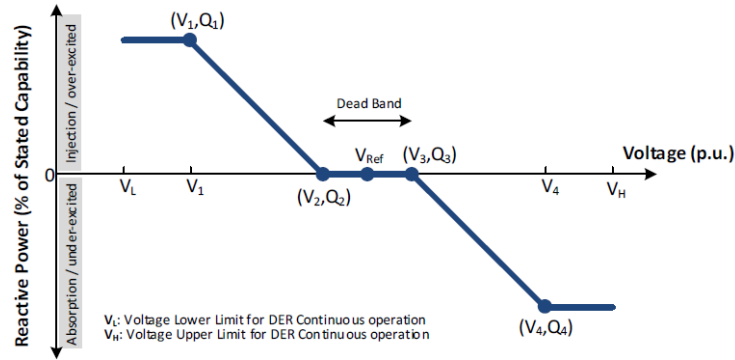


Fig. 6 Curva característica del modo de control de potencia reactiva por tensión (volt-var). Tomada de [12].

En caso que el Operador de Red solicite ajustes a los valores por defecto de la tabla 1, estos ajustes deberán estar dentro de los rangos permitidos que aparecen en la misma tabla.

Tabla 3 Valores característicos del modo de control de potencia reactiva por tensión (volt-var). Tomada de [12].

Parámetros	Configuración por defecto		Rangos permitidos	
	Categoría A	Categoría B	Mínimo	Máximo
V_{Ref}	V_N	V_N	$0.95 V_N$	$1.05 V_N$
V_1	$0.9 V_N$	$V_{Ref} - 0.08 V_N$	$V_{Ref} - 0.18 V_N$	$V_2 - 0.02 V_N^c$
Q_1^a	Inyección 25% S_N	Inyección 44% S_N	0	Inyección 100% de capacidad potencia reactiva ^b
V_2	V_N	$V_{Ref} - 0.02 V_N$	Categoría A: V_{Ref} Categoría B: $V_{Ref} - 0.03 V_N$	V_{Ref}^c
Q_2	0	0	Absorción 100% de capacidad potencia reactiva	Inyección 100% de capacidad potencia reactiva
V_3	V_N	$V_{Ref} + 0.02 V_N$	V_{Ref}	Categoría A: V_{Ref} Categoría B: $V_{Ref} + 0.03 V_N$
Q_3	0	0	Absorción 100% de capacidad potencia reactiva	Inyección 100% de capacidad potencia reactiva
V_4	$1.1 V_N$	$V_{Ref} + 0.08 V_N$	$V_{Ref} + 0.02 V_N^c$	$V_{Ref} + 0.18 V_N$
Q_4	Absorción 25% S_N	Absorción 44% S_N	Absorción 100% de capacidad potencia reactiva	0

^aLa capacidad de potencia reactiva del DER puede ser reducida en la tensión inferior
^bSi es necesario el DER puede reducir su potencia activa para cumplir este requisito
^cUna selección inapropiada de estos valores puede causar inestabilidad en el sistema

Modo de control de potencia reactiva por potencia activa: Llamado comúnmente *watt-var control*, en este modo de operación el DER controlará la generación o absorción de potencia reactiva siguiendo una característica lineal por tramos como se ilustra en la Figura 7 y los parámetros por defecto indicados en la tabla 4. Contar con este modo es obligatorio para los DER Categoría B, y no es requerido para los de Categoría A.

La parte izquierda de la Figura 7 y sus correspondientes parámetros en la tabla 4 aplican solo a los DER que tienen capacidad de absorber potencia activa, como los sistemas de almacenamiento por batería (BSS por sus siglas en inglés).

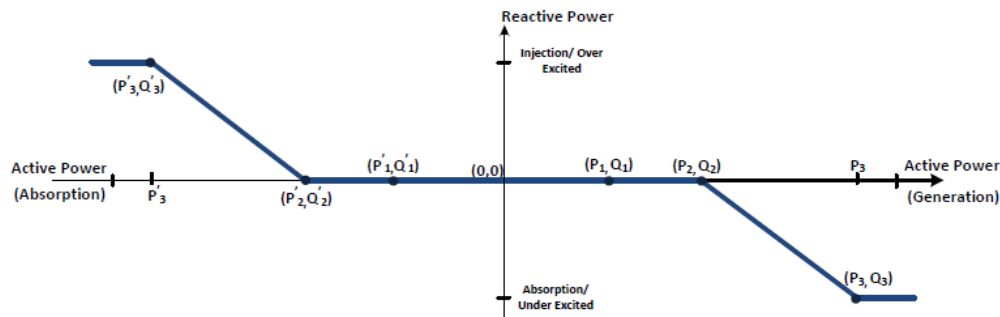


Fig. 7 Curva característica del modo de control de potencia reactiva por potencia activa (*var-watt*). Tomada de [12].

Tabla 4 Valores característicos del modo de control de potencia reactiva por potencia activa (*wat-var*). De [12].

Parámetros	Configuración por defecto		Rangos permitidos	
	Categoría A	Categoría B	Mínimo	Máximo
P_1	El mayor entre P_{MIN} y $0.2 P_N$		P_{MIN}	$P_2 - 0.1 P_N$
P_2	$0.5 P_N$		$0.4 P_N$	$0.8 P_N$
P_3	P_N		$P_2 + 0.1 P_N$	P_N
P'_1	El menor entre P'_{MIN} y $0.2 P'_N$		$P'_2 - 0.1 P'_N$	P'_{MIN}
P'_2	$0.5 P'_N$		$0.8 P'_N$	$0.4 P'_N$
P'_3	P'_N		P'_N	$P'_2 + 0.1 P'_N$
Q_1	0		100% de capacidad de absorción de potencia reactiva	100% de capacidad de inyección de potencia reactiva
Q_2	0			
Q_3	Absorción 25% S_N	Absorción 44% S_N		
Q'_1	0			
Q'_2	0			
Q'_3	Inyección 44% S_N			
P_N es la potencia activa nominal del DER P'_N es la máxima potencia activa que el DER puede absorber P_{MIN} es la mínima potencia activa de salida del DER P'_{MIN} es la mínima potencia activa, en amplitud, que el DER puede absorber Los parámetros P' son valores negativos				

Modo de potencia reactiva constante: En este modo de operación el DER debe mantener una potencia reactiva constante definido por el Operador de Red el cual debe estar dentro del rango indicado en la tabla 1. Contar con este modo es obligatorio para las dos categorías de DER.

Modo de control de potencia activa por tensión: Llamado en inglés *volt-watt control*, es obligatorio para los DER Categoría B contar con este modo de operación, y no es requerido para los de Categoría A. Esta opción por defecto debe venir deshabilitada en el DER y su activación está a criterio del Operador de Red. Si se habilita puede estar activa con otro de los modos de operación descritos anteriormente. La Figura 8 muestra dos ejemplos de la curva que debe seguir el DER en este modo de operación. V_H es la tensión superior del rango de operación continuo del DER, y está definido en la norma como 1.10 p.u. Lo sistemas de almacenamiento operan en modo de absorción de potencia durante la carga.

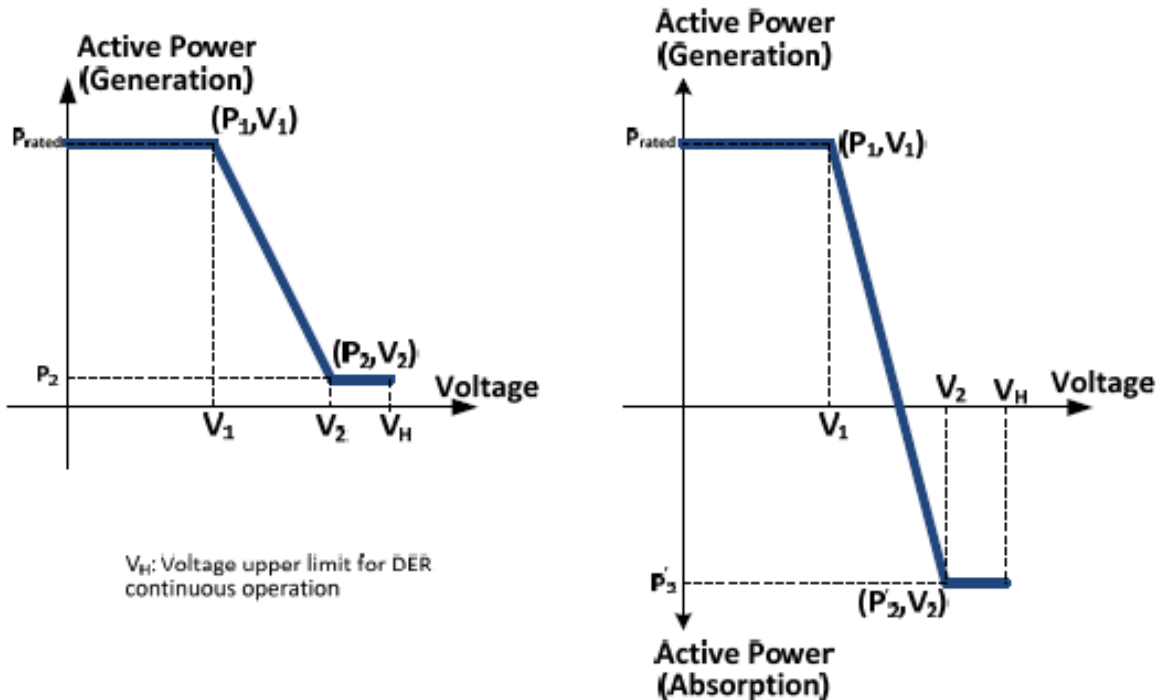


Fig. 8 Curvas características del modo de control de potencia activa por tensión (volt-watt). Tomada de [12].

Tabla 5 Valores característicos del modo de control de potencia activa por tensión (volt-watt). Tomado de [12].

Parámetros	Configuración por defecto	Rangos permitidos	
		Mínimo	Máximo
V_1	$1.06 V_N$	$1.01 V_N$	$1.09 V_N$
P_1	P_N	NA	NA
V_2	$1.1 V_N$	$V_1 + 0.01 V_N$	$1.10 V_N$
P_2 (aplicable a DER que solo puede generar potencia activa)	El menor entre $0.2 P_N$ y P_{MIN}	P_{MIN}	P_N
P'_2 (aplicable a DER que pueda generar y absorber potencia activa)	0	0	P'_N

P'_N es la máxima potencia activa que el DER puede absorber.

2.2 ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.2.1 Definición

El estudio de flujo de carga, también llamado de potencia, es aquel mediante el cual se identifica el estado interno en estado estable de un sistema eléctrico basado en el modelo del sistema y el conocimiento que se tenga de las inyecciones de potencia en cada nodo y de los tensiones de generación [25], [15].

En este estudio, generalmente basta con lograr identificar las magnitudes de tensión y ángulos de todos los nodos de la red, ya que con base en estos datos y el modelo del sistema los flujos de corrientes, potencias y pérdidas en las líneas pueden ser fácilmente determinados [15].

2.2.2 Aplicación

Típicamente el estudio de Flujo de carga es empleado como una herramienta de planeación: al modelo de la red más actualizado y preciso que se disponga se le agregan proyecciones de distribución y crecimiento de la carga para predecir las condiciones operativas ante diferentes escenarios, como cargas máximas y mínimas, así como escenarios de contingencia [15]. Sus resultados pueden contribuir a determinar la ubicación óptima de los capacitores para reducir las

pérdidas en los alimentadores, establecer la topología óptima para reducción de pérdidas, e identificar si se violan límites en la evaluación de casos de contingencia [30].

Sus resultados son tenidos en cuenta para estrategias de control de caídas de tensión, coordinación de protecciones y el análisis del impacto de la inclusión de los DER [11].

En la operación de sistemas de transmisión se miran los resultados del estudio de flujo de carga para verificar las condiciones actuales con las inyecciones de potencias activas y reactivas medidas en tiempo real por telemetría [16]. Para las redes de distribución, los resultados del flujo de carga basados en la información entregada por sistemas de adquisición de datos van perdiendo precisión a medida que el nodo evaluado se aleja de la subestación [11]. Esto se debe a que las mediciones son acumuladas debido al limitado número de equipos de medidas desplegados en la red, y su segregación a los usuarios se realiza mediante modelos de distribución y perfiles históricos que no siempre reflejan la realidad.

Una nueva aplicación de los estudios de flujo de carga es la de proveer datos sintéticos a los modelos de Estimación de estado para verificar su precisión, mediante la modificación de los resultados iniciales, en los cuales se pueden simular errores en los medidores y canales de comunicación de [31].

2.2.3 Modelado

El modelado del flujo de carga empleado en redes de distribución típicamente difiere de los empleados en sistemas de transmisión por las características propias de ambos sistemas. En relación a los sistemas de transmisión, los sistemas de distribución presentan mayor número de nodos en la red, con una matriz de impedancia muy dispersa, mayor relación R/X en las impedancias de línea, líneas no transpuestas y disparejas (tres, dos y una fase) y con cargas desbalanceadas. Por estas razones, los métodos numéricos como Gauss-Seidel, o el desacoplado rápido de Newton-Raphson, utilizados en modelos de sistemas de transmisión de secuencia positiva tienen problema de convergencia al aplicarse a las redes de distribución [16], [32], [33], [34].

Para salvar las dificultades mencionadas se han realizado modificaciones de los métodos anteriores, o desarrollado métodos totalmente nuevos, algunos iterativos y otros de solución directa. La mayoría son axiomáticos, pero los hay también heurísticos.

Los dos principales modelos para representar las ecuaciones de flujo de carga desbalanceados son el modelo de flujos en las ramas (BFM por sus siglas en inglés: Backward Forward Method) y el modelo de inyección en los nodos (BIM por sus siglas en inglés: Bus Injection Model). En el primero (BFM) se tratan como variables las corrientes de las líneas, las líneas se representan en forma de impedancias, lo cual permite el caso de línea con impedancia cero. En el segundo (BIM) los flujos de potencias son representados como la diferencia de tensión entre nodos interconectados, las líneas se representan en forma de admitancia, lo cual no permite la representación de una línea con impedancia cero [35].

Podría decirse que la mayoría de los métodos iterativos se basan en alguna modificación del método de Newton o en una variante del método de punto fijo [35] y algunas aplicaciones incluyen implementaciones de los dos métodos.

El método de Newton consiste básicamente en remplazar la función original $f(x)$ con su derivada $f'(x_0)$ en un punto arbitrario x_0 y hallar el mínimo de esa nueva función $f''(x_1) = 0$. Luego, remplazar la función original con la derivada en x_1 y hallar el mínimo de esa nueva función. Esto se repite hasta que la diferencia de los puntos hallados en dos iteraciones consecutivas $|x_k - x_{k-1}|$ esté dentro de un error aceptable [36]. En [37] los autores presentan una solución al problema de flujo de carga en sistemas trifásicos desbalanceados aplicando el método de Newton-Raphson con las ecuaciones de inyección de corrientes escritas en forma rectangular. En [38] los autores presentan un método de solución directa aplicando teoría de grafos, reducción de Kron e inyección de corriente a sistemas trifásicos que solo tengan componentes que se puedan representar como impedancias constantes. En [39] los autores presentan una solución aplicando el método de inyección de corrientes y las series de Laurent para solucionar redes de distribución tanto radiales como débilmente enmalladas y en [40] superan el comportamiento fractal del método de Newton expresando las ecuaciones de potencia en forma senoidal y controlando que la variable a iterar no se salga de una región de confianza.

Respecto a los métodos iterativos de punto fijo, estos se basan en tomar una función $f(x) = 0$ y convertirla algebraicamente en otra de la forma $x = g(x)$. Luego, suponer una solución x_0 y calcular la solución en ese punto y se define $x_1 = g(x_0)$. Se comparan los valores x_0 y x_1 , si difieren se vuelve a calcular $g(x)$ con el nuevo punto, esto se hace de manera repetitiva hasta que en la iteración k , $g(x_k) = x_k$ (punto fijo) o al menos hasta que la diferencia de dos iteraciones consecutivas $|x_k - x_{k-1}|$ esté dentro de un error aceptable [36]. Esta es la base de los métodos de barrido hacia adelante y hacia atrás (Forward-Backward Sweep en inglés) que básicamente consiste en dos procesos: inicialmente se establecen las corrientes de nodos y ramas en cero, y con la tensión del nodo de la subestación se calculan las tensiones de los nodos subsecuentes hasta los nodos finales (barrido hacia adelante – forward sweep en inglés). Luego con las tensiones estimadas en los nodos finales se calculan las corrientes de dichos nodos, que se suman en las ramas y con las cuales se calculan las tensiones de los nodos aguas arriba hasta llegar al nodo de la subestación (barrido hacia atrás – backward sweep en inglés). Hay varias propuestas para estos métodos de barridos. Algunos suman las corrientes, otros suman las potencias de las ramas [32]. En [25], el criterio para finalizar la iteración es que la diferencia de tensiones de los nodos finales en dos iteraciones sucesivas esté dentro de un límite establecido, mientras que en [41] se evalúa la diferencia de tensión en todos los nodos. En [32] se evalúa la diferencia de potencias en todos los nodos, y en [42], [43] el criterio de finalización es la diferencia de tensión o de corrientes en el nodo de la subestación.

Entre los métodos de solución directa se encuentra el método de flujo de carga de incrustación holomorfa (HELM por sus siglas en inglés), el cual propone una solución analítica al problema de flujo de carga [44]. La idea es que, si el problema inicial se incluye en un problema más general, se podría encontrar la solución del primero solucionando el segundo, para lo cual hace uso de las propiedades de las funciones holomorfas, que son derivables en el dominio complejo. El ejercicio no es simple, inicialmente se convierten las ecuaciones de potencia en unas expresiones con tensión dependientes de una variable compleja s . Luego se calcula la solución para $s = 0$, lo cual según [44] sería trivial pues la función se convertiría en lineal en este punto; posteriormente se realiza una expansión de la solución utilizando la serie de Taylor y con la solución anterior se encuentra la constante para $s = 1$. Posteriormente, con esta solución se encuentra la constante

para $s = 2$ y así progresivamente para las constantes de la orden siguiente en la serie, según la precisión que se requiera (el autor considera que este método no es iterativo porque la matriz inicial permanece constante). El método puede concluir en que a) no converge (solución fantasma), b) hay una solución que no es viable físicamente (solución negra) o c) hay una solución viable (solución blanca). Este método es prometedor para problemas que necesiten solución en tiempo real, aunque como se verá más adelante su aplicación en redes de distribución aún está en proceso de investigación.

Entre los ejemplos de métodos heurísticos para solución del problema de flujo de carga en sistemas trifásico se encuentran el algoritmo genético y el de optimización por enjambre de partículas (GA y PSO por sus siglas en inglés respectivamente) [45], [46]. En GA se inicia con conjunto de posibles soluciones (cromosomas), luego se evalúa la conveniencia de cada cromosoma del conjunto (población) inicial según el problema planteado, luego se generan nuevos cromosomas para generar una nueva población combinando los cromosomas anteriores según una probabilidad de acuerdo a cómo se ajustan a la solución del problema. Esto se repite hasta encontrar la mejor solución [45]. En PSO se inicia con un conjunto aleatorio de posibles soluciones (partículas) para las cuales se definen dos vectores, uno de posición y otro de velocidad. En cada paso del proceso iterativo se calcula la mejor posición de cada partícula y la mejor posición entre todas las partículas y se recalculan los vectores con unas relaciones de pesos, constantes y valores de probabilidad establecidas para los vectores de posición y velocidad. Se espera que en iteraciones sucesivas el conjunto de soluciones tiendan a acercarse a la solución óptima de acuerdo a la formulación de la relación establecida [46].

2.3 ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS DE ELÉCTRICOS

2.3.1 Definición

De manera general la Estimación de estado es el proceso de asignar valor a una variable de estado en un sistema basado en medidas del mismo sistema según unos criterios establecidos para prevenir que errores incluidos en las medidas generen una imagen distorsionada del sistema y dificulten el procesamiento posterior de los datos [16].

La estimación de estado combina la información de la topología del sistema actual con medidas en tiempo real de diferentes calidades para proveer la mejor estimación estadística del estado del sistema [11].

En sistemas de eléctricos la Estimación de estado se entiende como un método computacional que utiliza toda la información conocida sobre una red en operación para obtener el estado interno más probable del sistema [15]. Las variables que representan el estado de un sistema eléctrico pueden ser sus tensiones y ángulos de los nodos, o las magnitudes y ángulos de las corrientes de las ramas, o sus potencias [15].

Las mediciones de los valores mencionados pueden ser obtenidos en tiempo real mediante un sistema SCADA, pero pueden tener errores por [16]:

- Los errores inherentes de los transformadores de instrumentos, que además pueden estar saturados.
- La clase de precisión de los transformadores de corriente (CT) y de potencial (PT) implementados en campo.
- El deterioro con el tiempo y factores medioambientales, particularmente de la temperatura, de las características de los CT y PT.
- Errores no lineales de transductores de los CT y PT, particularmente en condiciones de baja carga o de sobrecarga.
- Ruido electromagnético introducido por los alrededores de los canales de comunicación, particularmente en los transductores análogos de 4-20mA.
- Pérdida de datos debido a fallas en los canales de comunicación.
- Sesgo en el tiempo de los datos presentados por el SCADA debido a que no todos los puntos se muestrean simultáneamente.

Dependiendo del marco temporal en el que las variables de estado se actualizan algunas estrategias de estimación serán más adecuadas que otras, por lo cual la Estimación de estado se puede clasificar como sigue (entre paréntesis sus siglas en inglés) [47]:

- *Estimación de Estado Dinámica (DSE)*. Evalúa el estado del sistema en condición de operación transitoria, para lo cual se incluyen ecuaciones algebraicas asociadas tanto a los

flujos de potencia de la red como al estator de los generadores. Las únicas medidas adecuadas para este tipo de análisis son las entregadas por sincrofasores.

- *Estimación de Estado Asistida por Pronóstico (FASE)*. Evalúa el estado del sistema en condición de operación cuasi-estacionaria, en el que el cambio del punto de operación es lo suficientemente lento, impulsado por variaciones estocásticas en la demanda y generación de potencia, de tal manera que la dinámica de los generadores puede ser despreciada. En este caso los valores actuales se calculan a partir de promedios ponderados de los valores pasados más recientes.
- *Estimación de Estado de Seguimiento (TSE)*. Asume una condición de operación cuasi-estacionaria pero donde el estado del sistema solo cambia por la adición de ruido blanco Gaussiano.
- *Estimación de Estado Estático (SSE)*. En esta clasificación se asume que durante la adquisición y procesamiento de datos no se presentan cambios en el sistema.

Dependiendo del tipo de sistema sobre el que se realiza el análisis, también se les clasifica como Estimación de Estado para Sistemas de Transmisión y Estimación de Estado para Sistemas de Distribución (*TSSE* y *DSSE* respectivamente por sus siglas en inglés) [11].

2.3.2 Aplicación

La Estimación de estado está establecida como un componente de misión crítica de la operación de los sistemas de transmisión y es ampliamente utilizada en todos sus centros de control. Sin embargo, esta situación no es igual para los sistemas de distribución, donde hay pocos ejemplos de implementaciones más allá de ambientes de investigación. No obstante, también hay un consenso en la industria de que la Estimación de estado será requerida muy pronto en sistemas de distribución para manejar la alta complejidad que impone el crecimiento de penetración de los DER [15], [11], [16].

Los resultados de la Estimación de estado en los sistemas de transmisión son utilizados para funciones en tiempo real como son el flujo de carga óptimo, flujo de carga con restricciones de seguridad, análisis de contingencia y despacho económico de carga [11], [16].

Entre los servicios que se visionan para la Estimación de estado en los sistemas de distribución están el conocimiento preciso de la situación provocada por la intermitencia de los DER, el impacto en el flujo de carga y niveles de tensión antes de iniciar un proceso de restauración ya sea manualmente o mediante sistemas de automatización de la distribución. También, será indispensable en otros procesos como la optimización de la gestión de tensión y potencia reactiva, la proyección de carga y la proyección de DER a corto plazo [11].

2.3.3 Modelado

El estado de un sistema de distribución (flujos de corrientes, potencias, pérdidas y regulación de tensión) se puede determinar conociendo el nivel de tensión y ángulo por fase de todos los nodos de la red, utilizando las leyes de Kirchhoff y los parámetros eléctricos de las líneas de la red.

Si se identifica entonces como las variables de estado al conjunto de tensiones (magnitud y ángulo) trifásicas de todos los n nodos de una red, el conjunto de m medidas con errores, los errores de las m medidas y las relaciones entre las variables de estado y las medidas como sigue:

$$\text{Variables de estado: } [\mathbf{V}_{abc}]_n = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a^1 \\ \vdots \\ \mathbf{V}_c^n \end{bmatrix} \quad (35)$$

$$\mathbf{V}_k^i = V_k^i \angle \delta_k^i \quad k = \text{fase } a, b, c \quad i = 1, \dots, n \text{ nodos}$$

V : magnitud de tensión δ : ángulo de tensión

$$\text{Medidas: } [z]_m = \begin{bmatrix} z_1 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} \quad z \in \{V, I, P, Q\} \quad m: \text{ número de medidas} \quad (36)$$

$$\text{errores: } [e]_m = \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} \quad (37)$$

$$\text{Relación de las variables de estado con las medidas: } [h]_m = \begin{bmatrix} h_1([\mathbf{V}_{abc}]_n) \\ \vdots \\ h_m([\mathbf{V}_{abc}]_n) \end{bmatrix} \quad (38)$$

El modelo quedaría como:

$$[z]_m = [h]_m + [e]_m \quad (39)$$

Organizando la ecuación 36 se obtiene:

$$[e]_m = [z]_m - [h]_m \quad (40)$$

La ecuación (40) indica que si se determina el conjunto de valores $[V_{abc}]_n$ que minimice $[e]_m$ se estima el estado probable del sistema.

2.4 OPTIMIZACIÓN MATEMÁTICA

2.4.1 Definición

La Optimización Matemática o Programación Matemática es una parte de la Matemática Aplicada que trata de resolver problemas de decisión en los que se deben determinar acciones que optimicen (maximizando o minimizando) un determinado objetivo, de tal manera que satisfaga ciertas limitaciones en los recursos disponibles [48].

Un problema de optimización tiene la siguiente forma:

$$\begin{aligned} & \text{minimizar } f_0(x) \\ & \text{sujeto a} \\ & f_i(x) \leq b_i, \quad i = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (41)$$

Donde el vector $x = (x_1, \dots, x_n)$ es la variable de optimización del problema, la función $f_0: \mathbf{R}^n \rightarrow \mathbf{R}$ es la función objetivo, las funciones $f_i: \mathbf{R}^n \rightarrow \mathbf{R}, i = 1, \dots, m$ son las funciones de restricción, todas reales de n variables, las cuales pueden ser de igualdad o desigualdad, y las constantes b_1, \dots, b_m son los límites o fronteras de las restricciones [49].

Se le llama solución óptima al problema de la ecuación (41) a un vector x^* que resulte f_0 como el menor valor entre los resultados de todos los vectores que satisfagan las restricciones

establecidas, es decir que, para cualquier z con $f_1(z) \leq b_1, \dots, f_m(z) \leq b_m$ tenemos que $f_0(z) \geq f_0(x^*)$ [49].

Los problemas de optimización se clasifican en diferentes familias, dependiendo de las características de las funciones de optimización y de restricción.

Por ejemplo, si las funciones objetivo y de restricción de la ecuación (41) satisfacen las condiciones expresadas en la ecuación (42), se clasifica como un *problema de optimización convexo*. En caso contrario, se clasifica como *no convexo* [49]:

$$\begin{aligned} f_i(\alpha x + \beta y) &\leq \alpha f_i(x) + \beta f_i(y) \\ \forall x, y \in \mathbf{R}^n, \alpha, \beta \in \mathbf{R} \text{ con } \alpha + \beta &= 1, \alpha \geq 0, \beta \geq 0 \end{aligned} \quad (42)$$

Si las funciones objetivo y de restricción de la ecuación (41) satisfacen la condición de linealidad expresada en la ecuación (43) se clasifica como un *problema de optimización lineal*. En caso contrario se clasifica como un *problema no lineal* [49]:

$$\begin{aligned} f_i(\alpha x + \beta y) &= \alpha f_i(x) + \beta f_i(y) \\ \forall x, y \in \mathbf{R}^n, \alpha, \beta \in \mathbf{R} \end{aligned} \quad (43)$$

El problema definido en (41) también se puede clasificar como problema de *optimización entera o continua* dependiendo si algunas de las componentes de x son enteras o no [48].

Un panorama más completo de la clasificación de los problemas de optimización se muestra en la Figura 10, tomado de [50].

2.4.2 Aplicación

La Optimización Matemática se puede aplicar en cualquier campo de la ciencia en que se busque maximizar o minimizar un resultado siempre de un modelo que se pueda expresar matemáticamente en la forma indicada en la ecuación (41).

Son variadas sus aplicaciones, como configuraciones de mínima energía de estructuras generales, desde moléculas en suspensión hasta puentes, o maximizar ganancias o minimizar costos económicos o de inversión en el ámbito comercial o financiero [51].

En el área de los sistemas eléctricos la Optimización Matemática se aplica en labores de planeación de sistemas de potencia, expansión de la generación, proyección de la demanda, despacho económico de la energía, programación del mantenimiento, control de la energía reactiva, diagnóstico de fallas y estabilidad de los sistemas de potencia entre otros [52].

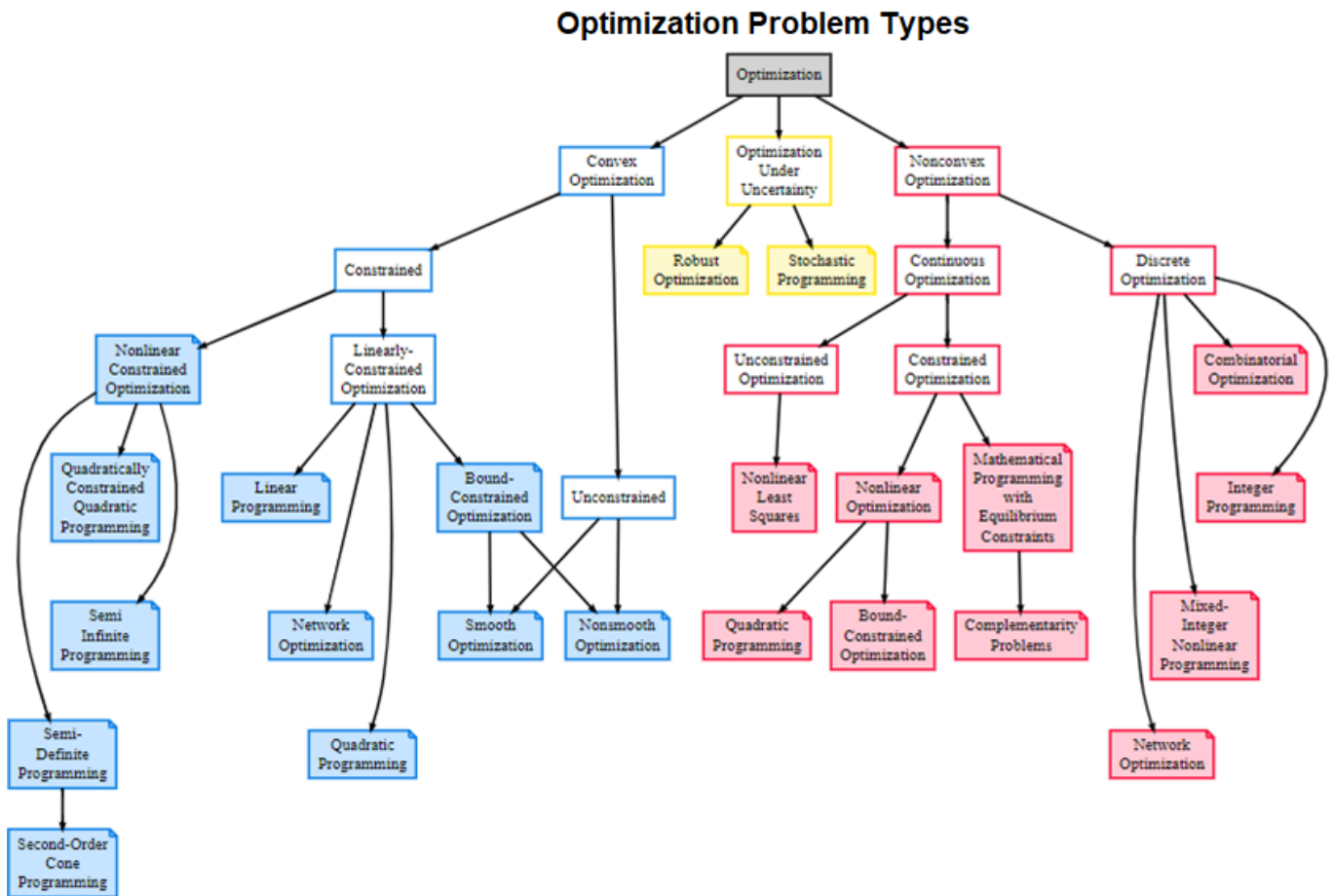


Fig. 9 Tipos de problemas de optimización. Tomado de [50]

2.4.3 Modelado

Para solucionar un problema mediante programación matemática primero hay que expresar el sistema bajo estudio en términos matemáticos, es decir que hay que expresar en términos matemáticos el objetivo, las variables y las restricciones del problema [50]:

- El **objetivo** es la medida cuantitativa de desempeño del sistema que se desea maximizar o minimizar. Por ejemplo, las ganancias o costos de producción.
- Las **variables** son los componentes del sistema acerca de los cuales queremos encontrar los valores. Por ejemplo, la cantidad de cada recurso consumido.
- Las **restricciones** son las funciones que definen la relación entre las variables y sus valores permitidos. Por ejemplo, la cantidad de recursos limitados por un presupuesto.

Luego, con base en la naturaleza de las variables y la formulación de las funciones objetivo y de restricciones se identifica el tipo de problema planteado entre los indicados en la Figura 10.

Finalmente hay que aplicar el método más adecuado para solucionar el tipo de problema identificado.

Generalmente las soluciones a los problemas de optimización se obtienen mediante métodos numéricos o algorítmicos. No hay un método único para resolver los problemas de optimización, de hecho puede que algunos algoritmos sean eficientes para determinados problemas y quizás no hallar la solución para otros. Es responsabilidad del usuario la selección del algoritmo apropiado al problema que se desee aplicar [53].

Un procedimiento genérico de solución de problemas mediante optimización matemática se ilustra en la Figura 10.

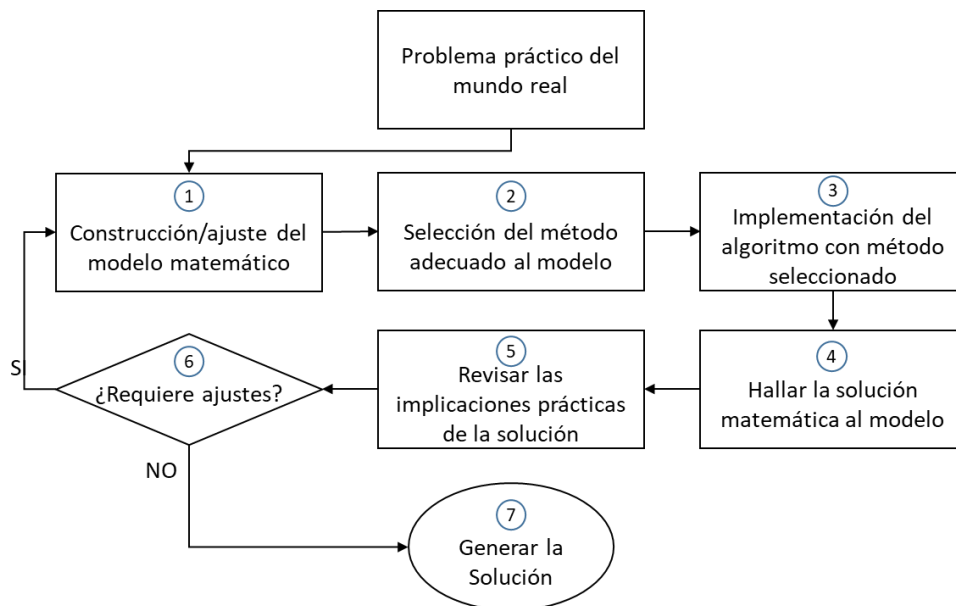


Fig. 10 Flujograma solución de problemas con técnicas de optimización. Con información de [53] y [54]

3. ESTADO DEL ARTE

3.1 FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS TRIFÁSICOS

Esta sección se limita a revisar la literatura científica acerca de flujo de carga en sistemas de distribución que incluya generación distribuida o DER y que haya sido publicada a partir del 2018. El objetivo es analizar los aspectos contemplados en la formulación de los flujos de carga propuestos y si consideran los nuevos modos de operación de DER establecidos en el estándar IEEE 1547 [12]. Las investigaciones publicadas antes del 2018 no contemplen estos modos de operación como se puede comprobar en [55] y [56].

En [40], [57] y [58] aunque sus títulos indican que son modelos de flujo de carga para sistemas trifásicos, las pruebas que presentan son sobre modelos de redes monofásicas o la versión monofásica de una red trifásica.

Ninguno de los artículos revisados indica de manera explícita que los algoritmos propuestos identifican la topología de la red sobre la cual trabajarán. Sin embargo, [59], [60], [61], [62], [40], [57], [63], [64] y [65] presentan casos de prueba con varios modelos de redes de prueba, a diferencia de [66], [34], [67], [68] y [58] que solo se presentan un caso de prueba, por lo cual se asume que los primeros pueden identificar la topología.

Todos los artículos revisados excepto [58] trabajan con generación distribuida convencional, es decir, modelos propuestos antes del estándar IEEE 1547-2018. La propuesta de [58] se dedica exclusivamente a un modo de operación de DER de dicha norma: control Volt-Watt. La mayoría incluye el modo de operación PQ (potencias activa y reactiva constantes), lo que podría considerarse equivalente al modo de operación de factor de potencia constante de la norma IEEE 1547-2018. En [63] el modo de operación de los DER es PV (potencia activa y tensión constantes) pero no se modela como lo establecido en la mencionada norma.

Las estrategias presentadas en [59], [66], [62], [57], [63] y [64] se implementaron en alguna versión de MATLAB®. [61] lo hizo en Delphi®, [65] lo hizo con Julia y los demás no indicaron el lenguaje de programación utilizado.

Solo [65] menciona que está implementado en código que es abierto. Sin embargo, al tratar [61] de un software de código abierto, se sobreentiende que se tiene acceso al código en el repositorio del software. Los demás no informan acerca de la implementación de la estrategia en un código que pueda ser visto por terceros para su revisión.

La Tabla 6 presenta un resumen del análisis de la literatura científica presentado anteriormente. Esta Tabla analiza los aspectos claves en la formulación de flujo de carga, cuáles son considerados por los métodos propuestos en la literatura técnica y se compara la estrategia propuesta en esta investigación (EP en la tabla).

Tabla 6 Comparación de selección de estrategias de flujo de carga para redes de distribución con DER desde 2018

Aspectos	Literatura técnica														EP
	[59]	[66]	[34]	[67]	[60]	[65]	[62]	[61]	[40]	[57]	[68]	[58]	[63]	[64]	
Generales															
Modelo de red trifásica	√	√	√	√	√	√	√	√	X	X	√	X	√	√	√
Identificación de topología	√	--	--	--	√	√	√	√	√	√	--	--	√	√	√
Visualización de topología descubierta	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	√
Trabaja con cargas distribuidas	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	√
Generación Distribuida convencional	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	X	√	√	√
Standard IEE 1547-2018															
Diferenciación categorías A y B	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	√
Factor de potencia constante	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	X	X	√	√
Control Volt-Var	X	X	X	X	X	X	X	√	X	X	X	X	X	X	√
Control Watt-Var	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	√	X	X	√
Potencia reactiva constante	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	X	X	√	√
Potencia activa constante	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	X	X	√	√
Control Volt-Watt	X	X	X	X	X	X	X	√	X	X	X	X	X	X	√
Caso específico de BSS	X	X	X	X	X	X	X	√	X	X	X	X	X	X	√
Otros															
Código disponible	X	X	X	X	X	√	X	√	X	X	X	X	X	X	√
Solo software libre	X	X	--	--	--	√	X	√	--	X	--	--	X	X	√
Año	2018	2018	2019	2020	2020	2020	2020	2020	2021	2021	2021	2022	2022	2022	2022
Convención: √ (cumple) X (no cumple) – (no hay evidencia de que cumpla o no)															

3.2 ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS TRIFÁSICOS

A pesar de que la comunidad técnica y científica reconoce las posibilidades que puede brindar un estimador de estado para las redes de distribución, son muy pocas las implementaciones en entorno real las que se han realizado [15].

Es notable el incremento en el interés sobre el tema en los últimos años, lo que se puede apreciar en el número de resúmenes al respecto que se han publicado como [15], [69], [70], [71], [72] para citar algunos a partir de 2018.

En la literatura reciente se observa un relativamente alto nivel de propuestas de utilización de sincrofasores y de la infraestructura avanzada de medidas (PMU y AMI por sus siglas en inglés respectivamente) como apoyo a las medidas tradicionales realizadas con el SCADA [73], [74], [75], [76], [77], [78], [79], [80].

Respecto a las metodologías de estimación que se están presentando, las hay desde las que realizan mejoras a métodos que se podrían decir tradicionales [81], [82], [83], [84], [85], hasta las basadas en heurísticas de datos [86], [87], [88], [89].

Y aunque hay software comercial que incluyen la estimación de estado en redes de distribución [21], [22], es difícil conseguir código publicado de métodos de estimación de estado [15], [90], el primero basado en Matlab/Octave y el segundo requiere de la plataforma PowermodelsDistribution [91] la cual a su vez depende de PowerModels [92].

Un recurso que el autor ha encontrado bastante útil en su proceso de investigación es [93] que aunque presenta ejemplos muy específicos, ofrece las bases para desarrollar una estrategia más genérica.

4. PROPUESTA

4.1 ESTRATEGIA PARA EL FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS TRIFÁSICOS CON DER MODELADAS SEGÚN ESTÁNDAR IEEE 1547-2018

En esta investigación se propone presentar una estrategia de flujo de carga que contempla los requerimientos de las redes de distribución activas, particularmente en lo que se refiere a la implementación de los modos de operación de los DER según el estándar IEEE 1547-2018.

En la Tabla 6 se resaltaron los principales aspectos que considera la estrategia propuesta y que no son tenidos en cuenta por los métodos propuestos en la literatura técnica. Estos aspectos, están relacionados principalmente con los diferentes modelos de control de los DER que contempla el estándar 1547-2018. La Figura 11 presente el diagrama por bloques funcionales de la estrategia de flujo de carga propuesta.

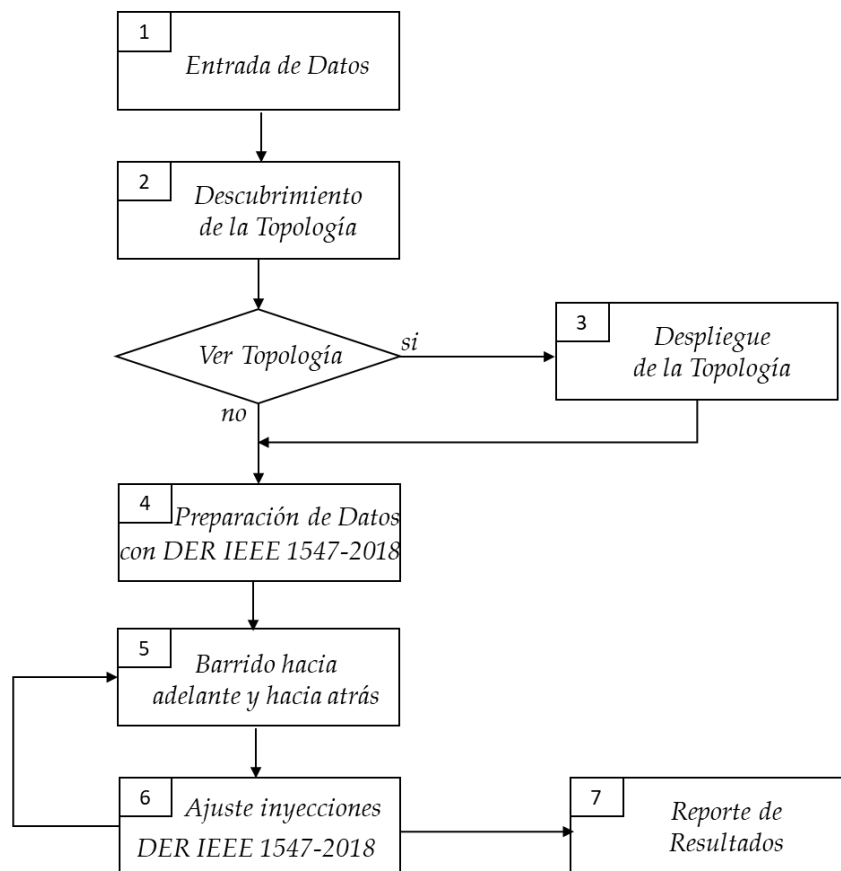


Fig. 11 Estrategia propuesta para flujo de carga trifásico con DER IEEE 1547-2018

A continuación, se detallan cada uno de los bloques funcionales que se plantean en esta estrategia.

4.1.1 Entrada de Datos

En este bloque funcional se indican los tipos de las líneas, transformadores, reguladores, switches, DER a utilizar con sus características eléctricas, los segmentos de líneas que conforman la red (nodo de inicio y fin, tipo de línea o equipo de interconexión y longitud), el nodo de la subestación con sus valores nominales (potencia y tensión) y los nodos donde se conectarán los DER.

Los parámetros necesarios a ingresar de los DER dependen del modo de operación [12] los cuales se detallan más adelante.

En este bloque se verificará que los datos ingresados sean coherentes para poder proceder con los siguientes bloques funcionales.

4.1.2 Descubrimiento de la Topología

En este bloque funcional se analiza la información de infraestructura de la red ingresada en la función anterior (segmentos de línea, switches, transformadores, reguladores y cargas distribuidas), para identificar los nodos de la red, sus interconexiones y categorizando los nodos como extremos, de bifurcación e intermedios y se enumeran de manera ordenada de acuerdo a dicha categorización.

Esta función también identifica si hay bucles en la topología descubierta. La estrategia que se propone en esta investigación se limita a redes de distribución trifásicas radiales, y si hay nodos o segmentos de líneas que no están conectados en red con la subestación no son considerados en el flujo de carga. Tampoco se incluye el análisis de alimentadores multicircuitos..

En esta investigación se modela la carga distribuida en un segmento de línea como una carga puntual aplicada a la mitad de la longitud del segmento como se muestra en la Figura 12. Esta estrategia disminuye la posibilidad de error al momento analizar redes de distribución que incluyan DER, pues es posible que se presenten flujos de potencia en ambas direcciones, lo cual no sería afectado por el modelo a emplear.

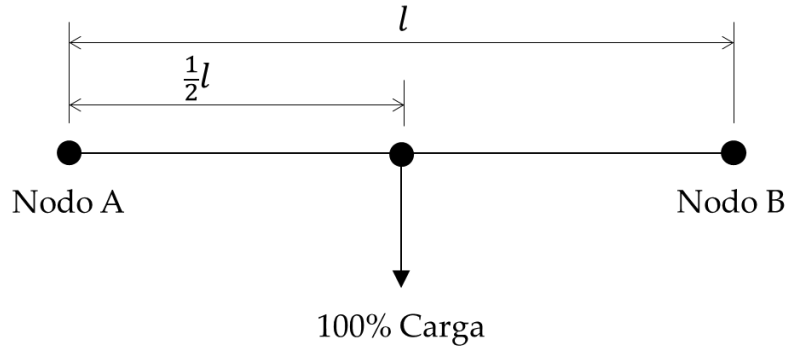


Fig. 12 Modelado de cargas distribuidas.

4.1.3 Despliegue de la Topología

En este bloque funcional se despliegan las topologías descubiertas en la función anterior: Ingreso de información, depuración de segmentos aislados y adición de nodos auxiliares para representar las cargas distribuidas.

Como se entiende de la Figura 11, este bloque funcional se activará de acuerdo a las opciones ingresadas en el bloque de entrada de datos, y se puede omitir en caso que se desee, por ejemplo, cuando se quiera correr varios flujos de cargas consecutivos sobre una misma red.

Se ha observado que este bloque funcional es de gran utilidad porque en caso de que haya errores en el ingreso de la topología permite que el usuario los pueda detectar y corregir antes de la ejecución como tal del flujo de carga.

4.1.4 Preparación de Datos integrando DER según IEEE 1547-2018

En este bloque funcional se preparan los datos para ser utilizados en los procesos de barridos hacia adelante y hacia atrás para encontrar el punto de operación de la red.

Con base en la topología descubierta se arman las matrices de impedancia y admitancia de la red, según los datos ingresados. Con esta información y las impedancias de los transformadores, switches y posición de los taps se construyen las matrices de líneas que se utilizarán en el proceso de barrido.

Se establecen los valores iniciales de las potencias de las cargas según los datos ingresados y se identifican su tipo de conexión (estrella, delta, trifásico, monofásico), a qué nodos y fases están conectadas y los tipos de cargas (PQ, I o Z constantes).

También, se establecen las diferentes constantes que se utilizarán para modelar el comportamiento de las cargas (I o Z constantes) con respecto a los niveles de tensión de los nodos donde estén conectados. Las constantes se definirán con la potencia asignada a la carga y el nivel de tensión base del nodo donde está conectada la carga según las ecuaciones (44) y (45).

$$Z_{cte} = \frac{(V_{base})^2}{S_{load}} \quad (44)$$

$$I_{cte} = \frac{abs(S_{load})}{V_{base}} \quad (45)$$

La impedancia constante se modela como un número complejo mientras que la corriente constante se modela con su magnitud solamente.

Los capacitores se modelarán como impedancias constantes, con potencia activa cero.

$$X_{cte} = \frac{(V_{base})^2}{Q_{load}} \quad (46)$$

Respecto a los DER, la potencia que inyectan a la red se modelará como carga PQ negativa, y los valores iniciales se establecerán de acuerdo a su modo de operación así:

- Para los DER en modos de potencias activas y reactivas constantes, se asignarán los puntos de operación establecidos en los datos de entrada.
- Para los DER en modo de factor de potencia constante se calcula la potencia reactiva con base en la potencia activa y el factor de potencia establecidos.
- Para los modos controlables, si no tiene una potencia inicial establecida, se asignará el valor medio entre sus capacidades de potencia máxima y mínima.

Los valores de potencia permanecen fijos durante todo el proceso para los DER en modos de potencia constante. Para los demás varía de acuerdo el modelo de cada DER y del valor que tome la variable de control en el nodo donde esté conectado.

Finalmente, se establecen las tensiones y corrientes de todos los nodos y ramas en cero como preparación para el proceso de barrido.

4.1.5 Barrido iterativo

En este bloque funcional tiene un proceso iterativo: primero se calculan las tensiones de todos los nodos partiendo desde la subestación (barrido hacia adelante), y luego se calculan las corrientes y se actualizan los valores de las tensiones de los nodos partiendo desde los nodos extremos hasta la subestación (barrido hacia atrás) mediante las ecuaciones (13) y (12), respectivamente. Si las tensiones de fases del nodo subestación calculadas difieren de los valores establecidos en los datos de entrada más allá de una tolerancia permitida, se repite el proceso de barrido hacia adelante con las corrientes previamente calculadas, hasta que las diferencias de tensiones en la subestación estén dentro de la tolerancia permitida, o se supere el número máximo de iteraciones, como se ilustra en la Figura 13.

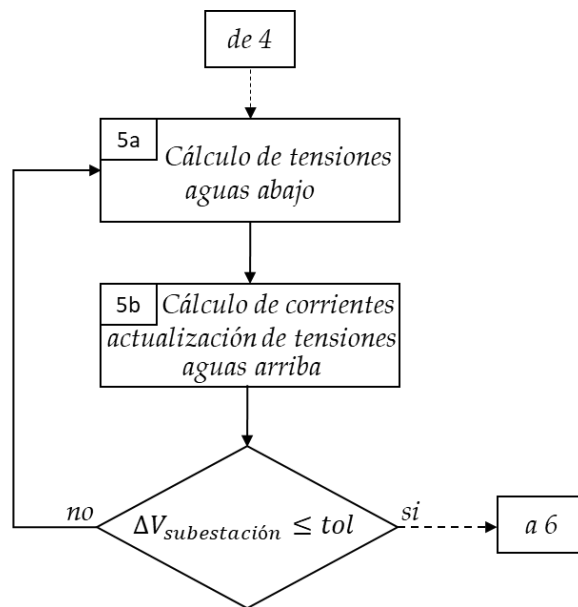


Fig. 13 Flujograma general de la función Barrido iterativo.

En el barrido hacia adelante las tensiones se calculan utilizando la ecuación (13), que para cada segmento de línea implica las tensiones por fase del nodo inicial, las corrientes por fase de la línea de interconexión vistas en el nodo final y las matrices generalizadas [a] y [b] según el tipo de

conexión entre los nodos (línea, switch, transformador, regulador) calculadas en el proceso de preparación de datos.

La tensión para todas las fases del nodo de la subestación será la registrada a la entrada de los datos, con los ángulos de fases a, b y c en 0° , -120° y 120° , respectivamente.

Como en la función anterior establecieron las corrientes de las ramas en cero, esto significa que en la primera ejecución de esta función a todos los nodos se les asigna la tensión de la subestación, pero de todas maneras realiza el proceso de cálculo de manera sistematizada para que en las próximas ejecuciones se actualicen los valores de las tensiones automáticamente.

En el barrido hacia atrás se calculan las corrientes de los nodos finales con base en las tensiones obtenidas en el barrido hacia adelante y las cargas de cada nodo según su conexión y tipo así:

- Para cargas de potencias constantes se utiliza la ecuación (30)
- Para cargas con impedancias constantes y condensadores se utiliza la ecuación (31)
- Para cargas de corriente constante, la magnitud ya se conoce de entrada, y su ángulo se calcula con las ecuaciones (33) y (34).

Una vez obtenidas las corrientes de los nodos finales, se suman para cada nodo de cuerdo a si hay varias cargas definidas en un nodo (en el proceso de preparación de datos los DER fueron definidos como cargas puntuales con potencias negativas), y se realiza el cálculo de actualización de las tensiones en los nodos aguas arriba utilizando la ecuación (11) y las matrices generalizadas de los segmentos de línea que los interconectan.

Con las tensiones actualizadas se calculan las corrientes propias de los nodos, siguiendo el mismo procedimiento de los nodos anteriores, se suman las corrientes nodales y se procede a actualizar la tensión del nodo aguas arriba. El proceso continúa hasta llegar al nodo de la subestación.

Una vez actualizadas las tensiones de fase del nodo de subestación, se procede a comparar con la tensión establecida para este nodo en la entrada de datos, si la máxima diferencia es mayor que una tolerancia establecida, se procede a repetir el proceso de barrido hacia adelante, pero esta vez con las corrientes de ramas calculadas en el barrido hacia atrás que acaba de realizarse.

El proceso se repite hasta que las diferencias de las tensiones calculadas y establecidas para el nodo de subestación esté dentro de una tolerancia permitida.

4.1.6 Ajuste de Inyecciones DER IEEE 1547-2018

En este bloque funcional se verifica que, si después del proceso de barrido, las tensiones en los diferentes nodos que tienen DER variaron más allá de una tolerancia permitida, se actualizan las inyecciones de los DER de acuerdo a su modelado y se procede nuevamente el proceso de barrido. Este proceso se repite hasta que entre dos iteraciones consecutivas no haya diferencia en las tensiones de los nodos de los DER más allá de lo tolerado, como se ilustra en la Figura 14.

La actualización de las inyecciones de los DER se realiza conforme a los diferentes modos de control establecidos por la norma IEEE 1547-2018 como se detalla a continuación.

Para los DER en modo **potencia activa controlada por la tensión** se tienen en cuenta los parámetros de la Figura 8 y la tabla 5 extraída de la norma:

- Si las tensiones de fase en el nodo son menores a V_1 , se deja la potencia asignada
- Si las tensiones de fase en el nodo están entre V_1 y V_2 , se calcula la potencia según la curva especificada en la norma, que en forma analítica es dada por (47),

$$P_{calc} = \frac{1}{V_1 - V_2} [(V - V_2)P_n - (V - V_1)P_{min}], \quad (47)$$

y se compara con la potencia asignada. En caso que sea mayor, se actualiza el valor registrado con el valor de la potencia calculada.

- Si alguna tensión de fase del nodo está por encima de V_H , la norma indica que el DER debe cesar de entregar energía, por lo cual se actualizan la potencia activa y reactiva del DER como cero para el siguiente proceso de barrido. Esta condición puede cambiar en las siguientes iteraciones.

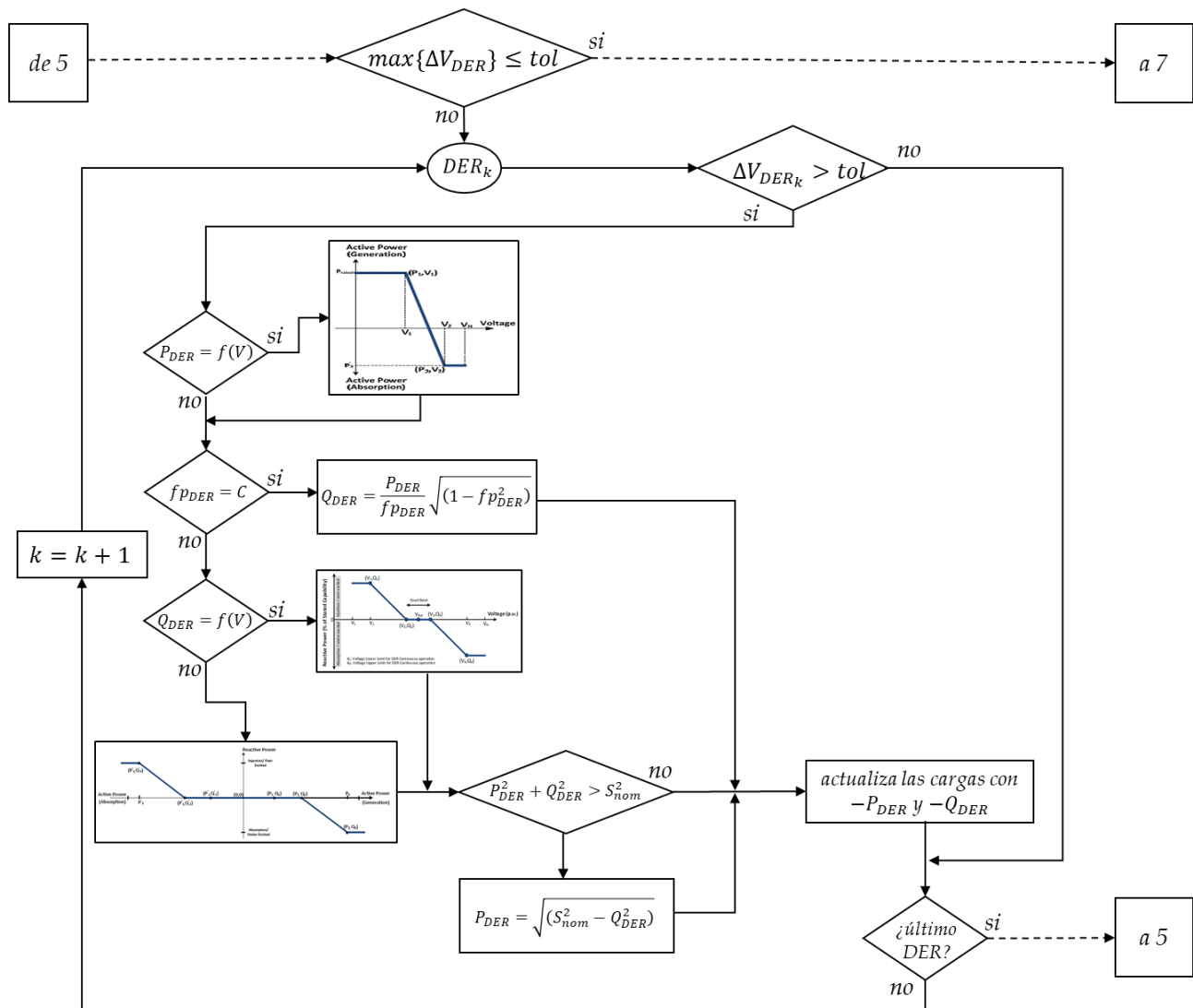


Fig. 14 Flujo de cálculo de actualización de DER con potencias variables. Con imágenes de [12].

Para los DER configurados en modo de **factor de potencia constante**, se verifica si la potencia del DER fue modificada en el paso anterior, en cuyo caso se ajusta con la ecuación (48).

$$Q_{DER} = \frac{P_{DER}}{fp_{DER}} \sqrt{1 - fp_{DER}^2} \quad (48)$$

Para los DER en modo de **potencia reactiva controlada por tensión** se tienen en cuenta los parámetros de la Figura 6 y la tabla 3 extraída de la norma:

- Si alguna tensión de fase del nodo está por debajo de V_L o por encima de V_H , la norma indica que el DER debe cesar de entregar energía, por lo cual se actualizan la potencia

activa y reactiva del DER como cero para el siguiente proceso de barrido. Esta condición puede cambiar en las siguientes iteraciones.

- Si las tensiones de fase del nodo están entre V_2 y V_3 , no se requiere inyección de potencia reactiva, por lo cual se establece la potencia reactiva en cero.
- Si las tensiones de fase están entre V_L y V_1 , se establece la potencia reactiva en Q_1 (inyectando reactivos).
- Si las tensiones de fase están entre V_4 y V_H , se establece la potencia reactiva en Q_4 (absorbiendo reactivos).
- Si las tensiones de fase del nodo están entre V_1 y V_2 , se establece la potencia reactiva según la ecuación (49), inyectando reactivos.

$$Q_{DER} = \frac{1}{V_1 - V_2} [(V - V_2)Q_1 - (V - V_1)Q_2] \quad (49)$$

- Si las tensiones de fase del nodo están entre V_3 y V_4 , se establece la potencia reactiva según la ecuación (50), absorbiendo reactivos.

$$Q_{DER} = \frac{1}{V_3 - V_4} [(V - V_4)Q_3 - (V - V_3)Q_4] \quad (50)$$

Para los DER en modo **potencia reactiva controlada por potencia activa** se tienen en cuenta los parámetros de la Figura 7 y la tabla 4 extraída de la norma:

- Si el DER está inyectando una potencia menor a P_2 no se requiere inyectar ni absorber potencia reactiva, se establece la potencia reactiva del DER en cero.
- Si el DER está absorbiendo potencia menor a P'_2 , no se requiere inyectar ni absorber potencia reactiva, se establece la potencia reactiva del DER en cero.
- Si el DER está inyectando potencia activa mayor a P_3 , se establece una absorción de potencia reactiva igual a Q_3 .
- Si el DER está absorbiendo potencia activa mayor a P'_3 , se establece una inyección de potencia reactiva igual a Q'_3 .
- Si la inyección de potencia activa está entre P_2 y P_3 , se establece una absorción de potencia reactiva según la ecuación (51).

$$Q_{DER} = \frac{1}{P_2 - P_3} [(P - P_3)Q_2 - (P - P_2)Q_3] \quad (51)$$

- Si la inyección de potencia activa está entre P'_2 y P'_3 , se establece una absorción de potencia reactiva según la ecuación (52).

$$Q_{DER} = \frac{1}{P'_3 - P'_2} [(P - P'_2)Q'_3 - (P - P'_3)Q'_2] \quad (52)$$

Si la potencia reactiva del DER ha cambiado, verifique que no se esté requiriendo más potencia aparente que la nominal, en cuyo caso se ajusta la potencia activa según la ecuación (53).

$$P_{DER} = \sqrt{(S_{DER_n}^2 - Q_{DER}^2)} \quad (53)$$

4.1.7 Cálculo de Potencias y Reporte de Resultados

En este bloque funcional se realizan los cálculos de los flujos de potencias y las pérdidas en las ramas. También, se calcula el total de las potencias activa y reactiva en el nodo de la subestación y se totalizan las pérdidas de potencia activa y reactiva según lo recomendado en [94] para su análisis y uso posterior.

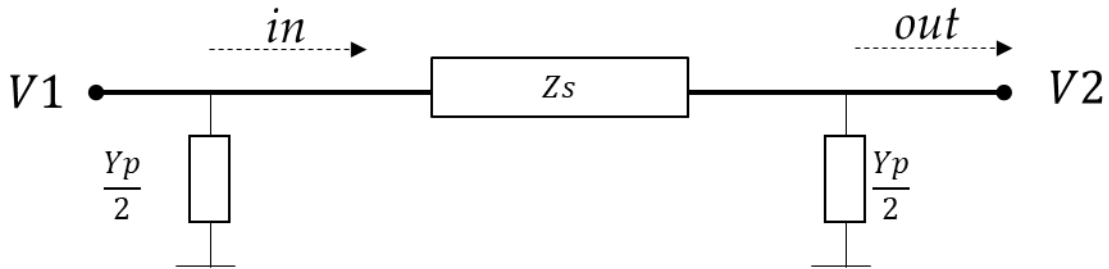


Fig. 15 Diagrama unifilar para representar los flujos en las líneas.

Para el cálculo de los flujos de potencias en las líneas se toma como referencia el diagrama unifilar de la Figura 15. La flecha marcada como *in* representa el sentido del flujo de potencia a la entrada del segmento de línea entre un nodo 1 y un nodo 2, la flecha marcada como *out* representa el flujo de salida. V1 y V2 son los niveles de tensión de los nodos 1 y 2.

Las potencias aparentes complejas de entrada y salida de la línea serán como se muestra en las ecuaciones (54) y (55), respectivamente.

$$\mathbf{S}_{in} = \mathbf{V}_1 \mathbf{I}_{in}^* \quad (54)$$

$$\mathbf{S}_{out} = \mathbf{V}_2 \mathbf{I}_{out}^* \quad (55)$$

Para calcular los valores por fase, se utilizan las tensiones de fase y las corrientes de línea de la respectiva fase obtenidas en la última iteración del barrido.

Las pérdidas de potencia activa se calculan como las restas de las potencias reales que entran y salen de la línea mediante la ecuación (56),

$$P_{loss} = Re(\mathbf{S}_{in}) - Re(\mathbf{S}_{out}) \quad (56)$$

La potencia total del circuito es la suma de las potencias que salen de la subestación, las cuales se calculan con la ecuación (54) aplicada a las líneas conectadas directamente a la subestación.

Las pérdidas totales corresponden a la suma de las pérdidas en las líneas de la red.

Para el reporte se eliminan los nodos auxiliares que se crearon para las cargas distribuidas, restaurando los segmentos de línea originales. Se toma el flujo de entrada de la primera mitad del segmento y el flujo de salida de la segunda mitad, y las pérdidas de cada mitad se suman.

Finalmente se presentan las potencias activas y reactivas inyectadas por cada DER, lo cual se obtiene de la matriz de cargas actualizada en la última iteración del proceso de barrido, a los cuales se les cambian el signo, quedando positivos como inyección del DER y negativos como absorción del DER.

4.2 ESTRATEGIA PARA LA ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS TRIFÁSICOS

En esta investigación se propone una estrategia de estimación de estado estático para redes de distribución trifásicas radiales.

La información que se utiliza como variables de estado de la red de distribución activa en esta investigación, son las magnitudes de tensión por fase de los nodos y sus respectivos ángulos.

La formulación propuesta está basada en mínimos cuadrados ponderados y su solución es determinada, mediante una herramienta de optimización matemática (solver) para sistemas no lineales. Las restricciones se basan en las leyes de Kirchhoff, y se propone establecer pesos por tipos de medidas: de tensión, de potencias medidas y pseudo-medidas.

Para su formulación, se supone que el operador tiene conocimiento pleno de la red, la cual puede cambiar durante la operación en cuanto a líneas activas, ya sea por fallas o por apertura de switches.

Para esta estrategia se trabaja con bloques funcionales como se muestra en la Figura 16, que permite la posibilidad de realizar cambios en algunos de los bloques sin afectar la operatividad del conjunto.

A continuación, se detallan cada uno de los bloques funcionales que se plantean en esta estrategia.

4.2.1 Entrada de Datos

Se propone inicialmente ingresar la información mediante archivos planos, lo cual es el método más abierto para interconectar sistemas. Dado que se plantea una solución modular, la función de entrada de datos puede cambiarse por otra que se conecte a una base de datos de algún SCADA. Esto no afecta la funcionalidad de los siguientes bloques funcionales. Los datos a ingresar son de dos tipos: de infraestructura y operativos.

Los datos de infraestructura son las configuraciones de las líneas y de los elementos de interconexión (transformadores, reguladores, switches), así como la tensión base de la subestación y la capacidad máxima de la subestación y los pesos que son asignados a los diferentes tipos de medidas.

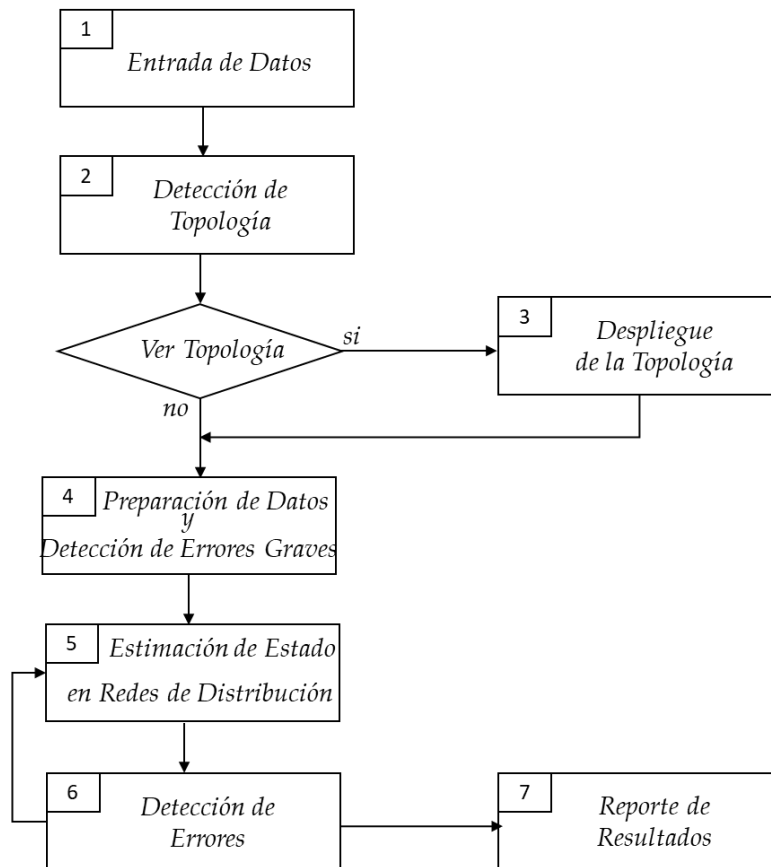


Fig. 16 Estrategia propuesta para estimador de estado en redes de distribución

Los datos operativos son, las mediciones, medidas virtuales y pseudo-medidas. Las mediciones son las magnitudes de tensión de los nodos, las potencias activas y reactivas en las líneas y el estado de los switches (abierto o cerrado). Se supone que, a excepción del nodo de subestación, todas las mediciones se realizan a la entrada del nodo, es decir, tomando como referencia la Figura 15, las medidas se hacen en el flujo de salida (out) de la línea. Este bloque funcional aprovecha gran parte de lo desarrollado para el proceso equivalente de la estrategia desarrollada para el flujo de carga.

4.2.2 Identificación de la Topología

En este bloque funcional se descubre la topología actual de la red con base en la información de la estructura básica de la red previamente conocida y las medidas obtenidas. Esto se hace mediante un recorrido desde los extremos de la red conocida y se verifica si hay medidas en dichos nodos. Si hay algún tipo de medida válida se considera que el nodo extremo está activo, si no se encuentra medida actual se considerará que el nodo está desconectado y se procederá con el siguiente nodo. A partir de los nodos que se hayan encontrado medidas se establece la topología. No es necesario que haya medidas en algunos nodos intermedios. La Figura 17, ilustra el proceso descrito anteriormente.

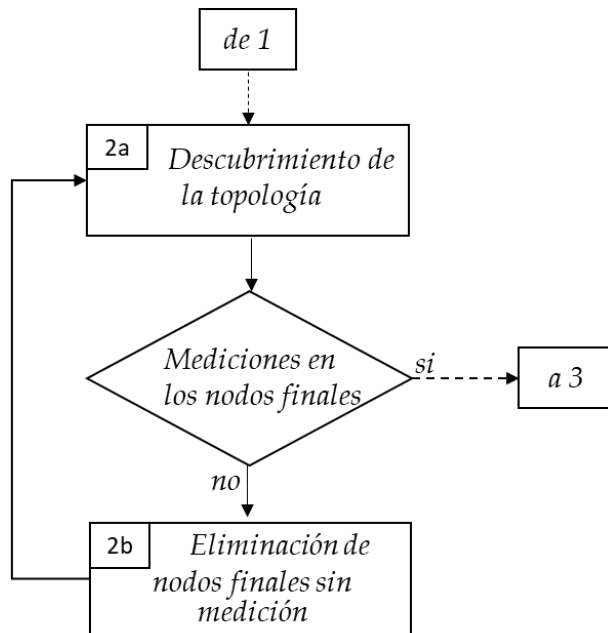


Fig. 17 Descubrimiento de la topología actual

El conocimiento previo de la topología incluye la existencia de switches, los cuales por telemedida informarán su estado (abierto/cerrado), lo cual se tiene en cuenta durante el descubrimiento de la topología. Es requisito para esta estrategia que los nodos extremos de la red cuenten con mediciones.

4.2.3 Despliegue de la Topología

En este bloque funcional se despliegan las topologías base y la identificada en función anterior con base en las medidas disponibles. Este bloque funcional es básicamente el mismo de la estrategia desarrollada para el flujo de carga.

4.2.4 Preparación de Datos y Detección de Errores Graves

En este bloque funcional se preparan los datos para ser utilizados por el estimador de estado, se analizan las medidas recibidas y se desechan aquellas que tienen errores evidentes.

La preparación de los datos básicamente consiste en pasar todos los valores recibidos en sus unidades correspondientes a por unidad, construir las matrices de admitancias mutuas y propias de cada una de las líneas que unen los nodos, y organizar vectores y matrices de nodos, líneas y valores medidos para pasarlos a la fase siguiente.

En este bloque también se identifican errores graves, los cuales se filtran para que no pasen a la siguiente fase. Los errores graves se identifican por:

- Magnitudes de tensión o corrientes negativas.
- Magnitudes de tensión del 150% o más de la tensión base de los nodos del sistema.
- Magnitudes de potencia por encima del 150% de la capacidad nominal del sistema.

Estado de los switches negativos,

4.2.5 Estimador de Estado para Redes de Distribución

Este bloque funcional se encarga de realizar el proceso de la estimación de estado, mediante la técnica de mínimos cuadrados ponderados. Se propone un modelo genérico, que trabaje con cualquier topología como se muestra a continuación:

- Se establecen cuatro matrices $n \times 3$ para las variables magnitud de tensión, ángulo de tensión, carga activa y carga reactiva de los n nodos de la red, y cuatro matrices $m \times 3$ para las variables de flujo de potencia activa y reactiva de bajada y de subida de las m

líneas de la red (el sentido de los flujos respecto a la subestación se indica en la Figura 18). Las tres columnas corresponden a cada una de las fases del sistema trifásico, independientemente que algunas líneas, nodos o cargas no cuenten con las tres fases completas.

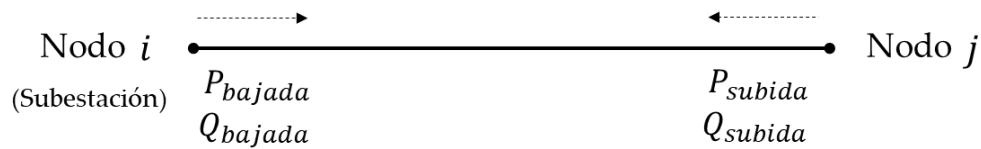


Fig. 18 Sentido de las variables de potencia de línea para el estimador de estado

- Las variables de tensión para el nodo de la subestación se fijan con el valor medido y con los ángulos 0° , -120° y 120° para sus tres fases, respectivamente. Los demás nodos toman como valor de arranque del proceso de optimización para las magnitudes de tensión las mediciones respectivas, y como ángulos, los mismos asignados al nodo de subestación en sus fases respectivas. En caso que no haya medidas de tensión se asumirá como valor de arranque la unidad (los cálculos se realizan en p.u.).
- Los valores de arranque de las potencias activas y reactivas de las cargas serán los valores medidos. Se asume que no hay cargas en el nodo de subestación, por lo cual, el valor de potencias activas y reactivas en este nodo se establecen fijas como cero.
- Se establece como función objetivo no lineal, minimizar la suma de las diferencias al cuadrado entre los valores medidos y los valores calculados de las variables multiplicados por el peso asignado a cada tipo de medida y una serie de restricciones para las potencias en las líneas y nodos como se indica a continuación.

Función objetivo:

$$\begin{aligned}
 f = & \sum_1^m w_{pq} (((P_{medido} - P_{calculado})_m^2 + (Q_{medido} - Q_{calculado})_m^2)_{abc}) \\
 & + \sum_1^m w_{pseud} (((P_{pseud} - P_{calculado})_m^2 \\
 & + (Q_{pseud} - Q_{calculado})_m^2)_{abc}) \\
 & + \sum_1^n w_v (((V_{medido} - V_{calculado})_m^2)_{abc})
 \end{aligned} \tag{57}$$

Donde w_{pq} , w_{pseud} , y w_v , corresponden a los pesos asignados a las mediciones de potencias, a las pseudomediciones y a las mediciones de tensión, m el número de líneas, n el número de nodos y abc indica que se realiza para cada fase en particular.

Restricciones para las líneas:

Por cada línea trifásica se aplican las ecuaciones (58) a (61).

$$\begin{aligned}
 Pdown_k - & V_{ik}V_{ia}Yp_{ma} \cos(angV_{ik} - angV_{ia} - angYp_{ma}) \\
 & - V_{ik}V_{ib}Yp_{mb} \cos(angV_{ik} - angV_{ib} - angYp_{mb}) \\
 & - V_{ik}V_{ic}Yp_{mc} \cos(angV_{ik} - angV_{ic} - angYp_{mc}) \\
 & - V_{ik}V_{ja}Ym_{ma} \cos(angV_{ik} - angV_{ja} - angYm_{ma}) \\
 & - V_{ik}V_{jb}Ym_{mb} \cos(angV_{ik} - angV_{jb} - angYm_{mb}) \\
 & - V_{ik}V_{jc}Ym_{mc} \cos(angV_{ik} - angV_{jc} - angYm_{mc}) = 0
 \end{aligned} \tag{58}$$

$$\begin{aligned}
 Qdown_k - & V_{ik}V_{ia}Yp_{ma} \sin(angV_{ik} - angV_{ia} - angYp_{ma}) \\
 & - V_{ik}V_{ib}Yp_{mb} \sin(angV_{ik} - angV_{ib} - angYp_{mb}) \\
 & - V_{ik}V_{ic}Yp_{mc} \sin(angV_{ik} - angV_{ic} - angYp_{mc}) \\
 & - V_{ik}V_{ja}Ym_{ma} \sin(angV_{ik} - angV_{ja} - angYm_{ma}) \\
 & - V_{ik}V_{jb}Ym_{mb} \sin(angV_{ik} - angV_{jb} - angYm_{mb}) \\
 & - V_{ik}V_{jc}Ym_{mc} \sin(angV_{ik} - angV_{jc} - angYm_{mc}) = 0
 \end{aligned} \tag{59}$$

$$\begin{aligned}
 Pup_k - & V_{jk}V_{ia}Ym_{ma} \cos(angV_{ik} - angV_{ia} - angYm_{ma}) \\
 & - V_{jk}V_{ib}Yp_{mb} \cos(angV_{ik} - angV_{ib} - angYm_{mb}) \\
 & - V_{jk}V_{ic}Yp_{mc} \cos(angV_{ik} - angV_{ic} - angYm_{mc}) \\
 & - V_{jk}V_{ja}Ym_{ma} \cos(angV_{ik} - angV_{ja} - angYp_{ma}) \\
 & - V_{jk}V_{jb}Ym_{mb} \cos(angV_{ik} - angV_{jb} - angYp_{mb}) \\
 & - V_{jk}V_{jc}Ym_{mc} \cos(angV_{ik} - angV_{jc} - angYp_{mc}) = 0
 \end{aligned} \tag{60}$$

$$\begin{aligned}
Qup_k - V_{jk}V_{ia}Ym_{ma} \sin(angV_{ik} - angV_{ia} - angYm_{ma}) \\
- V_{jk}V_{ib}Yp_{mb} \sin(angV_{ik} - angV_{ib} - angYm_{mb}) \\
- V_{jk}V_{ic}Yp_{mc} \sin(angV_{ik} - angV_{ic} - angYm_{mc}) \\
- V_{jk}V_{ja}Ym_{ma} \sin(angV_{ik} - angV_{ja} - angYp_{ma}) \\
- V_{jk}V_{jb}Ym_{mb} \sin(angV_{ik} - angV_{jb} - angYp_{mb}) \\
- V_{jk}V_{jc}Ym_{mc} \sin(angV_{ik} - angV_{jc} - angYp_{mc}) = 0
\end{aligned} \tag{61}$$

donde $Pdown_k$, $Qdown_k$, Pup_k y Qup_k corresponden a las potencias activas y reactivas de bajada y subida de la fase k de la línea entre los nodos i y j , V y $angV$ las magnitudes y ángulos de las tensiones en los nodos y fases respectivos. Ym_{mk} , $angYm_{mk}$, Yp_{mk} , $angYp_{mk}$ son las admitancias y ángulos de las admitancias mutuas y propias de la fase k de las mismas líneas.

Estas mismas restricciones se aplican para cada una de las líneas de dos fases y de una sola fase, eliminando de las ecuaciones los componentes de las fases no existentes en las líneas respectivas.

Restricciones para los nodos extremos:

Por cada fase que tengan los nodos extremos se aplican las ecuaciones (62) y (63).

$$-Pup_{mk} - Pload_{nk} = 0 \tag{62}$$

$$-Qup_{mk} - Qload_{nk} = 0 \tag{63}$$

donde $Pload_{nk}$ y $Qload_{nk}$ corresponden a las potencias activas y reactivas las cargas en la fase k del nodo n .

Restricciones para los nodos intermedios:

Por cada fase que tengan los nodos intermedios se aplican las ecuaciones (64) y (65).

$$Pload_{nk} + Pup_{nk} + Pdown_{nk} = 0 \tag{64}$$

$$Qload_{nk} + Qup_{nk} + Qdown_{nk} = 0 \tag{65}$$

Restricciones para los nodos de bifurcación:

Por cada fase que tengan los nodos de bifurcación se aplican las ecuaciones (66) y (67).

$$-Pup_{nk} - Pload_{nk} - \left(\sum_1^l Pdown_{nlk} \right) = 0 \quad (66)$$

$$-Qup_{nk} - Qload_{nk} - \left(\sum_1^l Qdown_{nlk} \right) = 0 \quad (67)$$

donde se tiene en cuenta la suma de todas las potencias activas o reactivas de la fase k de las ramas l conectadas al nodo n respectivo.

El paso siguiente es presentar como un problema de minimización de la función objetivo establecida, sujeto a las restricciones indicadas, de la manera requerida por el software de optimización a utilizar (*solver*), el cual tiene como único requerimiento que pueda solucionar problemas de sistemas no lineales.

4.2.6 Detección de Errores

En este bloque funcional se detectan los errores mediante el análisis de los residuos normalizados, seleccionando el mayor de ellos y verificando que esté por debajo de un umbral, típicamente establecido como 3 [95], que cubre el 99.7% de las variaciones normales:

$$r_i = z_i - h_i(\hat{x}), \quad i = 1, \dots, m \quad (68)$$

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sigma_r}, \quad i = 1, \dots, m \quad (69)$$

donde r_i es el residuo de la medida z_i respecto al valor que corresponde a esta medida con las variables de estado \hat{x} estimadas, y r_i^N el residuo normalizado calculado con la desviación estándar del conjunto de residuos σ_r .

Si r_k^N es el mayor de los residuos normalizados, y éste es mayor que 3, se sospecha que esta medición contiene errores grandes que pueden afectar la estimación de estado, por lo cual se desecha esta medición y se procede a ejecutar nuevamente el estimador de estado detallado en el apartado anterior. Este ciclo se detiene cuando todos los r_i^N sean menor o igual a 3.

4.2.7 Cálculos finales y Reporte de Resultados

En este bloque funcional se realizan los cálculos de las pérdidas de potencias activas para cada una de las fases de las líneas utilizando la ecuación (70) que hacen referencia a la Figura 18. Las pérdidas totales es la suma de cada una de las pérdidas de las líneas. Los valores de las variables de estado y de potencias calculadas se convierten de por unidad a sus unidades originales para su posterior análisis.

$$P_{p\acute{e}rdida} = P_{bajada} - P_{subida} \quad (70)$$

5. RESULTADOS

5.1 FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS TRIFÁSICOS

La estrategia planteada en esta investigación fue implementada con el lenguaje de programación Julia versión 1.6.3 [96]. Los códigos correspondientes a cada algoritmo se encuentran en el paquete de software desarrollado SimpleDistributionPowerFlow.jl que está disponible para uso público [97].

A continuación, se presenta un estudio de casos basado en el sistema de distribución IEEE 13 nodos, el cual es recomendado para validar la convergencia de estrategias de flujo de carga para sistemas desbalanceados [98]. Este sistema de distribución opera a un nivel de tensión de 4.16 kV y se caracteriza por ser altamente desbalanceado. Los parámetros del sistema y su topología están disponibles en [98], la topología empleada se muestra en la Figura 19.

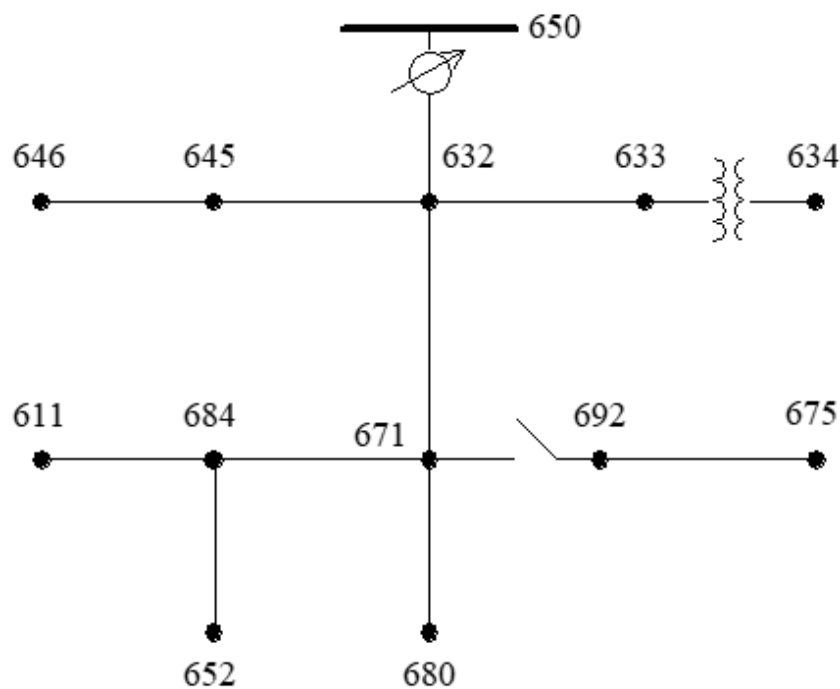


Fig. 19 Topología de la red de pruebas IEEE de 13 nodos utilizada para las pruebas. Tomada de [98]

A continuación, se presentan los escenarios con los que se valida la estrategia de flujo de carga propuesta:

- Escenario 1: se valida la estrategia propuesta con el sistema de distribución IEEE 13 nodos sin modificaciones. El objetivo es comparar los resultados obtenidos, con los reportados en [98] y determinar el error de estimación de la estrategia propuesta.
- Escenario 2: se valida la estrategia propuesta con el sistema IEEE 13 nodo modificado por la integración de un DER. Para este caso el tipo de DER se varía según las categorías establecidas en el estándar IEEE 1547 y se analiza su efecto sobre el sistema.

En las siguientes secciones se presentan los resultados obtenidos para cada escenario.

5.1.1. Resultados para escenario 1

La tabla 7 muestra los resultados de las tensiones publicados para la red IEEE-13 y los obtenidos con la ejecución de la estrategia de flujo de carga propuesta en esta investigación. Estos resultados son comparados con los resultados de flujo de carga publicados en [98]. Se observa, que la máxima desviación porcentual y absoluta de los resultados presentados con la estrategia y los valores publicados para la red IEEE-13 son 0.02% para la magnitud y 0.02° para los ángulos de tensión respectivamente.

Tabla 7 Comparación de resultados de tensiones de nodo escenario de prueba 1

Tensión	Estrategia propuesta						Resultados IEEE-13 publicados					
	Fase A		Fase B		Fase C		Fase A		Fase B		Fase C	
	mag.	ang.	mag.	ang.	mag.	ang.	mag.	ang.	mag.	ang.	mag.	ang.
REG	1.0625	0.00	1.0500	-120.0	1.0688	120.00	1.0625	0.00	1.0500	-120.00	1.0687	120.00
632	1.0210	-2.49	1.0420	-121.72	1.0175	117.83	1.0210	-2.49	1.0420	-121.72	1.0174	117.83
633	1.0180	-2.55	1.0401	-121.77	1.0149	117.83	1.0180	-2.56	1.0401	-121.77	1.0148	117.82
634	0.9941	-3.23	1.0219	-122.22	0.9959	117.35	0.9940	-3.23	1.0218	-122.22	0.9960	117.34
645	---	---	1.0329	-121.9	1.0155	117.86	---	---	1.0329	-121.90	1.0155	117.86
646	---	---	1.0311	-121.98	1.0135	117.90	---	---	1.0311	-121.98	1.0134	117.90
671	0.9900	-5.29	1.0529	-122.34	0.9779	116.03	0.9900	-5.30	1.0529	-122.34	0.9778	116.02
680	0.9900	-5.29	1.0529	-122.34	0.9779	116.03	0.9900	-5.30	1.0529	-122.34	0.9778	116.02
684	0.9881	-5.32	---	---	0.9759	115.92	0.9881	-5.32	---	---	0.9758	115.92
611	---	---	---	---	0.9739	115.78	---	---	---	---	0.9738	115.78
652	0.9825	-5.24	---	---	---	---	0.9825	-5.25	---	---	---	---
692	0.9900	-5.29	1.0529	-122.34	0.9779	116.03	0.9900	-5.31	1.0529	-122.34	0.9777	116.02
675	0.9835	-5.54	1.0553	-122.52	0.9760	116.04	0.9835	-5.56	1.0553	-122.52	0.9758	116.03

Por otra parte, la tabla 8 muestra los resultados de las corrientes de línea publicados para la red IEEE-13 y los obtenidos con la ejecución de la implementación de la propuesta realizada en esta investigación. Se observa que la máxima desviación absoluta de los resultados presentados con la estrategia y los valores publicados para la red IEEE-13 son 0.017% para la magnitud y 0.004° para los ángulos de corriente. La diferencia en presentada en los ángulos correspondientes a la línea 671-680 no son relevantes dado que la magnitud es cero.

Tabla 8 Comparación de resultados de corrientes de línea escenario de prueba 1

Corriente	Estrategia propuesta						Resultados IEEE-13 publicados					
	Fase A		Fase B		Fase C		Fase A		Fase B		Fase C	
	mag.	ang.	mag.	ang.	mag.	ang.	mag.	ang.	mag.	ang.	mag.	ang.
650-RG650	593.26	-28.57	435.61	-140.91	626.86	93.59	593.3	-28.58	435.61	-140.91	626.92	93.59
RG650-632	558.36	-28.57	414.86	-140.91	586.53	93.59	558.4	-28.58	414.87	-140.91	586.6	93.59
632-633	81.33	-37.74	61.12	-159.09	62.7	80.48	81.33	-37.74	61.12	-159.09	62.7	80.48
632-645	---	---	143.03	-142.66	65.21	57.83	---	---	143.02	-142.66	65.21	57.83
632-671	478.26	-27.02	215.12	-134.65	475.45	99.91	478.29	-27.03	215.12	-134.66	475.5	99.9
633-634	81.33	-37.74	61.12	-159.09	62.7	80.48	81.33	-37.74	61.12	-159.09	62.71	80.47
645-646	---	---	65.21	-122.17	65.21	57.83	---	---	65.21	-122.17	65.21	57.83
671-680	0	90.68	0	-40.94	0	-150.49	0	0	0	0	0	0
671-684	63.07	-39.11	---	---	71.15	121.62	63.07	-39.12	---	---	71.15	121.62
671-692	229.09	-18.16	69.61	-55.19	178.35	109.41	229.11	-18.18	69.61	-55.19	178.38	109.39
684-611	---	---	---	---	71.15	121.62	---	---	---	---	71.15	121.61
684-652	63.07	-39.12	---	---	---	---	63.07	-39.12	---	---	---	---
692-675	205.32	-5.13	69.61	-55.19	124.05	111.81	205.33	-5.15	69.61	-55.19	124.07	111.79

Así mismo, la tabla 9 muestra los resultados de potencia activa y reactiva total del circuito y sus pérdidas totales publicados para la red IEEE-13 comparadas con la potencia total obtenida por la propuesta de flujo de carga. La máxima desviación absoluta es de 0.098%, y se da en las pérdidas de potencias reactivas.

Tabla 9 Comparación de resultados de potencias totales escenario de prueba 1

Totales	Estrategia propuesta	Resultados IEEE publicados	Diferencias
Potencia Activa (kW)	3577.203	3577.191	0.000%
Potencia Reactiva (kVAr)	1724.376	1724.772	0.023%
Pérdidas P. Activa (kW)	111.027	111.063	0.032%
Pérdidas P. Reactiva (kVAr)	324.334	324.653	0.098%

Los resultados presentados muestran que la estrategia de flujo de carga estimó las variables de estado del sistema IEEE 13 nodos con un error adecuado, siendo este menor al 1%. También, se realizaron comparaciones con otros sistemas de distribución de prueba, cuyo resumen de

resultados de error para las tensiones se muestra en la tabla 10. Para la red IEEE-4 se realizaron pruebas para transformadores reductores con configuraciones gY-gY, Y-D, D-gY y D-D con cargas balanceadas y desbalanceadas. La máxima diferencia con los resultados publicados que se obtuvo fue de 0.17% para la magnitud de tensión en el circuito de 123 nodos y 0.14° para el ángulo de tensión para el circuito de 14 nodos con transformador D-D y carga balanceada.

Tabla 10 Diferencias máximas de resultados de estrategia de Flujo de Carga con otros alimentadores de prueba.

Alimentador de Prueba	Diferencias Máximas de Resultados con Estrategia Propuesta	
	Magnitud de Tensión	Ángulo de Tensión
IEEE-4 Nodos*	0.05%	0.14°
IEEE-34 Nodos	0.02%	0.01°
IEEE-123 Nodos	0.17%	0.07°

* Transformadores reductores gY-gY, Y-D, D-gY y D-D con cargas balanceadas y desbalanceadas

5.1.2. Resultados para escenario 2

Las tensiones para el sistema IEEE-13 estándar en el nodo 671 son 0.99 p.u., 1.0529 p.u. y 0.9779 p.u. para las fases a, b y c, respectivamente. Si a este nodo se conecta un DER categoría B en modo de potencia reactiva controlado por tensión (volt-var) con parametrización por defecto y cuya inyección sea trifásica, no inyectaría ni absorbería potencia reactiva, dado que la tensión promedio es 1.0069 p.u., que se encuentra entre V2 (0.92 p.u.) y V3 (1.02 p.u.). Sin embargo, si el DER es categoría A, tendría que absorber potencia, dado que estaría entre lo definido para V3 (1.0 p.u.) y V4 (1.1 p.u.) de esta categoría, por lo cual se realizará la prueba con un DER categoría A.

Conectando un DER en el nodo 671 con capacidad de 500 kVA, categoría A con parametrización estándar, en modo volt-var y que no controla las fases de manera independiente, la estrategia propuesta el DER se estabiliza entre la segunda y tercera iteración con una absorción trifásica de 38.72 kVAr como se detalla en la tabla 11, validándose la estrategia.

Tabla 11 Valores de tensión en el nodo 671 para el escenario de prueba 2

Iteración	Fase A	Fase B	Fase C	Tensión Promedio	Absorción requerida	Delta de Tensión
0	0.9900	1.0529	0.9779	1.0069	45.76	
1	0.9888	1.0518	0.9765	1.0057	37.62	0.0012
2	0.9890	1.0520	0.9768	1.0059	39.16	0.0002
3	0.9890	1.0519	0.9767	1.0059	38.72	0.0001
4	0.9890	1.0519	0.9767	1.0059	38.72	0.0000

5.2 ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS TRIFÁSICOS

La estrategia propuesta se implementó en el lenguaje de programación general Julia versión 1.6.3 [23] con las herramientas DataFrames.jl versión 1.4.3 [99], JuMP.jl versión 1.4.0 [100] y el paquete de optimización no lineal de punto interior Ipopt versión 3.14.4 [101].

Para mostrar el comportamiento de la estrategia de estimación de estado propuesta se utilizó la herramienta de flujo de carga desarrollada en la primera parte de esta investigación para generar los datos de referencia de evaluación, como se ilustra en la Figura 20. Al Flujo de Carga se le ingresa la información de estructura de red y las cargas en los nodos, este después de procesar los datos entregará el estado de la red, parte de la información de salida del Flujo de Carga (potencias activas y reactivas, y magnitudes de tensión) se tomarán como valores de mediciones que serán ingresados al Estimador de Estado.

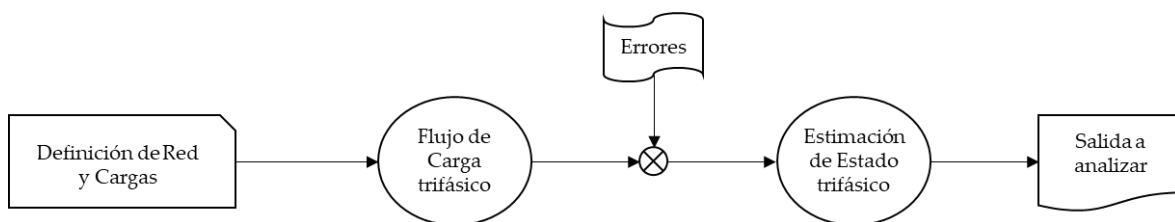


Fig. 20 Plan de pruebas del estimador de estado

Los datos de infraestructura son los correspondientes a la red de prueba IEEE de 13 nodos [98] cuya topología es la mostrada en la Figura 19.

Se revisaron cinco casos: el primero considerando que las mediciones no tienen error; el segundo considerando errores aleatorios en todos los nodos; para el tercer caso se consideraron errores de 50σ en mediciones específicas sin errores adicionales en los otros nodos; en el cuarto caso se consideraron errores de 50σ en mediciones específicas con errores aleatorios en todos los nodos; y en el quinto caso se consideraron dos errores de 50σ en la misma fase. Para cada uno de los casos se realizaron 1000 repeticiones.

Caso 1. Considerando que no hay error en las mediciones

Para este caso se varió la carga en 15% de manera aleatoria para cada repetición. Los valores de las mediciones se ingresaron al estimador de estado sin alterar. La diferencia máxima entre las salidas de la estrategia de estimación de estado y los datos del flujo de carga tomados como de referencia fue de 0.151%. En la tabla siguiente se detallan las diferencias máximas por tipo de medida y por fase.

Tabla 12 Resultados de Estimación de Estado considerando que las mediciones no tienen error

Tipo de Variable Estimada	Diferencia Máxima Presentada		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tensión de Fase	0.007%	0.007%	0.008%
Flujo de Potencia Activa	0.063%	0.079%	0.015%
Flujo de Potencia Reactiva	0.099%	0.150%	0.028%
Carga de Potencia Activa	0.064%	0.079%	0.031%
Carga de Potencia Reactiva	0.100%	0.151%	0.037%

En las Figuras 21 a 25 se presentan los diagramas caja-bigotes comparando las magnitudes estimadas con las de referencias de algunas medidas seleccionadas. El subíndice “r” en las gráficas indica la medida de referencia, y el subíndice “e” indica la medida estimada.

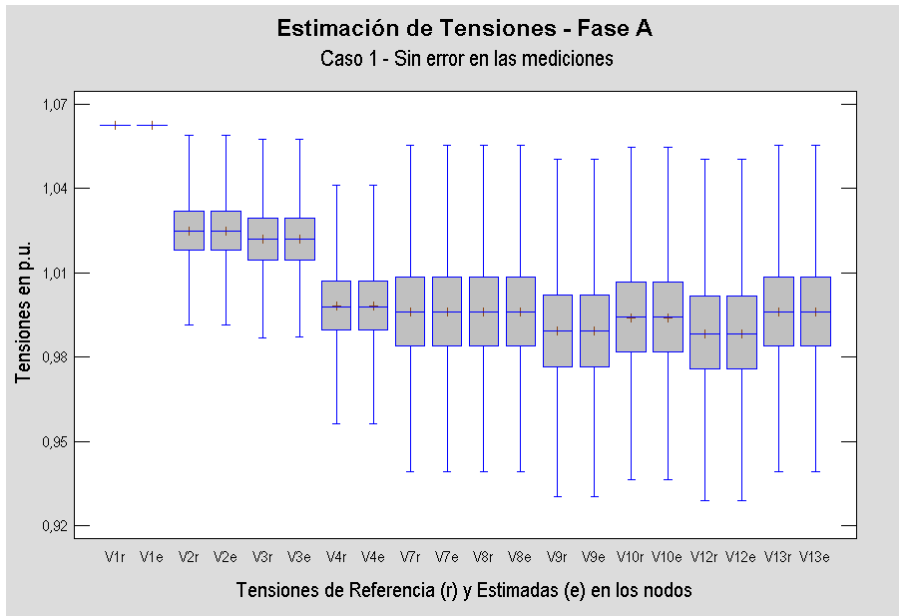


Fig. 21 Comparación de magnitudes de tensión de referencia y estimadas considerando que no hay error en las mediciones

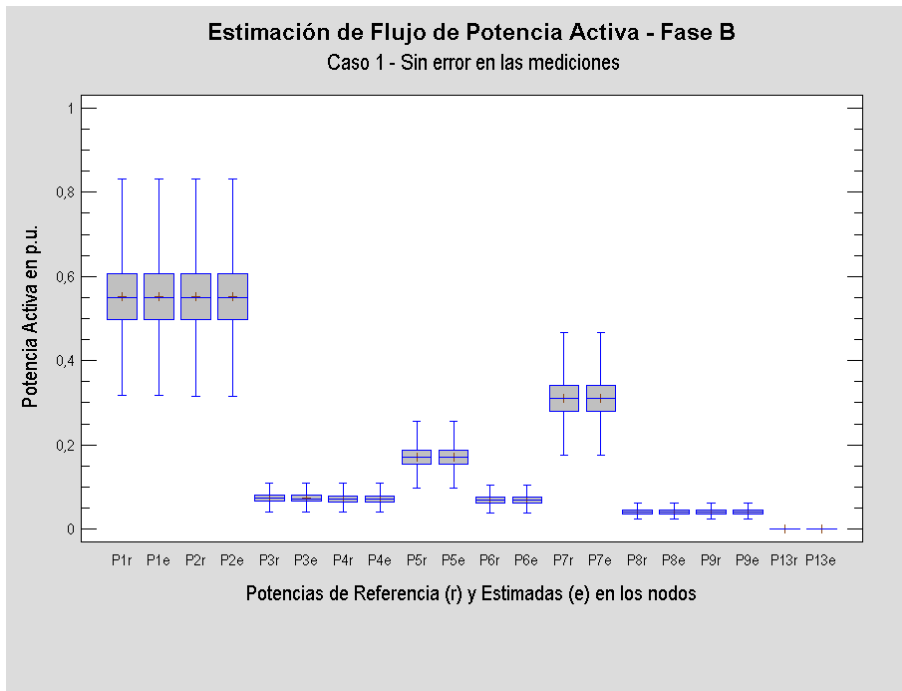


Fig. 22 Comparación de flujos de potencia activa, de referencias y estimadas considerando que no hay error en las mediciones

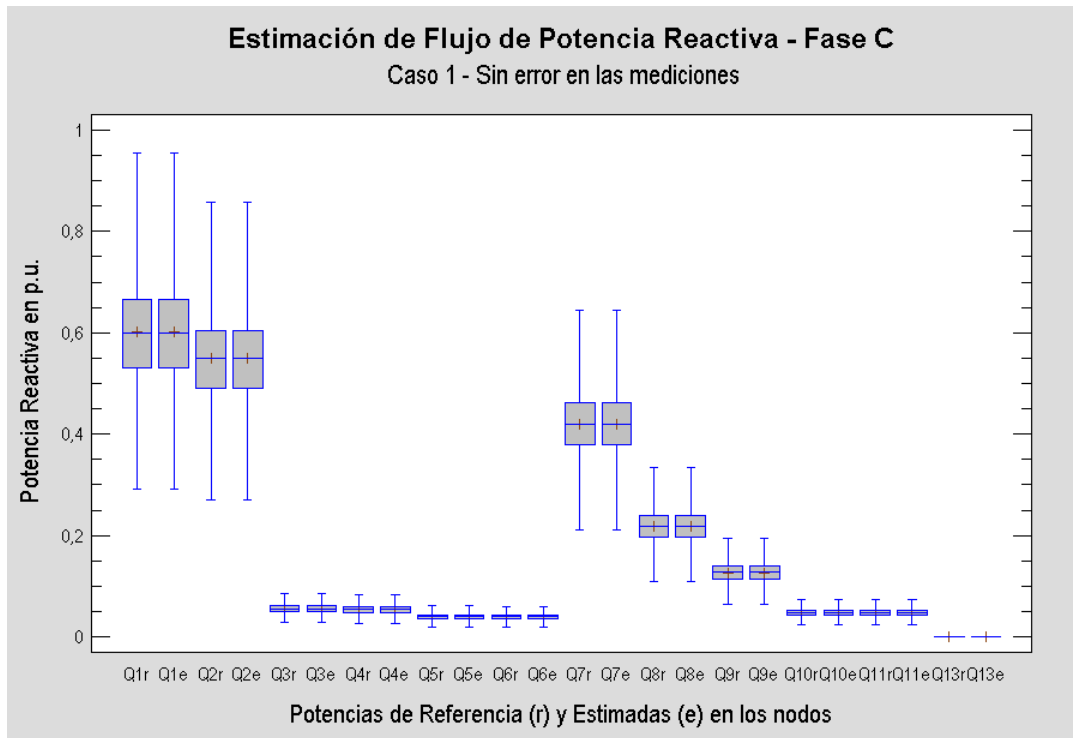


Fig. 23 Comparación de flujos de potencia reactiva, de referencias y estimadas considerando que no hay error en las mediciones

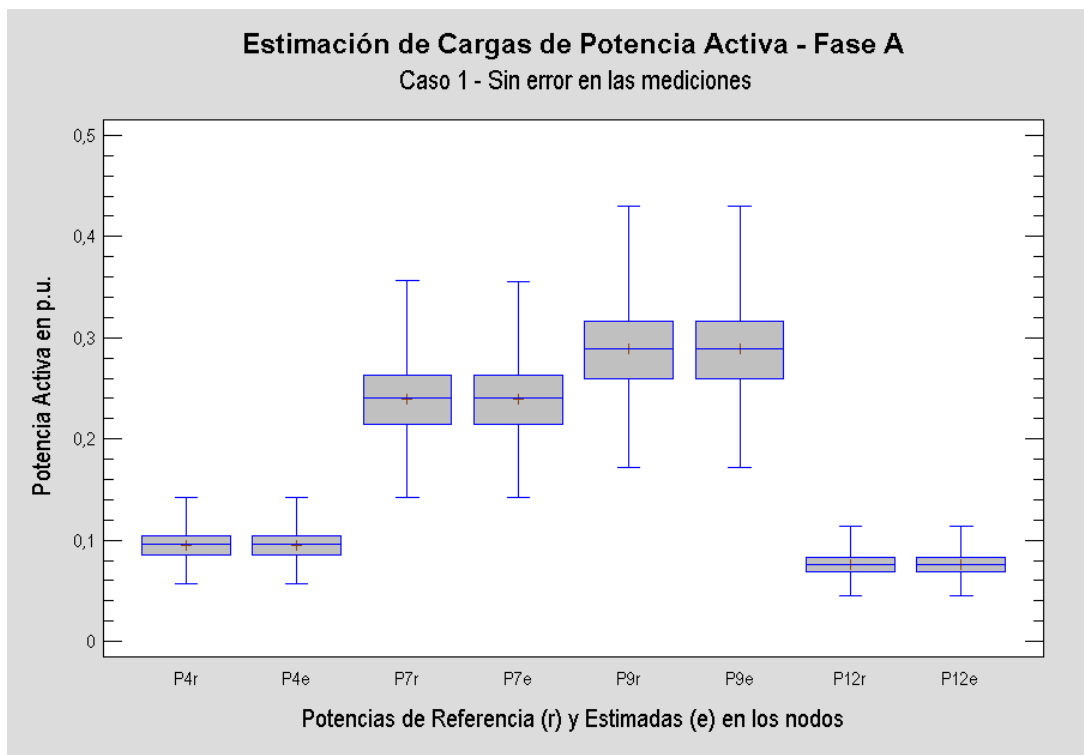


Fig. 24 Comparación de cargas de potencia activa, de referencias y estimadas considerando que no hay error en las mediciones

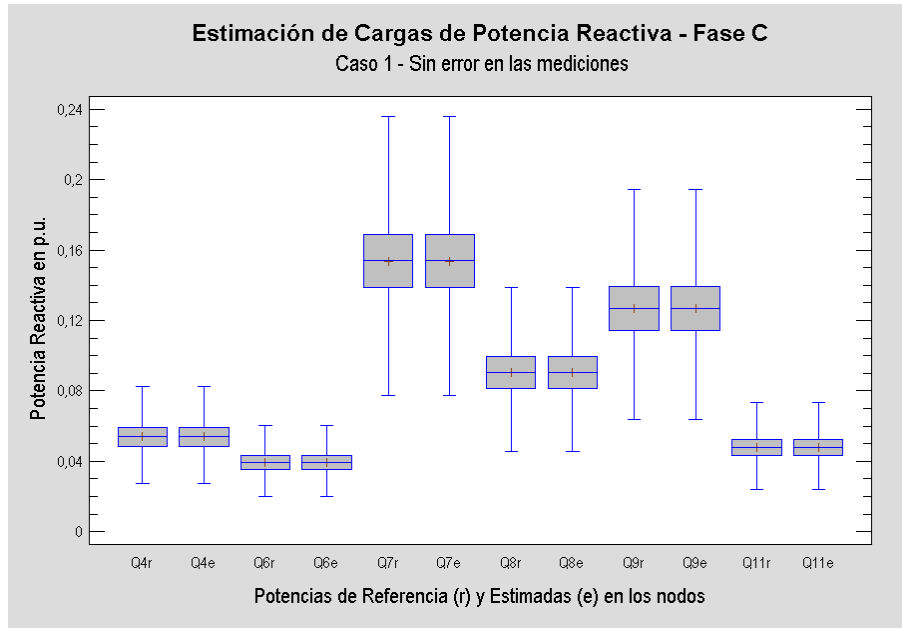


Fig. 25 Comparación de cargas de potencia reactiva, de referencias y estimadas considerando que no hay error en las mediciones

El análisis de los datos realizado mediante la prueba HSD de Tukey muestra con un 95% de confianza que no hay diferencias estadísticamente significativas entre las medias de cada conjunto de pareja de valores de referencia y estimados, así mismo el análisis de varianza indica con un 95% de confianza que no hay diferencias estadísticamente significativas entre sus desviaciones estándar. Para la realización de este análisis se utilizó el software Statgraphics Centurion v19 [102].

Caso 2. Considerando errores aleatorios en todas las mediciones

Para este caso se modificaron las salidas del flujo de carga, agregando errores aleatorios a los valores de entrada al Estimador de Estado como se ilustra en la Figura 20. Teniendo en cuenta las tolerancias para los medidores de tensión y potencia establecidas en la norma IEEE 1547-2018 [12] la simulación de los errores aleatorios se hizo con una distribución Normal de media 0 y σ igual a un tercio del 1% de las magnitudes de tensión y un tercio del 5% de las magnitudes de potencia. En todos los tipos de variables los valores estimados presentaron una menor desviación estándar

máxima que sus contrapartes medidas. En la tabla siguiente se detallan las desviaciones estándar máximas por tipo de medida y por fase.

Tabla 13 Resultados de Estimación de estado considerando medidas con errores aleatorios

Tipo de Variable	Desviación Estándar Máxima Presentada					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Medida	Estimada	Medida	Estimada	Medida	Estimada
Tensión de Fase	0.003	0.001	0.004	0.001	0.004	0.001
Flujo de Potencia Activa	0.013	0.007	0.010	0.006	0.011	0.007
Flujo de Potencia Reactiva	0.007	0.004	0.006	0.004	0.011	0.007
Carga de Potencia Activa	0.005	0.004	0.005	0.003	0.003	0.003
Carga de Potencia Reactiva	0.002	0.002	0.003	0.002	0.003	0.003

En las Figuras 26 a 30 presentan los diagramas caja-bigotes comparando las magnitudes estimadas y medidas con las de referencias de algunas variables seleccionadas. Los subíndices “r”, “m” y “e” indican los conjuntos de datos de referencia, medidos y estimados respectivamente.

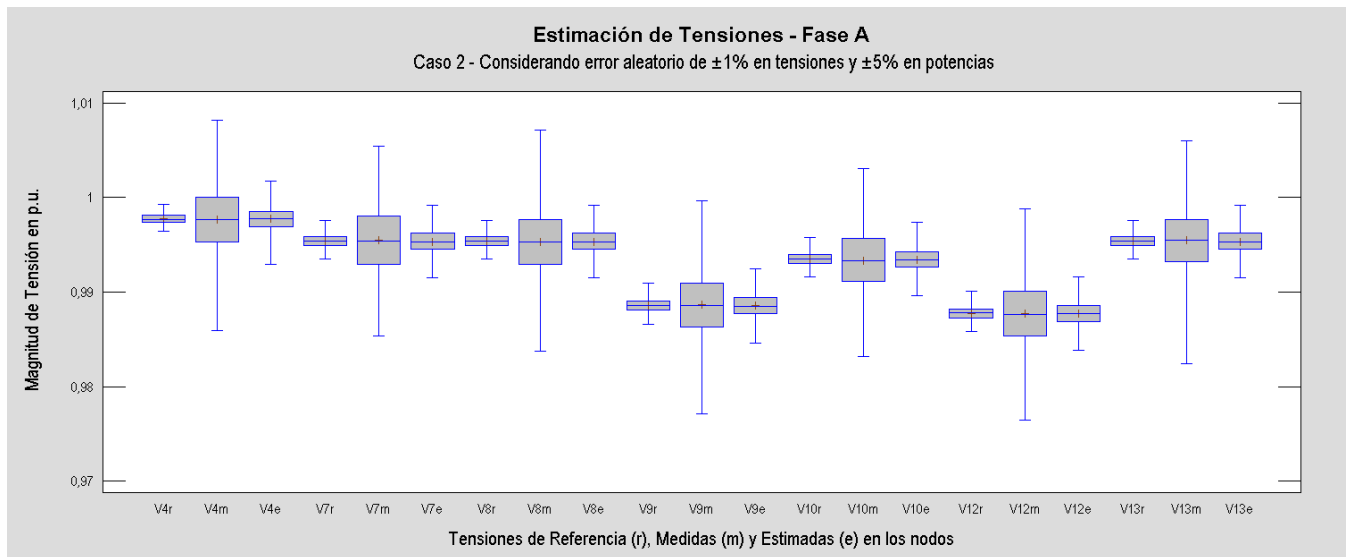


Fig. 26 Comparación de magnitudes de tensión de referencia, medidas y estimadas considerando errores aleatorios en las mediciones

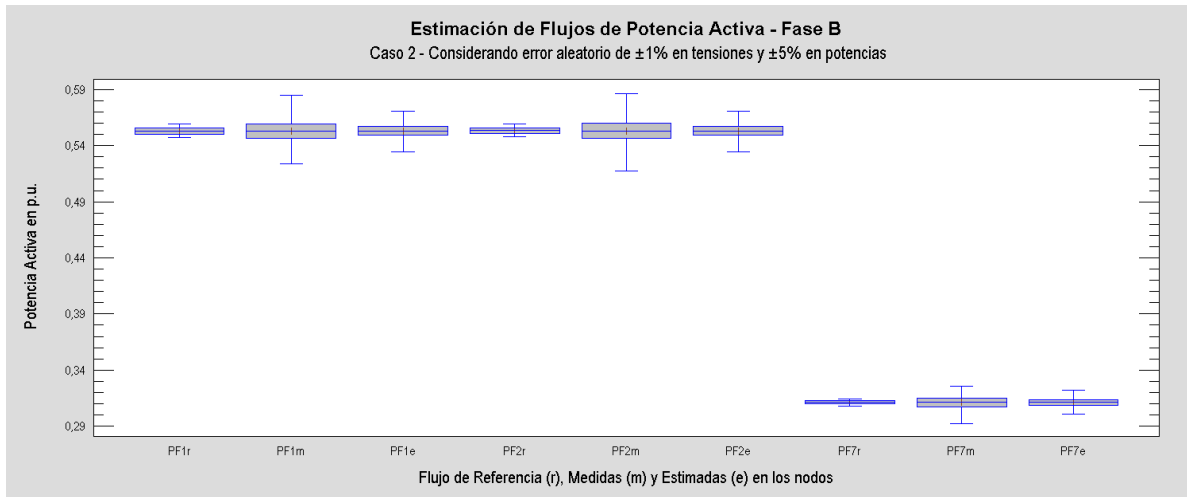


Fig. 27 Comparación de flujos de potencia activa de referencia, medidas y estimadas considerando errores aleatorios en las mediciones

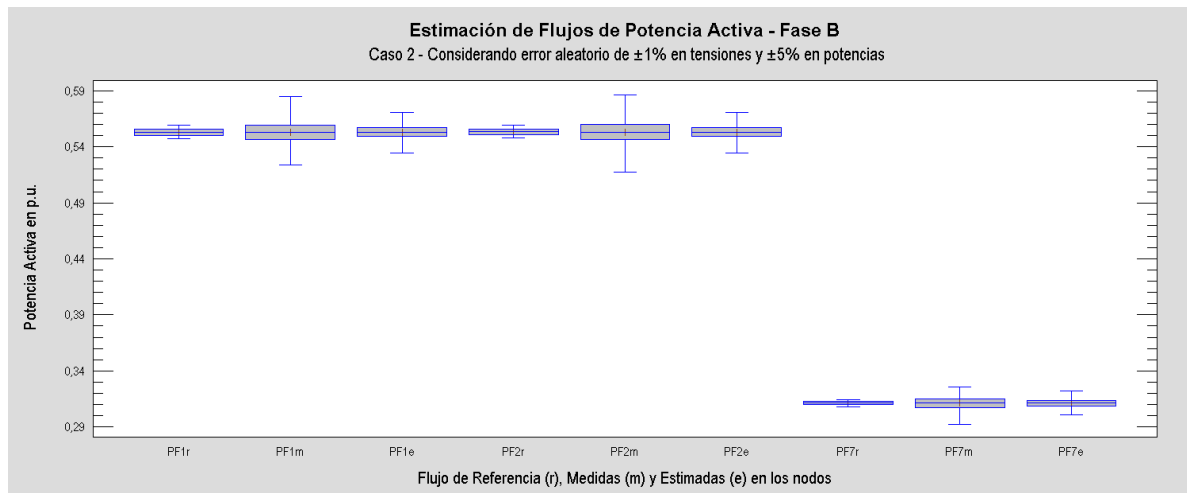


Fig. 28 Comparación de flujos de potencia reactiva de referencia, medidas y estimadas considerando errores aleatorios en las mediciones

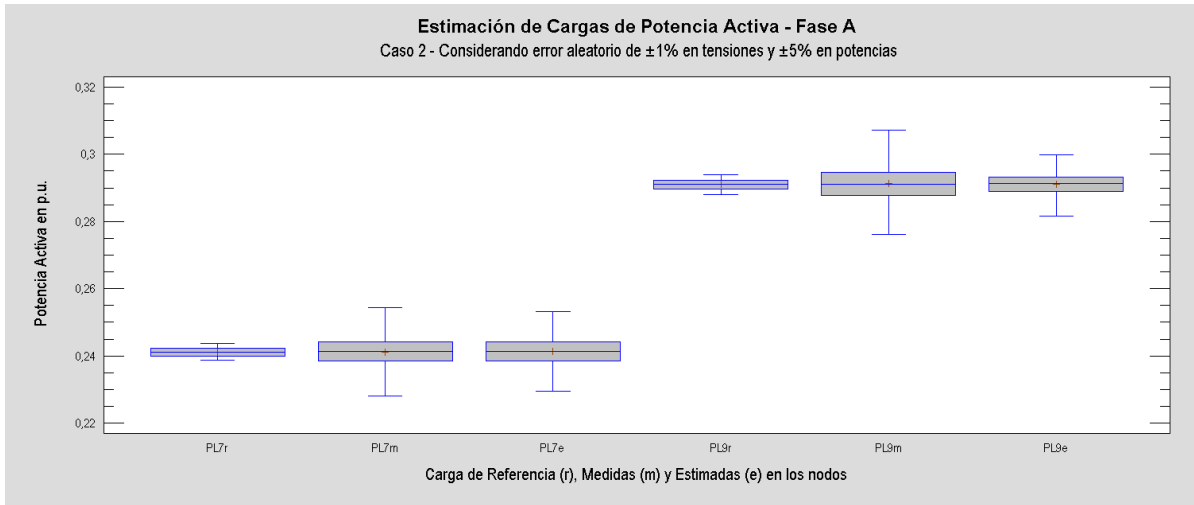


Fig. 29 Comparación de cargas de potencia activa de referencia, medidas y estimadas considerando errores aleatorios en las mediciones

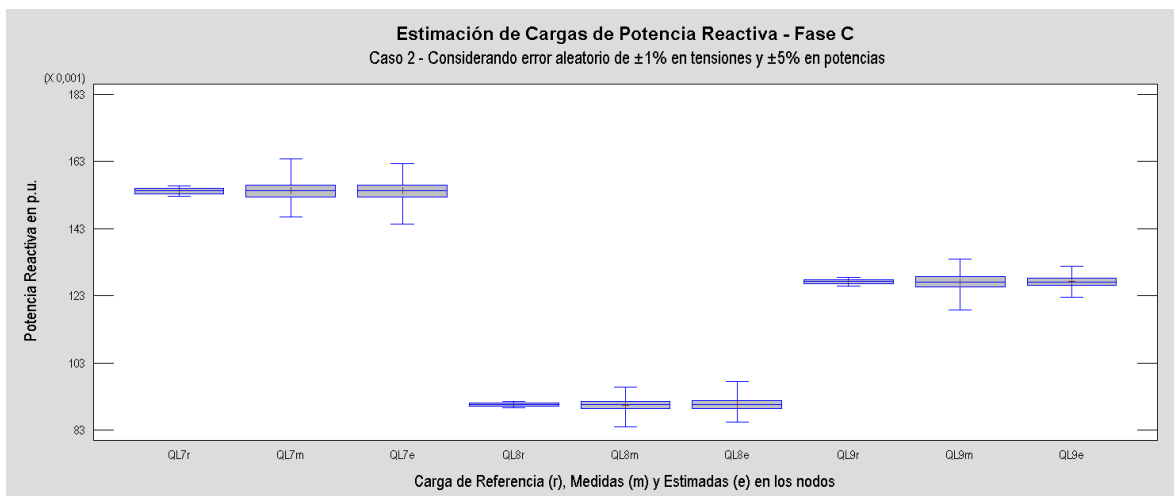


Fig. 30 Comparación de cargas de potencia reactiva de referencia, medidas y estimadas considerando errores aleatorios en las mediciones

Caso 3. Considerando errores grandes en medidas sin errores adicionales.

Para este caso se simuló la presencia de errores grandes añadiendo errores de 50σ al valor de una medida seleccionada de manera individual, sin añadir ningún otro error al sistema. En todos los casos se observó una mejora sustancial del valor de la medida estimada respecto a la medición con error grande como se puede ver en la siguiente tabla.

Tabla 14 Resultados de Estimación de estado considerando medidas con error de 50σ sin errores adicionales

Variable	Nodo(s)	Fase	Error Promedio Presentado	
			Medida	Estimada
Tensión	634	A	16.7%	3.2%
Flujo de Potencia Activa	632 – 671	B	83.3%	33.2%
Flujo de Potencia Reactiva	650 – 632	C	83.3%	27.3%
Carga de Potencia Activa	646	C	83.3%	22.4%
Carga de Potencia Reactiva	675	B	83.3%	22.7%

En las Figuras 31 a 35 se presentan los diagramas caja-bigotes comparando las magnitudes estimadas y medidas con las de referencias de las mediciones con errores grandes para observar gráficamente el comportamiento del Estimador de Estado en estas condiciones.

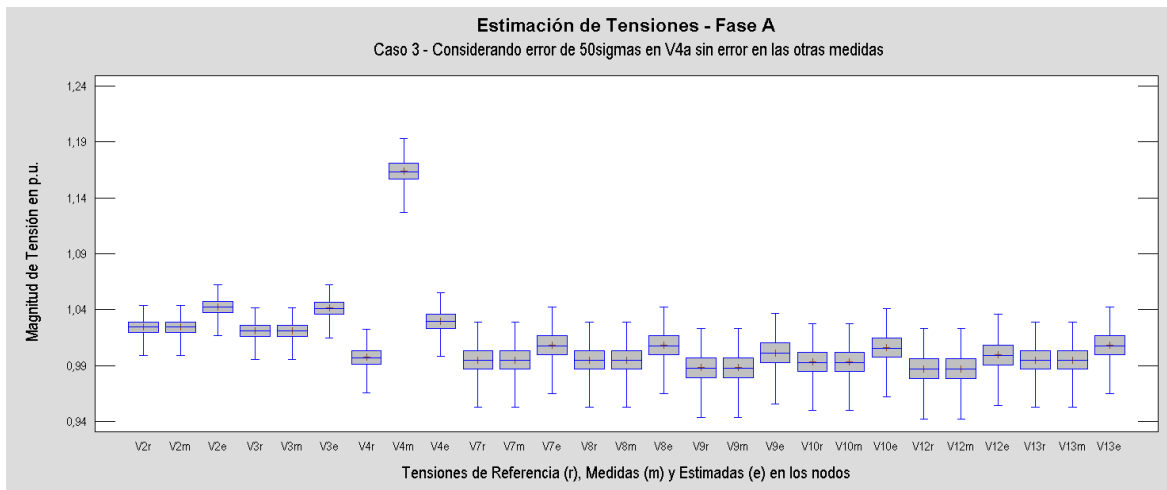


Fig. 31 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de tensión V4a, considerando que no hay errores adicionales

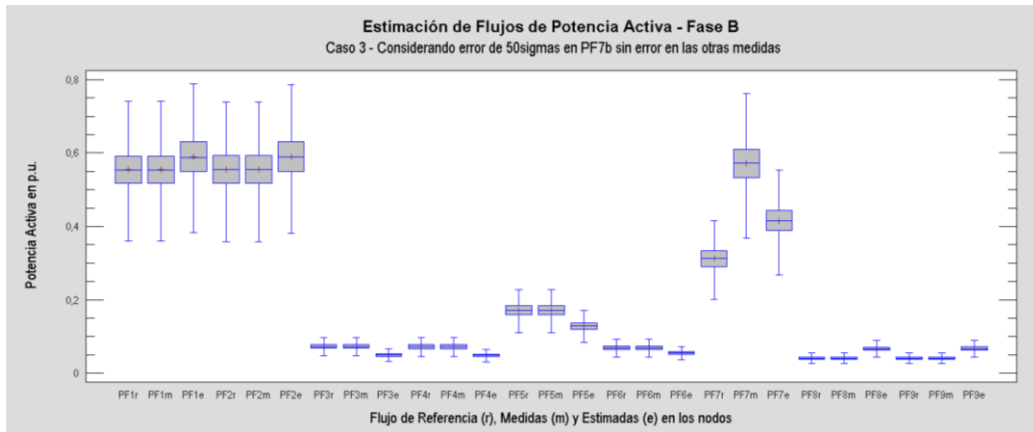


Fig. 32 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de flujo de potencia activa PF7b, considerando que no hay errores adicionales

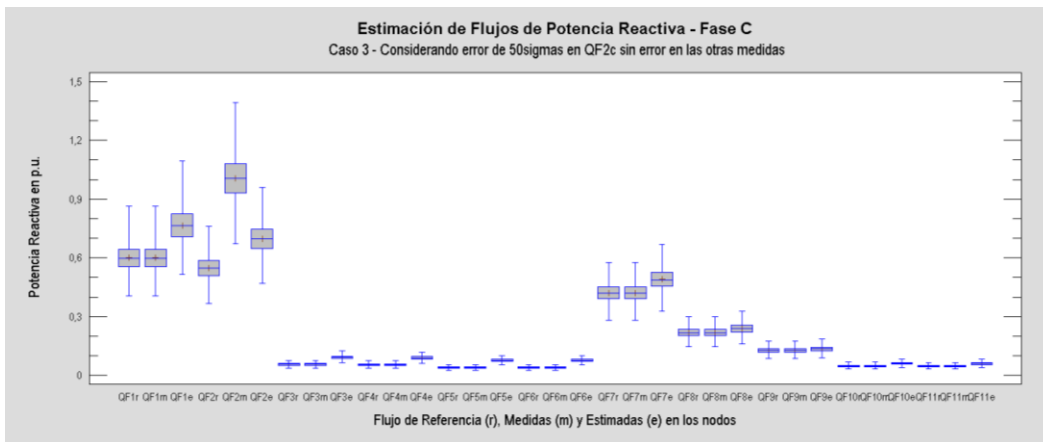


Fig. 33 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de flujo de potencia reactiva QF2c, considerando que no hay errores adicionales

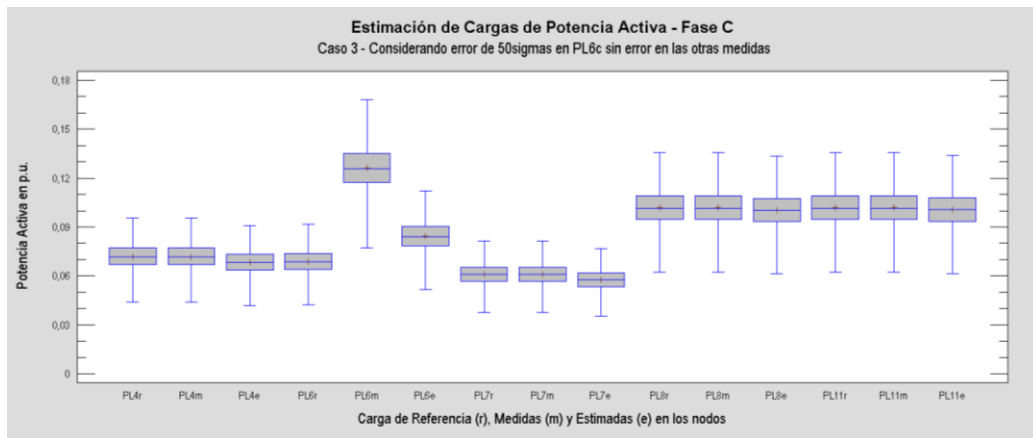


Fig. 34 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de carga PL6c, considerando que no hay errores adicionales

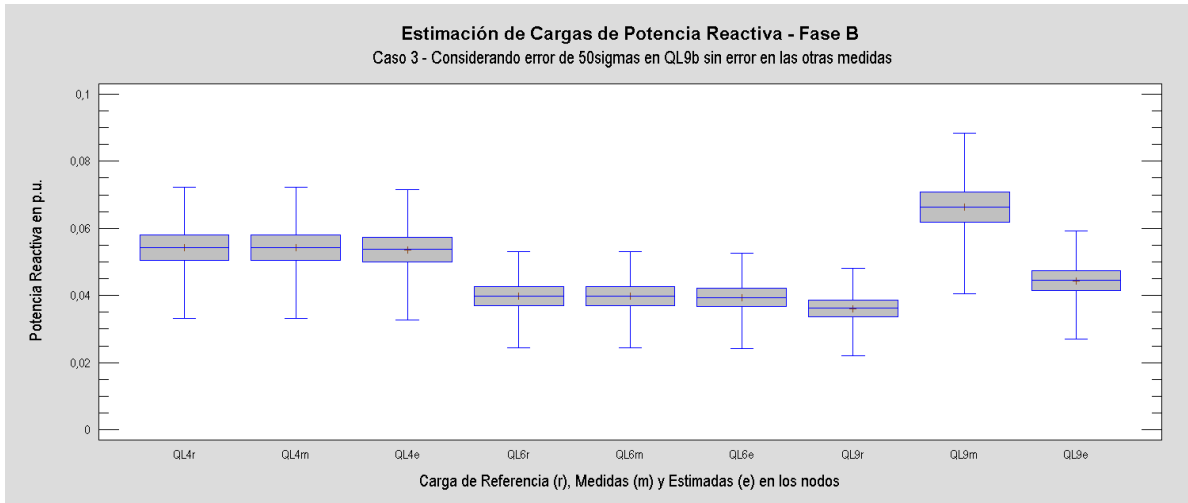


Fig. 35 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de carga QL9b, considerando que no hay errores adicionales

Caso 4. Considerando errores grandes en mediciones incluyendo errores aleatorios en todas las mediciones.

Para este caso además de considerar el error grande de 50σ en una medida, se consideran errores aleatorios en las demás mediciones. En la tabla siguiente se observa que la presencia de errores aleatorios puede disminuir la capacidad del estimador de estado.

Tabla 15 Resultados de Estimación de estado considerando medidas con error de 50σ y errores adicionales

Variable	Nodo	Fase	Error Promedio Presentado	
			Medida	Estimada
Tensión	650	C	16.7%	12.7%
Flujo de Potencia Activa	632 – 671	A	16.7%	9.5%
Flujo de Potencia Reactiva	671 – 692	B	75.0%	20.5%
Carga de Potencia Activa	611	C	83.4%	23.7%
Carga de Potencia Reactiva	646	B	83.3%	31.5%

En las Figuras 36 a 40 muestran las comparaciones caja-bigote de los valores de referencia, medidos y estimados, con lo que se puede apreciar gráficamente el comportamiento del estimador de estado para cada caso.

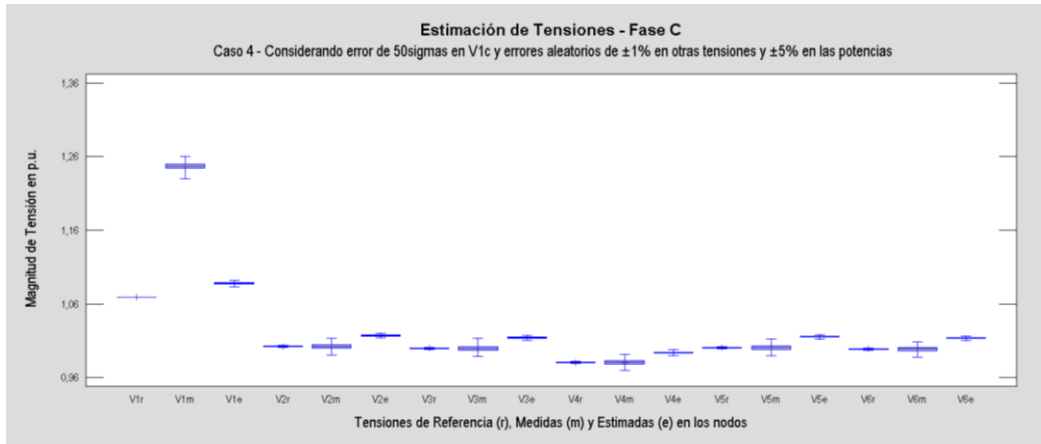


Fig. 36 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de tensión V1c considerando errores aleatorios en las otras mediciones

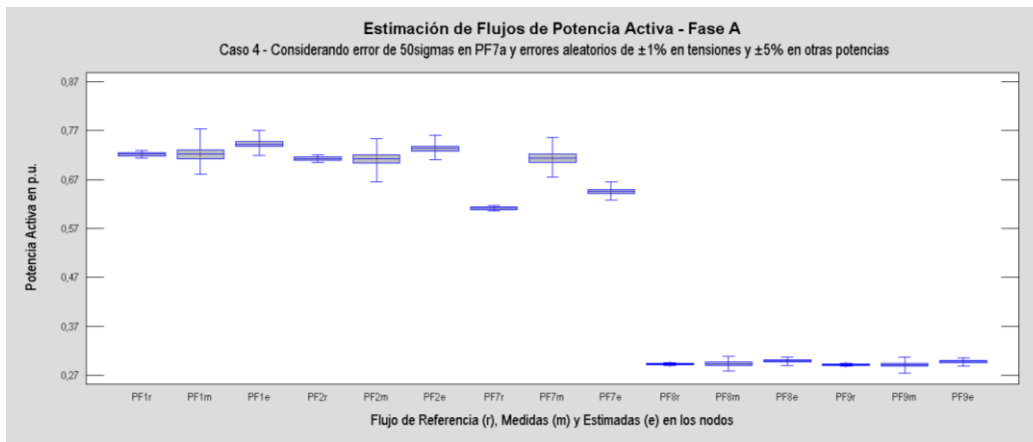


Fig. 37 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de flujo de potencia activa PF7a considerando errores aleatorios en las otras mediciones

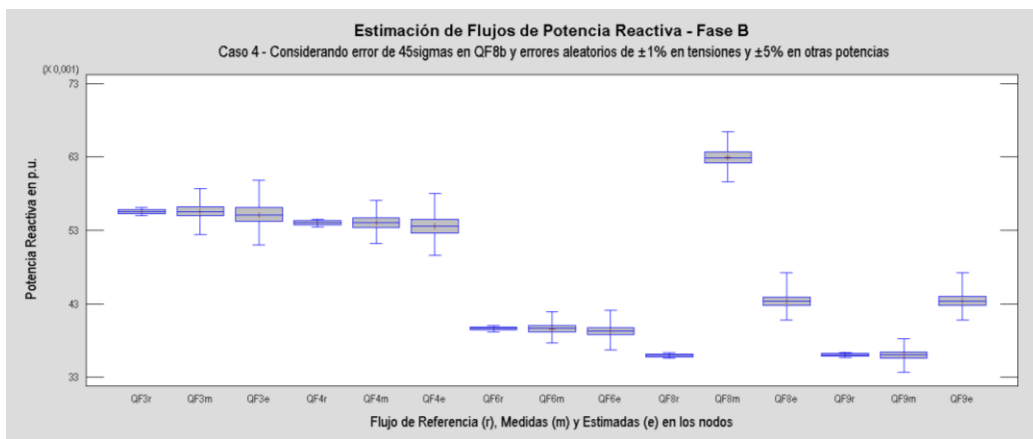


Fig. 38 Comportamiento del estimador de estado ante error de 45σ en medida de flujo de potencia reactiva QF8b considerando errores aleatorios en las otras mediciones

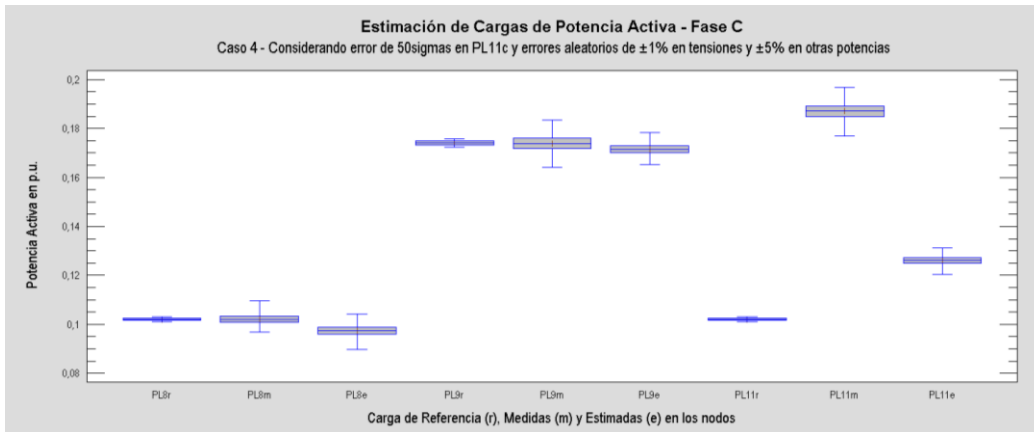


Fig. 39 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de carga de potencia activa PL11c considerando errores aleatorios en las otras mediciones

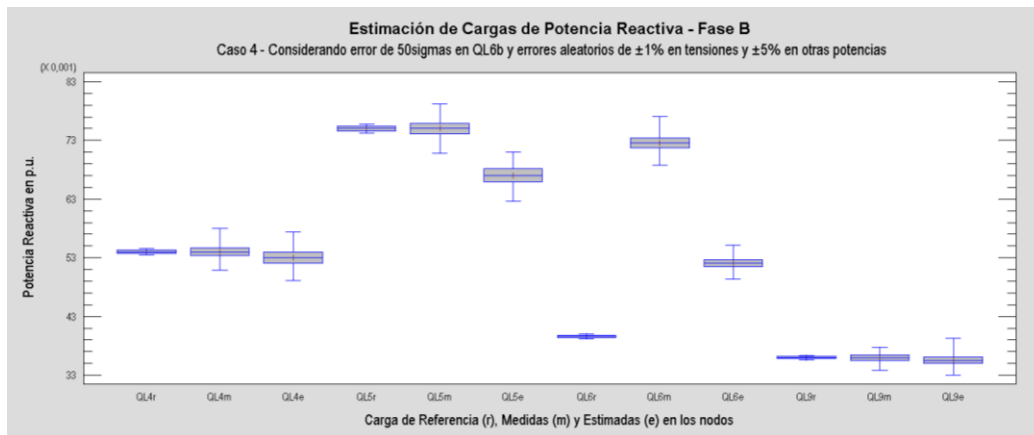


Fig. 40 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medida de flujo de potencia reactiva QL6b considerando errores aleatorios en las otras mediciones

Caso 5. Considerando errores grandes en dos mediciones simultáneamente incluyendo errores aleatorios en todas las mediciones.

Para este caso se simuló la presencia de errores de 50σ en dos medidas de una misma fase manteniendo errores aleatorios en las demás mediciones. Inicialmente los errores grandes se simularon en tipos de medidas y nodos diferentes, luego se simularon en un mismo tipo de medida en nodos diferentes, y finalmente en tipos de medidas diferentes en un mismo nodo. Las Figuras 41 a 43 muestran las comparaciones Caja-Bigotes de medidas seleccionadas para estos casos.

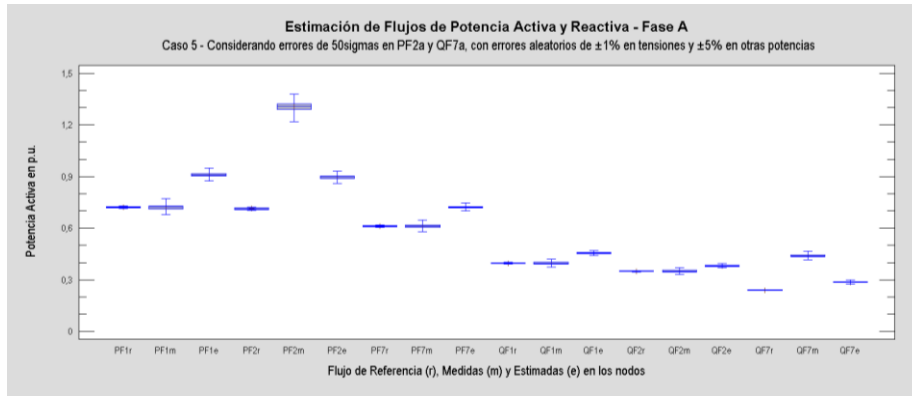


Fig. 41 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medidas de flujo de potencia activa y reactiva en la fase A de los nodos 2 y 7, considerando errores aleatorios en las otras mediciones

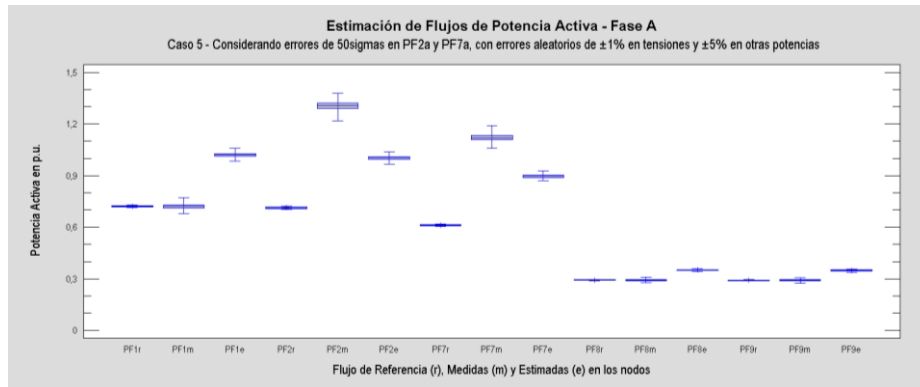


Fig. 42 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medidas de flujo de potencia activa en la fase A de los nodos 2 y 7, considerando errores aleatorios en las otras mediciones

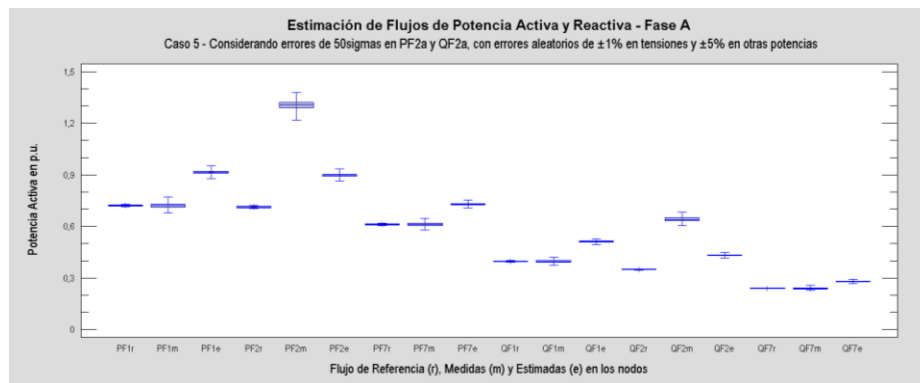


Fig. 43 Comportamiento del estimador de estado ante error de 50σ en medidas de flujo de potencia activa y reactiva en la fase A del nodo 2, considerando errores aleatorios en las otras mediciones

6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1 CONCLUSIONES

Se presentó una estrategia de flujo de carga que, además de cumplir con los requerimientos básicos de calcular las tensiones, corrientes y potencias de una red de distribución con base en la configuración de la red y de las cargas conectadas, también realiza el cálculo teniendo en cuenta las características de operación establecidos para los DER en la nueva versión del estándar IEEE 1547-2018.

Este aporte es importante porque en algunos estados de los Estados Unidos de América ya se está exigiendo la citada norma para los nuevos DER a ser instalados en sus redes, y se visualiza que lo mismo sucederá en los demás países, generando nuevas figuras de negocio, pero también nuevos retos técnicos, y la implementación de esta estrategia será indispensable para la planeación y operación de la red.

Por el lado de la estimación de estado se presentó una estrategia basada en software de optimización que calcula el estado más probable de la red basado en mínimos cuadrados ponderados utilizando las mediciones de magnitudes de tensión y valores de potencia activa y reactiva, las precisiones de los instrumentos de medida y las características de la red como restricciones de la función a minimizar.

Se encontró que la estimación de estado se comporta bien tanto con errores aleatorios del 1% para las magnitudes de tensión y del 5% para las medidas de potencias según lo indicado en el estándar IEEE 1547-2018. Adicionalmente, el sistema presenta un estado más probable de la red que el ofrecido por las mediciones sin procesar ante la presencia de una medición con error grande de 50σ .

También se encontró que el estimador de estado tiene limitaciones cuando se presentan dos errores grandes simultáneamente en una misma fase, y en particular en un mismo nodo. Esta situación se puede corregir con una estrategia de detección e identificación de errores grandes que se realice cíclicamente en conjunto con el estimador de estado.

6.2 TRABAJOS FUTUROS

Los trabajos futuros que se derivan de esta investigación son los siguientes:

- Explorar otros métodos para el Flujo de Carga, en la búsqueda de acelerar los tiempos de respuesta para redes de mayor tamaño y con alta penetración de DER.
- Considerar los modos de operación de las microrredes, conectada a la red y en modo aislado, en la formulación de flujo de carga.
- Formular una estrategia para análisis de observabilidad previo al estimador de estado, mediante el cual se pueda determinar si es necesario seccionar la red por falta de información o si es factible incluir pseudomedidas, y dónde sería recomendable hacerlo.
- Identificar una estrategia de detección e identificación de errores grandes que se pueda integrar a la estrategia de estimación de estado para ofrecer una respuesta más fiable.
- Validar la estrategia de estimación de estados en un sistema de prueba real o en laboratorio físico para determinar su desempeño con medida reales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] T. Marston, «The US Electric Power System Infrastructure and Its Vulnerabilities,» *The Bridge*, vol. 48, nº 2, pp. 31-39, 2018.
- [2] U.S.-Canada Power System Outage Task Force, «Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations,» 2004.
- [3] S. Suryanarayanan, P. F. Ribeiro y M. G. Simões, «Grid modernization efforts in the USA and Brazil - some common lessons based on the Smart Grid Initiative,» *IEEE PES General Meeting*, 2010.
- [4] National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, *The Power of Change: Innovation for Development and Deployment of Increasingly Clean Electric Power Technologies*, Washington, DC: The National Academies Press", 2016.
- [5] A. Monti y F. Ponci, «Power Grids of the Future: Why Smart Means Complex,» *2010 Complexity in Engineering*, pp. 7-11, 2010.
- [6] EUROPEAN COMMISSION, «Adapting infrastructure to climate change,» COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT, Brussels, 2013.
- [7] J. R. Paredes, *La red del futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina*, Monografía del BID, 565, 2017.
- [8] A. Mejdalani, E. Chueca, D. López, Y. Ji y M. Hallack, «Implementación de políticas de medición neta en América Latina y el Caribe: diseño, incentivos y mejores prácticas,» Nota Técnica del BID 1594, 2019.
- [9] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución Número 174 de 2021,» *Diario Oficial*, pp. 99-116, 23 Noviembre 2021.
- [10] Congreso de la República de Colombia, «Ley 2099 de 2021,» 10 Julio 2021. [En línea]. Available:
<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>.

- [11] Electric Power Research Institute (EPRI), «State Estimation: application and algorithms for the distribution system,» EPRI, Palo Alto, 2018.
- [12] IEEE Standards Association, IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces - IEEE Std 1547-2018, New York, 2018.
- [13] IEEE Standards Coordinating Committee 21 - Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, «IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003),» IEEE SA, [En línea]. Available: <https://sagroups.ieee.org/scc21/standards/1547rev/>. [Último acceso: 7 11 2022].
- [14] W. Ackerman y W. Block, «Understanding supervisory systems,» *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 5, n° 4, pp. 37-40, 1992.
- [15] New York State Energy Research and Development Authority, «Fundamental Research Challenges for Distribution State Estimation to Enable High-Performing Grids,» NYSERDA Report Number 18-37, New York, 2018.
- [16] M. S. Thomas y J. D. McDonald, *Power System SCADA and Smart Grids*, Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015.
- [17] N. Khanam y M. Rihan, «State Estimation of Smart Power Grid: A Literature Survey,» de *2022 IEEE 2nd International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SeFeT)*, Hyderabad , 2022.
- [18] J. Watitwa y K. Awodele, «A Review on Active Distribution System State Estimation,» de *2019 Southern African Universities Power Engineering Conference/Robotics and Mechatronics/Pattern Recognition Association of South Africa (SAUPEC/RobMech/PRASA)*, Bloemfontein, 2019.
- [19] F. Ahmad, A. Rasool, E. Ozsoy, R. Sekar, A. Sabanovic y M. Elitaş, «Distribution system state estimation-A step towards smart grid,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, n° 2, pp. 2659-2671, 2018.

- [20] M. Vanin, T. Van Acker, R. D’hulst y D. Van Hertem, «A Framework for Constrained Static State Estimation in Unbalanced Distribution Networks,» de *2022 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Manchester, 2022.
- [21] EATON, «CYME Distribution State Estimator,» 6 11 2022. [En línea]. Available: <https://www.eaton.com/us/en-us/products/utility-grid-solutions/software-modules/distribution-state-estimator-module.html>.
- [22] ETAP, «Load Allocation Analysis,» ETAP, [En línea]. Available: <https://etap.com/product/load-allocation-software>. [Último acceso: 6 11 2022].
- [23] G. Espitia, C. Orozco-Henao y M. Calle, «SimpleDistributionPowerFlow.jl: v0.3.2,» Universidad del Norte, 2022. [En línea]. Available: <https://juliahub.com/ui/Packages/SimpleDistributionPowerFlow/1XPJC/0.3.2>.
- [24] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución Número 097 de 2008,» *Diario Oficial*, pp. 50-80, 6 10 2008.
- [25] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, 4th ed, Boca Raton: Taylor & Francis, CRC Press, 2017.
- [26] C. D’Adamo, C. Abbey, S. Jupe, B. Buchholz, M. Khattabi y F. Pilo, «Development and Operation of Active Distribution Networks: Results of CIGRE C6.11 Working Group,» de *21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt, 2011.
- [27] IEEE Standards Association, "IEEE Guide for Load Modeling and Simulations for Power Systems", IEEE Std 2781-2022, NY, 2022.
- [28] J. S. Gómez Marín, S. X. Carvajal y A. Arango Manrique, «Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque Sistémico,» *Universidad Nacional de Colombia Revistas electrónicas UN Energética.*, p. [en línea], 2015.
- [29] IEEE Standards Association, *IEEE Guide for Using IEEE Std 1547 for Interconnection of Energy Storage Distributed Energy Resources with Electric Power Systems*, IEEE Std 1547-2018.9-2022, New York: IEEE, 2022.

- [30] J. M. Gers, *Distribution Systems Analysis and Automation*, 2nd ed., IET, Ed., London: The Institution of Engineering and Technology, 2020.
- [31] B. Russell, J. Bui, A. Salazar, M. Zhong, N. Badayos, M. Lak, C. Clarke, J. Schoene y M. Humayun, «Implementation of Distribution System State Estimation into Utility Grid Operation,» *IEEE/PES General Meeting*, Atlanta, 2019.
- [32] U. Eminoglu y M. H. Hocaoglu, «Distribution Systems Forward/Backward Sweep-based Power Flow Algorithms: A Review and Comparison Study,» *Electric Power Components and Systems*, vol. 33, nº 10, pp. 91-110, 2009.
- [33] Electric Power Research Institute, *The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) - Reference Guide*, Palo Alto: EPRI, 2022.
- [34] D. Keihan Asl, M. Mohammadi y A. Reza Seifi, «Holomorphic embedding load flow for unbalanced radial distribution networks with DFIG and tap-changer modelling,» *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 13, nº 19, pp. 4263-4273, 2019.
- [35] I. A. Ibrahim y M. J. Hossain, «Low Voltage Distribution Networks Modeling and Unbalanced (Optimal) Power Flow: A Comprehensive Review,» *(Optimal) Power Flow: A Comprehensive Review*, vol. 9, pp. 143026-143084, 2021.
- [36] A. Nieves y F. C. Dominguez, *Métodos numéricos aplicados a la ingeniería*, 2da ed., México: Compañía Editorial Continental, 2006.
- [37] P. A. N. Garcia, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, V. M. da Costa y N. Martins, «Three-Phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, nº 2, pp. 508-514, 2000.
- [38] N.-C. Yang, M.-J. Liu, K.-Y. Lai y E. W. Adinda, «Three-Phase Power Flow Calculations Using Initial Voltage Estimation Method for Unbalanced Distribution Networks,» *IEEE Access*, vol. 10, pp. 103705-103717, 2022.
- [39] J. S. Giraldo, O. D. Montoya, P. P. Vergara y F. Milano, «A fixed-point current injection power flow for electric distribution systems using Laurent series,» *Electric Power Systems Research*, vol. 211, 2022.

- [40] J. Valinejad, L. Mili y Y. Xu, «A Power Flow Method for Power Distribution Systems Based on a Sinusoidal Transformation to a Convex Quadratic Form,» de *2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Washington, 2021.
- [41] A. Kotsonias, L. Hadjidemetriou y E. Kyriakides, «Power Flow for a Four-Wire Radial Low Voltage Distribution Grid with a Single Point Grounded Neutral,» de *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, Bucharest, 2019.
- [42] G. W. Chang, S. Y. Chu y H. L. Wang, «A Simplified Forward and Backward Sweep Approach for Distribution System Load Flow Analysis,» de *2006 International Conference on Power System Technology*, Chongqing, 2006.
- [43] M. Dilek, F. De Leon, R. Broadwater y S. Lee, «A Robust Multiphase Power Flow for General Distribution Networks,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, nº 2, pp. 760-768, 2010.
- [44] A. Trias, «The Holomorphic Embedding Load Flow method,» de *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, 2012.
- [45] D. Chakraborty, C. P. Sharma, B. Das, K. Abhishek y T. Malakar, «Distribution system load flow solution using Genetic Algorithm,» de *2009 International Conference on Power Systems*, Kharagpur, 2009.
- [46] N. Nikmehr y S. Najafi Ravadanegh, «A heuristic load flow algorithm for active distribution grids,» de *2013 Smart Grid Conference (SGC)*, Tehran, 2013.
- [47] J. Zhao, A. Gómez-Expósito, M. Netto, L. Mili, A. Abur, V. Terzija, I. Kamwa, B. Pal, A. K. Singh, J. Qi, Z. Huang y A. P. Sakis Meliopoulos, «Power System Dynamic State Estimation: Motivations, Definitions, Methodologies, and Future Work,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, nº 4, pp. 3188-3198, 2019.
- [48] J. J. Salazar González, *Programación Matemática*, Tenerife: Diaz de Santos, 2001.
- [49] S. Boyd y L. Vandenberghe, *Convex Optimization*, Cambridge: Cambridge University Press, 2004.

- [50] «NEOS Guide: Optimization Problem Types,» NEOS (Network-Enabled Optimization System) Server , [En línea]. Available: <https://neos-guide.org/guide/types/>. [Último acceso: 11 11 2022].
- [51] J. A. Snyman y D. N. Wilke, *Practical Mathematical Optimization. Basic Optimization Theory and Gradient-Based Algorithms*. 2nd Ed, Cham: Springer, 2018.
- [52] R. C. Bansal, «Optimization Methods for Electric Power Systems: An Overview,» *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 2, nº 1, 2005.
- [53] J. A. Snyman y D. N. Wilke, *Practical Mathematical Optimization, Basic Optimization Theory and Gradient-Based Algorithms*, 2nd ed., Pretoria: Springer, 2018.
- [54] R. Anand, D. Aggarwal y V. Kumar, «A comparative analysis of optimization solvers,» *Journal of Statistics & Management Systems*, nº 4, p. 623–635, 2017.
- [55] J. A. Martinez y J. Mahseredjian, «Load flow calculations in distribution systems with distributed resources. A review,» de *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, 2011.
- [56] R. J. Ranjith Kumar y A. Jain, «Load flow methods in distribution systems with dispersed generations: A brief review,» de *2015 1st Conference on Power, Dielectric and Energy Management at NERIST (ICPDEN)*, Itanagar, 2015.
- [57] B. Zargar, A. Monti, F. Ponci y J. R. Martí, «Linear Iterative Power Flow Approach Based on the Current Injection Model of Load and Generator,» *IEEE Access*, vol. 9, pp. 11543-11562, 2021.
- [58] M. K. Singh, S. Taheri, V. Kekatos, K. P. Schneider y C.-C. Liu, «Joint Grid Topology Reconfiguration and Design of Watt-VAR Curves for DERs,» de *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Denver, 2022.
- [59] L. Sun, Y. Ju, L. Yang, S. Ge, Q. Fang y J. Wang, «Holomorphic Embedding Load Flow Modeling of the Three-phase Active Distribution Network,» *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, pp. 488-495, 2018.

- [60] S. R. Sama, S. Paul y S. H. Nee Dey, «An Improved 3-Phase Load Flow for DG Integrated Distribution Systems Based on PSO,» de *2020 International Conference on Emerging Frontiers in Electrical and Electronic Technologies (ICEFEET)*, Patna, 2020.
- [61] P. Radatz, C. H. Rocha, J. Peppanen y M. Rylander, «Advances in OpenDSS smart inverter modelling for quasi-static time-series simulations,» de *CIREC 2020 Berlin Workshop (CIREC 2020)*, Online Conference, 2020.
- [62] Z. Zhang, M. Mo y C. Wu, «Improved Phase-coordinate Fixed-point Iterative Method Based on Equivalent Admittance Approximation for Power Flow Calculation in Three-phase Distribution Systems,» de *2020 4th International Conference on HVDC (HVDC)*, Xi'an, 2020.
- [63] A. Suresh, K. Murari y S. Kamalasan, «Injected Current Sensitivity Based Load Flow Algorithm for Multi-Phase Distribution System in the Presence of Distributed Energy Resource,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. pre-print, 2022.
- [64] Y. Sun, T. Ding, T. Xu, C. Mu, P. Siano y J. P. S. Catalão, «Power Flow Analytical Method for Three-phase Active Distribution Networks Based on Multi-Dimensional Holomorphic Embedding Method,» *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, 2022.
- [65] D. M. Fobes, S. Claeys, F. Geth y C. Coffrin, «PowerModelsDistribution.jl: An open-source framework for exploring distribution power flow formulations,» *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 7, 2020.
- [66] P. Shettigar, Y. Malviya, A. Surjagade, V. Pal, A. Sheikh y S. Bhil, «Performance Enhancement of three-phase Unbalanced Distribution Network using DER,» de *2018 IEEE 4th Southern Power Electronics Conference (SPEC)*, Singapore, 2018.
- [67] P. S. Nirbhavane, L. Corson, S. M. Hur Rizvi y A. K. Srivastava, «TPCPF: A Three Phase Continuation Power Flow for Voltage Stability Analysis of the Distribution Systems with DERs,» de *2020 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Detroit, 2020.
- [68] M. F. Girardi y J. B. Leite, «Performance Analysis of Three-Phase Power Flow Algorithms in Power Distribution Networks,» de *2021 IEEE URUCON*, Montevideo, 2021.

- [69] K. Dehghanpour, Z. Wang, J. Wang, Y. Yuan y F. Bu, «A Survey on State Estimation Techniques and Challenges in Smart Distribution Systems,» *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, p. 2312–2322, 2018.
- [70] F. Ahmad, A. Rasool, E. Ozsoy, R. Sekar, A. Sabanovic y M. Elita,s, «Distribution system state estimation-A step towards Smart grid,» *Renew. Sustain. Energy Rev*, vol. 81, p. 2659–2671, 2018.
- [71] G. WANG, G. B. GIANNAKIS, J. CHEN y J. SUN, «Distribution system state estimation: an overview,» *Frontiers of Information Technology & Electronic Engineering*, vol. 20, n° 1, pp. 4-17, 2019.
- [72] A. C. Melhorn, N. Heine y B. Deaver, «Distribution System State Estimation: A Primer for Application Based Research,» de *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, 2020.
- [73] X. Kong, Y. Chen, T. Xu, C. Wang, C. Yong, P. Li y L. Yu, «A Hybrid State Estimator Based on SCADA and PMU Measurements for Medium Voltage Distribution System,» *Applied Sciences*, vol. 8, n° 1527, 2018.
- [74] M. Huang, Z. Wei, G. Sun y H. Zang, «Hybrid State Estimation for Distribution Systems with AMI and SCADA Measurements,» *IEEE Access*, vol. 7, p. 120350–120359, 2019.
- [75] Z. Zhao, H. Yu, P. Li, X. Kong, J. Wu y C. Wang, «Optimal placement of PMUs and communication links for distributed state estimation in distribution networks,» *Applied Energy*, vol. 256, 2019.
- [76] X. Kong, Y. Chen, C. Yong, X. Ma y J. Kong, «Stepwise robust distribution system state estimation considering PMU measurement,» *Journal of Review Sustainable Energy*, vol. 11, 2019.
- [77] A. H. G. Jovicic, «Linear state estimation and bad data detection for power systems with RTU and PMU measurements.,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, n° 23, p. 5675–5684, 2020.

- [78] E. Ghadikolaee, A. Kazemi y H. Shayanfar, «Novel multi-objective phasor measurement unit placement for improved parallel state estimation in distribution network,» *Applied Energy*, vol. 279, 2020.
- [79] K. Fatima, M. Sefid, M. Anees y M. Rihan, «An investigation of the impact of synchrophasors measurement on multi-area state estimation in active distribution grids,» *Aust. J. Electr. Electron*, vol. 17, p. 122–131, 2020.
- [80] C. R. K. C. S. P. B. Kumar, «Robust distribution system state estimation with hybrid measurements,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, nº 16, p. 3250–3259, 2020.
- [81] S. Almutairi, Z. Miao y L. Fan, «Performance of Branch-Current Based Distribution System State Estimation,» de *In Proceedings of the 2018 North American Power Symposium (NAPS)*, Fargo, 2018.
- [82] B. Pokhrel, B. Bak-Jensen y J. Pillai, «Integrated Approach for Network Observability and State Estimation in Active Distribution Grid,» *Energies*, vol. 12, nº 2230, 2019.
- [83] X. Zhou, Z. Liu, Y. Guo, C. Zhao, J. Huang y L. Chen, «Gradient-Based Multi-Area Distribution System State Estimation,» *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, p. 5325–5338, 2020.
- [84] T. C. Y. S. L. Q. X. Z. J. Chen, «A distributed robust power system state estimation approach using t-distribution noise model,» *IEEE Systems Journal*, vol. 15, nº 1, p. 1066–1076, 2021.
- [85] X. L. C. D. M. D. H. He y P. Li, «Hybrid measurements-based fast state estimation for power distribution system,» *IEEE Access*, vol. 9, p. 21112–21122, 2021.
- [86] J.-H. Menke, N. Bornhorst y M. Braun, «Distribution system monitoring for smart power grids with distributed generation using artificial neural networks,» *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 113, p. 472–480, 2019.
- [87] A. Zamzam y N. Sidiropoulos, «Physics-Aware Neural Networks for Distribution System State Estimation,» *EEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, p. 4347–4356, 2020.

- [88] Z. Cao, Y. Wang, C.-C. Chu y R. Gadh, «Fast State Estimations for Large Distribution Systems using Deep Neural Networks as Surrogate,» de *In Proceedings of the 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Montreal, 2020.
- [89] A. Zamzam, X. Fu y N. Sidiropoulos, «Data-Driven Learning-Based Optimization for Distribution System State Estimation,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, p. 4796–4805, 2019.
- [90] M. Vanin, T. Van Acker, R. D'hulst y D. Van Hertem, «A Framework for Constrained Static State Estimation in Unbalanced Distribution Networks,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, nº 3, pp. 2075-2085, 2022.
- [91] S. C. F. G. C. C. David M. Fobes, «PowerModelsDistribution.jl: An open-source framework for exploring distribution power flow formulations,» *Electric Power Systems Research*, vol. 189, 2020.
- [92] R. B. K. S. Y. N. a. M. L. C. Coffrin, «PowerModels. JL: An Open-Source Framework for Exploring Power Flow Formulations,» de *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, 2018.
- [93] M. H. I. H. I. Džafic, *Distribution System State Estimation with examples in MATLAB, AMPL and C++*, Sarajevo: IUS, 2015.
- [94] IEEE Standards Association, *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution System Analysis*, IEEE Std 1729-2014, New York: IEEE, 2014.
- [95] A. Abur y A. Gómez Expósito, *Power System State Estimation*, New York: Marcel Dekker, 2004.
- [96] J. Bezanson, A. Edelman, S. Karpinski y V. B. Shah, «Julia: A fresh approach to numerical computing,» *SIAM review*, vol. 59, nº 1, pp. 65-98, 2017.
- [97] G. Espitia Pantoja, O. H. Cesar, M. G. Calle Torres y Universidad del Norte, «SimpleDistributionPowerFlow.jl,» 8 Octubre 2022. [En línea]. Available: <https://github.com/gisel-uninorte/SimpleDistributionPowerFlow.jl>. [Último acceso: 24 Noviembre 2022].

- [98] K. P. e. a. Schneider, «Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 3, pp. 3181-3188, 2018.
- [99] J. Myles White, *JuliaData/DataFrames.jl*, Zenodo, 2020.
- [100] I. Dunning, J. Huchette y M. Lubin, «JuMP: A Modeling Language for Mathematical Optimization,» *SIAM Review*, vol. 59, n° 2, pp. 295-320, 2017.
- [101] A. Wächter y L. T. Biegler , «On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming,» *Mathematical Programming*, vol. 106, p. 25–57, 2006.
- [102] Statgraphics technologies, *Statgraphics Centurion 19*, Virginia, 2022.
- [103] S. Sepulveda, A. Garces y J. Mora-Florez, «Sequential Convex optimization for the Dynamic Optimal Power Flow of Active Distribution Networks,» *IFAC-PapersOnLine*, vol. 55, n° 9, pp. 268-273, 2022.
- [104] R. C. Dugan y T. E. McDermott, «An open source platform for collaborating on smart grid research,» de *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, 2011.
- [105] T. Zhang, P. Yuan, Y. Du, W. Zhang y J. Chen, «Robust distributed state estimation of active distribution networks considering communication failures,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 118, p. 11, 2020.
- [106] J. Zhao, C. Huang, L. Mili, Y. Zhang y L. Min, «Robust Medium-Voltage Distribution System State Estimation using Multi-Source Data,» de *2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington, 2020.
- [107] M.-Q. Tran, A. S. Zamzam, P. H. Nguyen y G. Pemen, «Multi-Area Distribution System State Estimation Using Decentralized Physics-Aware Neural Networks,» *Energies*, vol. 14, n° 3025, p. 13, 2021.
- [108] M. Ajoudani, A. Shiekholeslami y A. Zakariazadeh, «Improving state estimation accuracy in active distribution networks by coordinating real-time and pseudo-measurements considering load uncertainty,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 16, p. 1620– 1638, 2022.

- [109] K. P. Schneider, B. A. Mather, B. C. Pal, C. W. Ten, G. J. Shirek, H. Zhu, J. C. Fuller, J. L. R. Pereira, L. F. Ochoa, L. R. De Araujo, R. C. Dugan, S. Matthias, S. Paudyal, T. E. McDermott y W. Kersting, «Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, nº 3, pp. 3181-3188, 2018.
- [110] IEEE, «IEEE PES Test Feeder,» IEEE PES, Agosto 2017. [En línea]. Available: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/wp-content/uploads/sites/167/2017/08/feeder34.zip>. [Último acceso: 24 11 2022].
- [111] B. Zargar, A. Angioni, F. Ponci y A. Monti, «Multiarea Parallel Data-Driven Three-Phase Distribution System State Estimation Using Synchrophasor Measurements,» *IEEE Transactions on Instrument Measurement*, vol. 69, p. 6186–6202, 2020.

APÉNDICES

A.1 PSEUDOCÓDIGOS DE LA ESTRATEGIA PARA FLUJO DE CARGA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS

A.1.1 Pseudocódigo Entrada de Datos del Flujo de Carga

Algoritmo A.1.1 Pseudocódigo Entrada de Datos del Flujo de Carga

1 *Leer variables y archivos obligatorios*
2 variable **“entrada”** debe ser un directorio válido
3 variable **“salida”** debe ser un directorio válido, en caso contrario se crea
4 archivo **“subestacion”**
5 debe indicar el nombre del nodo, su capacidad de potencia y su nivel de tensión
6 archivo **“segmentos de línea”**
7 debe indicar los nodos extremos, su longitud y su configuración
8 archivo **“configuraciones de línea”**
9 debe indicar su identificación, y las matrices de impedancia y admitancia
10 archivo **“cargas puntuales”**
11 debe indicar el nodo donde está la carga, su conexión, tipo, y potencias activas y reactivas
12 se crean vectores con cada uno de los archivos leídos
13 Si no existen o no cumplen con los requisitos aborta el proceso
14 *Leer variables y archivos opcionales*
15 variable **“opciones”** que son parámetros adicionales de control de las funciones siguientes
16 archivo **“transformadores”**
17 debe indicar su identificación, capacidad, número de fases, conexiones de alta y baja, tensiones de alta y baja, y los valores de resistencia y reactancia
18 archivo **“switches”**
19 debe indicar su identificación, número de fases, los valores de resistencia y su estado (abierto o cerrado)
20 archivo **“reguladores”**
21 debe indicar su identificación, número de fases, y la posición de los taps de las fases
22 archivo **“cargas distribuidas”**
23 debe indicar los nodos entre los que está la carga, su conexión, tipo, y potencias activas y reactivas
24 archivo **“capacitores”**
25 debe indicar el nodo donde está la carga, y las potencias reactivas de cada fase
26 archivo **“recursos energéticos distribuidos”**
27 debe indicar el nodo donde está conectado, categoría, modo de operación, y valores característicos propios del modo de operación según el estándar IEEE 1547-2018
28 archivo **“coordenadas de nodos”**
29 debe indicar las posiciones (x,y) relativas de los nodos para graficar la red
30 debe contener los nodos que aparecen en el archivo **“segmentos de línea”**
31 no puede contener nodos repetidos
32 Se crean vectores con cada uno de los archivos leídos
33 Si no cumplen con los requisitos no se tienen en cuenta, se reporta y se continúa el proceso
34 Finaliza la función

A.1.2 Pseudocódigo Descubrimiento de la Topología del Flujo de Carga

Algoritmo A.1.2 Pseudocódigo Descubrimiento de la Topología del Flujo de Carga

1 **Identificar los nodos de la red ingresada**
2 Se construye el vector “**nodos ingresados**” tomando la información de ambos extremos de los “**segmentos de línea**” depurándolo para que no haya repetidos, quedando con tamaño $n \times 1$

3 **Construir una matriz de adyacencia de la red ingresada**
4 Se construye una matriz cuadrada $n \times n$ según el tamaño del vector de nodos y se llena de ceros
5 Se recorre la matriz creada y el vector de “**segmentos de línea**” asignando un “1” a la posición (i,j) donde se identifique un nodo j conectado a un nodo i
6 Si hay un segmento de línea que tenga un switch se identifica si está abierto o cerrado, en caso que esté abierto se marca la posición (i,j) con cero

7 **Eliminar los segmentos de línea no conectados**
8 Se crea un nuevo vector de “**nodos depurados**” a partir del nodo de subestación, añadiéndole los nodos que se encuentren en vector “**segmentos de línea**” que estén conectados con dicho nodo y que no tengan switch en estado abierto
9 Se le agregan nodos al vector “**nodos depurados**” según se encuentren segmentos de línea en que aparezcan los nodos añadidos y no tengan switches en estado abierto
10 Se repite el paso 9 hasta completar todas las posibilidades de nodos
11 Si hay switches en estado abierto se revisa si hay conexiones de línea por flujo reverso y se añaden los nuevos nodos si los hay
12 Con base en el nuevo vector “**nodos depurados**” se genera un nuevo vector de “**segmentos depurados**” en los que aparezcan solo los nodos depurados

13 **Verificar si hay bucles**
14 Si el número de segmentos de línea depurados (m) es mayor o igual al número de nodos depurados (n) es porque hay un bucle en la red, se reporta y se aborta el proceso
15 En caso contrario (es decir: $n > m$) se continúa el proceso

16 **Añadir nodos auxiliares si hay cargas distribuidas**
17 Por cada carga que aparezca en el vector “**cargas distribuidas**”
18 Se añade un nodo auxiliar al vector “**nodos depurados**”
19 Se elimina el segmento que tiene a carga distribuida del vector “**segmentos depurados**”
20 Se agregan dos nuevos segmentos al vector “**segmentos depurados**” con la mitad de la longitud original, y finalizando e iniciando con el nodo auxiliar añadido
21 Se agrega una nueva línea al vector de “**cargas puntuales**” con la carga total en el nodo auxiliar

22 **Construir una matriz de adyacencia de la red depurada**
23 Se construye una nueva matriz de adyacencia siguiendo los pasos 4 y 5 con los vectores “**nodos depurados**” y “**segmentos depurados**”

24 **Clasificar los nodos**
25 El nodo de cabecera del alimentador (tipo 1) es el que está referenciado en el vector subestación
26 Por cada fila de la matriz de adyacencia depurada se suman las columnas
27 Los nodos de bifurcación (tipo 2) se identifican porque sus sumas de columnas es mayor que 1
28 Los nodos extremos (tipo 5) se identifican porque sus sumas de columnas es cero
29 Los nodos intermedios se identifican porque sus sumas de columnas es igual a 1
30 Con el vector “**segmentos depurados**” se identifican los nodos intermedios adyacentes a los extremos (tipo 4) y los nodos intermedios internos (tipo 3)

31 **Numerar los nodos**
32 Se ordena el vector “**nodos depurados**” según el tipo de nodo, de menor a mayor
33 Se asignan números a los nodos tipo 1, 4 y 5 de acuerdo a su ubicación en el vector ordenado
34 Se realiza un recorrido de los vectores “**nodos depurados**” y “**segmentos depurados**” a partir de los nodos finales para asignar la numeración a los nodos intermedio y de bifurcación según se vayan presentando de acuerdo a la numeración disponible después de las asignaciones anteriores

35 Finaliza la función

A.1.3 Pseudocódigo Despliegue de la Topología del Flujo de Carga

Algoritmo A.1.3 Pseudocódigo Despliegue de la Topología del Flujo de Carga

- 1 **Armar el mapa para la red ingresada**
 - 2 Si se cuenta con el vector “**coordenadas de nodos**” asignar la posición (x,y) a cada uno de “**nodos**” ingresados
En caso contrario asignar al nodo de la subestación la posición (x,y) correspondiente a la primera fila y nodo intermedio de una grilla de tamaño 800x600 o superior, los demás puntos se asignarán en filas inferiores y en columnas aleatorias
 - 3 Unir con una línea cada uno de los puntos (x,y) de acuerdo a la información en la “**matriz de adyacencia**” levantada con los datos de los nodos de entrada
 - 4 Presentar el mapa en la pantalla o en un archivo de acuerdo a las opciones ingresadas al inicio
 - 5 **Armar el mapa para la red depurada**
 - 6 Se realizan los pasos 2-4 pero con el vector de “**nodos depurados**” depurado y la matriz de adyacencia correspondiente
 - 7 Finaliza la función
 - 8
-

A.1.4 Pseudocódigo Preparación de Datos integrando DER del Flujo de Carga

Algoritmo A.1.4 Pseudocódigo Preparación de Datos integrando DER del Flujo de Carga

- 1 **Identificar las tensiones base para cada segmento de red**
- 2 Al vector “**nodos depurados**” se le agrega una columna para incluir la información de tensión base
- 3 Se asigna la tensión base al nodo de cabecera de acuerdo a lo ingresado en el archivo subestación
- 4 Se recorre el vector “**segmentos depurados**” hasta encontrar un transformador en línea
- 5 Mientras no haya un transformador en línea se asigna la tensión base de la subestación a los nodos que se vayan encontrando en el recorrido
- 6 En caso de encontrar un transformador en línea se asigna la tensión base al nodo correspondiente a la tensión de baja del transformador según lo establecido en el vector “**transformadores**”
- 7 Los nodos subsecuentes al transformador tendrán esa tensión base hasta que se encuentre un nuevo transformador en línea
- 8 **Armar las matrices de impedancias de línea**
- 9 Para cada línea del vector “**segmentos depurados**” se arma una matriz de impedancias según las ecuaciones 3 y 4 de acuerdo al tipo de segmento:
Si es una línea se multiplica la información de impedancias de “**configuración de líneas**” según el tipo de línea y las distancias correspondientes a cada segmento
Si es un transformador se asigna la impedancia correspondiente al archivo de configuración de “**transformadores**”
Si es un switch se asigna una impedancia infinita en caso de que esté abierto o la correspondiente al archivo de configuración de “**switches**” en caso de que esté cerrado
- 10
- 11
- 12
- 13 **Armar las matrices de líneas generalizadas**
- 14 Para cada línea del vector “**segmentos depurados**” se arma una matriz de línea generalizada de acuerdo al tipo de segmento que corresponda:
Para líneas o switches utilizar las ecuaciones 11 a 14
Para transformadores utilizar las ecuaciones 22 a 24 según la configuración de transformador
Para reguladores de tensión utilizar la ecuación 25
- 15
- 16
- 17
- 18 **Armar la matriz de cargas**
- 19 Asignar los valores de conexión, tipo y potencias de las cargas según aparezcan en “**nodos depurados**” y en:
Vector de “**cargas puntuales**” en el nodo correspondiente
- 20

- 21 | Vector de “cargas distribuidas” en el nodo auxiliar respectivo
- 22 | Vector de “capacitores” como cargas reactivas negativas en el nodo respectivo
- 23 | **Establecer las constantes de operación de las cargas**
- 24 | En caso de que hayan cargas de tipo impedancia o corrientes constantes, o capacitores conectados a los “nodos depurados” calcular los valores de las constantes así:
- 25 | Para cargas de impedancia constante establecer el valor según la ecuación 41
- 26 | Para cargas de corriente constante establecer el valor según la ecuación 42
- 27 | Para capacitores establecer el valor según la ecuación 43
- 28 | En todos los casos se utilizará el valor de tensión base del nodo donde esté conectado
- 29 | **Asignar inyección inicial de los DER**
- 30 | En caso de que hayan DER conectados a los “nodos depurados” calcular los valores de las inyecciones iniciales así:
- 31 | Para DER en modo de potencia constante asignar las potencias establecidas en el archivo de “generación distribuida”
- 32 | Para DER en modo de factor de potencia constante, calcular la potencia reactiva con la potencia activa y el factor de potencia asignados según la ecuación 46
- 33 | Para cualquiera de los otros modos de operación controlada, si no hay establecida una potencia objetivo en “generación distribuida” se toma el valor medio entre la capacidad máxima y mínima de potencias activas y reactivas.
- 34 | **Establecer valores iniciales de tensión y corrientes**
- 35 | Se ordena el vector “nodos depurados” de menor a mayor según la numeración asignada a cada uno en la función de descubrimiento de la topología
- 36 | Se arma un vector donde se almacenarán los valores de tensión para todas las fases de todos los nodos de la red según se vayan calculando
- 37 | Se arma un vector donde se almacenarán los valores de corriente para todas las fases de todas las ramas de la red según se vayan calculando
- 38 | Se establecen los valores iniciales para ambos vectores en cero
- 39 | Finaliza la función

A.1.5 Pseudocódigo Barrido hacia Adelante

Algoritmo A.1.5 Pseudocódigo Barrido hacia adelante del Flujo de Carga

- 1 | **Calcular las tensiones para todos los nodos aguas debajo de la subestación**
- 2 | Se asigna las magnitudes de tensión de las fases del nodo de cabecera de acuerdo a lo ingresado en el archivo subestación, con los ángulos 0° , -120° y 120° para las fases a, b y c respectivamente
- 3 | Se identifican los nodos adyacentes aguas abajo del nodo siguiendo el vector “segmentos depurados”
Con la ecuación 10 se calculan las tensiones de los nodos adyacentes de acuerdo con la información de las matrices generalizadas de los segmentos respectivos y los valores registrados en el vector de corrientes de las líneas.
- 4 | Se repiten los pasos 3 y 4 hasta llegar a los nodos extremos de la red
- 5 | Se repiten los pasos 3 y 4 hasta llegar a los nodos extremos de la red
- 6 | Finaliza la función

A.1.6 Pseudocódigo Barrido hacia Atrás

Algoritmo A.1.6 Pseudocódigo Barrido hacia Atrás

- 1 | **Calcular las corrientes de nodos finales de la red**
- 2 | Con las tensiones de fase de los nodos finales obtenidas en el barrido anterior se calculan las corrientes nodales de los nodos finales de la red teniendo en cuenta los modelos de las cargas y las ecuaciones 27 (PQ), 28 (Z) y 30 y 31 (I).
- 3 | Se suman las corrientes nodales calculadas
- 4 | **Actualizar las tensiones y corrientes de los nodos aguas arriba**

- 5 Con el vector “segmentos depurados” se identifican los nodos aguas arriba interconectados a los nodos anteriores
- 6 Se actualizan los valores de tensión con la ecuación 8
- 7 Se calculan las corrientes nodales según los tipos de carga con las ecuaciones 27,28, 30 y 31
- 8 Si el nodo es del tipo bifurcación se espera a que se haya realizado el cálculo de todas las corrientes de ramas que están conectados aguas abajo de dicho nodo
- 9 Se suman las corrientes de las ramas aguas abajo del nodo junto con las corrientes nodales calculadas en 7
- 10 Se repiten los pasos 5 a 9 hasta calcular las tensiones del nodo subestación
- 11 **Comparar las tensiones del nodo de subestación**
- 12 Se calcula la diferencia porcentual de la magnitud de cada fase del nodo subestación con la tensión establecida para este nodo en la entrada de datos
- 13 Si el máximo de estas diferencias es mayor a una tolerancia establecida para este cálculo en la entrada de datos se repite el procedimiento de barrido hacia adelante
- 14 **Verificar número de iteraciones**
- 15 Si el número de iteraciones (barrido hacia adelante – barrido hacia atrás) es mayor que un límite establecido en la entrada de datos se informa y se aborta el proceso
- 16 Finaliza la función

A.1.7 Pseudocódigo Ajuste de Inyecciones DER modos IEEE 1547-2018

Algoritmo A.1.7 Pseudocódigo Ajuste de Inyecciones DER modos IEEE 1547-2018

- 1 **Verificar el cambio de tensiones en los nodos con DER**
- 2 Para todos los nodos que tienen DER
- 3 Calcular la diferencia de las magnitudes de las tensiones de fase antes y después del proceso de barrido iterativo
- 4 Si el máximo de todas esas diferencias es menor o igual a una tolerancia indicada a la entrada de los datos, finalice esta función
- 5 **Ejecutar para cada nodo con variación de tensión posterior al barrido mayor a la tolerancia permitida**
- 6 Si el DER está trabajando en modo **Potencia Activa controlada por Tensión** haga según la sección 5.4.2 del estándar:
- 7 Si las tensiones de fase en el nodo son menores a V_1 , se deja la potencia asignada
- 8 Si las tensiones de fase en el nodo están entre V_1 y V_2 , si la potencia asignada es mayor a la calculada con la ecuación 44 actualice el valor de la potencia activa del DER a la calculada
- 9 Si alguna tensión de fase del nodo está por encima de V_H , actualice la potencia activa y reactiva del DER como cero para el siguiente proceso de barrido
- 10 Si el DER está trabajando en modo **Factor de Potencia Constante** verifique si la potencia activa del DER fue modificada, en cuyo caso calcule la potencia reactiva según la ecuación 45
- 11 Si el DER está trabajando en modo **Potencia Reactiva controlada por Tensión** haga según la sección 5.3.3 del estándar:
- 12 Si alguna tensión de fase del nodo está por debajo de V_L o por encima de V_H , actualice la potencia activa y reactiva del DER como cero para el siguiente proceso de barrido.
- 13 Si las tensiones de fase del nodo están entre V_2 y V_3 actualice la potencia reactiva en cero.
- 14 Si las tensiones de fase están entre V_L y V_1 actualice la potencia reactiva en $(+)Q_1$
- 15 Si las tensiones de fase están entre V_4 y V_H actualice la potencia reactiva en $(-)Q_4$
- 16 Si las tensiones de fase del nodo están entre V_1 y V_2 actualice la potencia reactiva según la ecuación 46 (positiva, inyectando reactivos)
- 17 Si las tensiones de fase del nodo están entre V_3 y V_4 actualice la potencia reactiva según la ecuación 47 (negativa, absorbiendo reactivos)
- 18 Si el DER está trabajando en modo **Potencia Reactiva controlada por Potencia Activa** haga según la sección 5.3.4 del estándar:
- 19 Si el DER está inyectando una potencia menor a P_2 actualice la potencia reactiva del DER en cero
- 20 Si el DER está absorbiendo potencia menor a $P'2$ actualice la potencia reactiva del DER en cero.

- 21 Si el DER está inyectando potencia activa mayor a P3 actualice la potencia reactiva para absorba Q3
 - 22 Si el DER está absorbiendo potencia activa mayor a P'3 actualice la potencia reactiva para que inyecte Q'3.
 - 23 Si la inyección de potencia activa está entre P2 y P3 actualice la potencia reactiva para que absorba según la ecuación 48
 - 24 Si la inyección de potencia activa está entre P'2 y P'3 actualice la potencia reactiva para que inyecte según la ecuación 49
 - 25 Si la potencia reactiva del DER ha cambiado, verifique que no se esté requiriendo más potencia aparente que la nominal, en cuyo caso actualice la potencia activa según la ecuación 50
 - 26 Finaliza la función
-

A.1.8 Pseudocódigo Cálculo de Potencias y Reporte de Resultados

Algoritmo A.1.8 Pseudocódigo Cálculo de Potencias y Reporte de Resultados

- 1 **Calcular las potencias de las líneas**
 - 2 Para cada segmento de línea
 - 3 Seleccionar las tensiones de fase de los nodos a cada extremo del segmento de línea resultado de la última iteración del proceso de barrido hacia atrás
 - 4 Seleccionar las corrientes de línea a cada extremo del segmento de línea resultado de la última iteración del proceso de barrido hacia atrás
 - 5 Calcular las potencias aparentes de entrada y salida por fase del segmento de línea utilizando las ecuaciones 51 y 52
 - 6 **Calcular las pérdidas en las líneas**
 - 7 Para cada segmento de línea
 - 8 Calcular las pérdidas de potencia activa con las potencias obtenidas en 5 y la ecuación 53
 - 9 Calcular las pérdidas de potencia reactiva con las potencias obtenidas en 5 y la ecuación 54
 - 10 Calcular las pérdidas totales sumando por separado todas las pérdidas activas y reactivas
 - 11 **Restaurar los segmentos originales de las cargas distribuidas**
 - 12 Eliminar los nodos auxiliares utilizados para modelar las cargas distribuidas
 - 13 Tomar la potencia de inicio de la primera mitad y la potencia de salida de la segunda mitad y asignarlas al segmento restaurado
 - 14 Sumar las pérdidas de potencias activas y reactivas respectivamente de cada mitad y asignarlo al segmento restaurado
 - 15 **Reportar las potencias totales de la red**
 - 16 Sumar todas las potencias activas y reactivas por fase de los segmentos de línea que salen de la subestación obtenidas en este proceso
 - 17 Sumar todas las pérdidas activas y reactivas de las líneas obtenidas en este proceso
 - 18 **Registrar las inyecciones de cada DER**
 - 19 Tomar las potencias asignadas como cargas en los nodos debido a cada DER, cambiarle el signo y almacenarlas en una matriz para presentarlas en el reporte final
 - 20 **Formatear y presentar**
 - 21 Tabular la información obtenida, redondear cifras
 - 22 Presentar en pantalla y almacenar en archivo digital
 - 23 Finaliza la función
-

A.2 PSEUDOCÓDIGOS DE LA ESTRATEGIA PARA ESTIMACIÓN DE ESTADO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS

A.2.1 Pseudocódigo Entrada de Datos para el Estimador de Estado

Algoritmo A.2.1 Pseudocódigo Entrada de Datos para el Estimador de Estado

1 **Ingresar Datos de Infraestructura**
2 **Información obligatoria**
3 variable “**entrada**” debe ser un directorio válido
4 variable “**salida**” debe ser un directorio válido, en caso contrario se crea
5 archivo “**subestacion**”
6 debe indicar el nombre del nodo, su capacidad de potencia y su nivel de tensión
7 archivo “**segmentos de línea**”
8 debe indicar los nodos extremos, su longitud y su configuración
9 archivo “**configuraciones de línea**”
10 debe indicar su identificación, y las matrices de impedancia y admitancia
11 archivo “**pesos de medidas**”
12 con un valor de 0 a 100 indica el peso que se le asignará a las medidas de potencias,
tensiones y pseudo-medidas
13 se crean vectores con cada uno de los archivos leídos
14 Si no existen o no cumplen con los requisitos aborta el proceso
15 **Información Opcional**
16 variable “**opciones**” que son parámetros adicionales de control de las funciones siguientes
17 archivo “**transformadores**”
18 debe indicar su identificación, capacidad, número de fases, conexiones de alta y baja,
tensiones de alta y baja, y los valores de resistencia y reactancia
19 archivo “**switches**”
20 debe indicar su identificación, número de fases, los valores de resistencia y su estado
(abierto o cerrado)
21 archivo “**reguladores**”
22 debe indicar su identificación, número de fases, y la posición de los taps de las fases
23 archivo “**capacitores**”
24 debe indicar el nodo donde está la carga, y las potencias reactivas de cada fase
25 archivo “**coordenadas de nodos**”
26 debe indicar las posiciones (x,y) relativas de los nodos para graficar la red
27 debe contener los nodos que aparecen en el archivo “**segmentos de línea**”
28 no puede contener nodos repetidos
29 Se crean vectores con cada uno de los archivos leídos
30 **Ingresar Datos de Mediciones**
31 archivo “**mediciones de cargas**”
32 debe indicar el nodo donde está la carga, su conexión, y valores de potencias activas y reactivas
33 archivo “**mediciones de flujos**”
34 debe indicar el nodo que está siendo medido, sus fases y valores de potencias activas y reactivas
35 archivo “**mediciones de tensiones**”
36 debe indicar el nodo que está siendo medido, sus fases y valores de magnitud de tensión
37 Si no cumplen con los requisitos no se tienen en cuenta, se reporta y se continúa el proceso
38 archivo “**estado de switches**”
39 debe indicar el código del switch que está siendo reportado y su estado (abierto o cerrado)
40 Finaliza la función

A.2.2 Pseudocódigo Identificación de la Topología para el Estimador de Estado

Algoritmo A.2.2 Pseudocódigo Identificación de la Topología para el Estimador de Estado

1 *Identificar los nodos de la red ingresada*
2 | Se construye el vector “**nodos ingresados**” tomando la información de ambos extremos de los
| “**segmentos de línea**” depurándolo para que no haya repetidos, quedando con tamaño $n \times 1$

3 *Construir una matriz de adyacencia de la red ingresada*
4 | Se construye una matriz cuadrada $n \times n$ según el tamaño del vector de nodos y se llena de ceros
5 | Se recorre la matriz creada y el vector de “**segmentos de línea**” asignando un “1” a la posición (i,j)
| donde se identifique un nodo j conectado a un nodo i
6 | Si hay un segmento de línea que tenga un switch se identifica si está abierto o cerrado, en caso que
| esté abierto se marca la posición (i,j) con cero

7 *Eliminar los segmentos de línea no conectados*
8 | Se crea un nuevo vector de “**nodos depurados**” a partir del nodo de subestación, añadiéndole los
| nodos que se encuentren en vector “**segmentos de línea**” que estén conectados con dicho nodo y que
| no tengan switch en estado abierto
9 | Se le agregan nodos al vector “**nodos depurados**” según se encuentren segmentos de línea en que
| aparezcan los nodos añadidos y no tengan switches en estado abierto
10 | Se repite el paso 9 hasta completar todas las posibilidades de nodos
11 | Si hay switches en estado abierto se revisa si hay conexiones de línea por flujo reverso y se añaden
| los nuevos nodos si los hay
12 | Con base en el nuevo vector “**nodos depurados**” se genera un nuevo vector de “**segmentos**
| **depurados**” en los que aparezcan solo los nodos depurados

13 *Verificar si hay bucles*
14 | Si el número de segmentos de línea depurados (m) es mayor o igual al número de nodos depurados
| (n) es porque hay un bucle en la red, se reporta y se aborta el proceso
15 | En caso contrario (es decir: $n > m$) se continúa el proceso

16 *Construir una matriz de adyacencia de la red depurada*
17 | Se construye una nueva matriz de adyacencia siguiendo los pasos 4 y 5 con los vectores “**nodos**
| **depurados**” y “**segmentos depurados**”

18 *Clasificar los nodos*
19 | El nodo de cabecera del alimentador (tipo 1) es el que está referenciado en el vector subestación
20 | Por cada fila de la matriz de adyacencia depurada se suman las columnas
21 | Los nodos de bifurcación (tipo 2) se identifican porque sus sumas de columnas es mayor que 1
22 | Los nodos extremos (tipo 5) se identifican porque sus sumas de columnas es cero
23 | Los nodos intermedios se identifican porque sus sumas de columnas es igual a 1
24 | Con el vector “**segmentos depurados**” se identifican los nodos intermedios adyacentes a los extremos
| (tipo 4) y los nodos intermedios internos (tipo 3)

25 *Numerar los nodos*
26 | Se ordena el vector “**nodos depurados**” según el tipo de nodo, de menor a mayor
27 | Se asignan números a los nodos tipo 1, 4 y 5 de acuerdo a su ubicación en el vector ordenado
28 | Se realiza un recorrido de los vectores “**nodos depurados**” y “**segmentos depurados**” a partir de los
| nodos finales para asignar la numeración a los nodos intermedio y de bifurcación según se vayan
| presentando de acuerdo a la numeración disponible después de las asignaciones anteriores

29 *Revisar si hay mediciones de nodos finales*
30 | Por cada nodo tipo 5 se verifica si hay algún dato de medida (tensión, o potencia)
31 | Si no hay ninguna medida se elimina el nodo del vector de nodos y se procede a revisar medidas
| en el nodo precedente
32 | Si el nodo precedente no tiene medición registrada se elimina y se continúa a revisar el nodo
| precedente hasta encontrar alguno que tenga medida

33 *Si se eliminó algún nodo se ajusta la topología de la red*
34 | Se repiten los pasos 16 a 28
35 *Finaliza la función*

A.2.3 Pseudocódigo Despliegue de la Topología

Algoritmo A.2.3 Pseudocódigo Despliegue de la Topología	
1	Armar el mapa para la red ingresada
2	Si se cuenta con el vector “ coordenadas de nodos ” asignar la posición (x,y) a cada uno de “ nodos ” ingresados
3	En caso contrario asignar al nodo de la subestación la posición (x,y) correspondiente a la primera fila y nodo intermedio de una grilla de tamaño 800x600 o superior, los demás puntos se asignarán en filas inferiores y en columnas aleatorias
4	Unir con una línea cada uno de los puntos (x,y) de acuerdo a la información en la “ matriz de adyacencia ” levantada con los datos de los nodos de entrada
5	Presentar el mapa en la pantalla o en un archivo de acuerdo a las opciones ingresadas al inicio
6	Armar el mapa para la red depurada
7	Se realizan los pasos 2-4 pero con el vector de “ nodos depurados ” depurado y la matriz de adyacencia correspondiente
8	Finaliza la función

A.2.4 Pseudocódigo Preparación de Datos y Detección de Errores Graves

Algoritmo A.2.4 Pseudocódigo Preparación de Datos y Detección de Errores Graves	
1	Identificar las tensiones base para cada segmento de red
2	Al vector “ nodos depurados ” se le agrega una columna para incluir la información de tensión base
3	Se asigna la tensión base al nodo de cabecera de acuerdo a lo ingresado en el archivo subestación
4	Se recorre el vector “ segmentos depurados ” hasta encontrar un transformador en línea
5	Mientras no haya un transformador en línea se asigna la tensión base de la subestación a los nodos que se vayan encontrando en el recorrido
6	En caso de encontrar un transformador en línea se asigna la tensión base al nodo correspondiente a la tensión de baja del transformador según lo establecido en el vector “ transformadores ”
7	Los nodos subsiguientes al transformador tendrán esa tensión base hasta que se encuentre un nuevo transformador en línea
8	Armar las matrices de admitancias de línea
9	Para cada línea del vector “ segmentos depurados ” se arma una matriz de impedancias según las ecuaciones 3 y 4 de acuerdo al tipo de segmento:
10	Si es una línea se multiplica la información de impedancias de “ configuración de líneas ” según el tipo de línea y las distancias correspondientes a cada segmento
11	Si es un transformador se asigna la impedancia correspondiente al archivo de configuración de “ transformadores ”
12	Si es un switch se asigna una impedancia infinita en caso de que esté abierto o la correspondiente al archivo de configuración de “ switches ” en caso de que esté cerrado
13	Calcular las matrices de admitancia mutua y admitancia propia para cada línea
14	Calcular la matriz de admitancia mutua de cada línea como el inverso de la matriz de impedancia de la línea
15	Calcular la matriz de admitancia propia como un medio de la matriz de susceptancia ingresada
16	Convertir los datos a por unidad
17	Establecer los valores bases
18	Del archivo de subestación tomar la potencia base y la tensión base del circuito
19	Calcular la impedancia base del circuito
20	Para cada nodo verificar si está conectado detrás de un transformador
21	Si no está conectado detrás de un transformador asignarle como tensión base la del circuito
22	Si está conectado detrás de un transformador asignarle como tensión base la del secundario del transformador

23	Convertir los valores de admitancias a por unidad tomando como referencia el inverso de la impedancia base calculada
24	Convertir los valores de las mediciones de tensión tomando como referencia la tensión base asignada al nodo respectivo
25	Convertir los valores de las mediciones de potencias tomando como referencia la potencia base del circuito
26	Ordenar los vectores y matrices a utilizar
27	Se ordenan los vectores de nodos según la numeración asignada, de mayor a menor
28	Se ordenan las matrices de admitancias propias y mutuas según la numeración del nodo inicial y del nodo final
29	Detectar y Filtrar los errores graves de las medidas ingresadas
30	Por cada medición de tensión ingresada, eliminar si
31	el valor es negativo
32	el valor es igual o mayor a 1.5 p.u.
33	Por cada medición de potencia ingresada, eliminar si
34	el valor es igual o mayor a 1.5 p.u.
35	Por cada medición de estado de switch ingresado, eliminar si
36	el valor es diferente a 0 o 1 (abierto o cerrado)
37	Finaliza la función

A.2.5 Pseudocódigo Estimador de Estado en Sistemas de Distribución

Algoritmo A.2.5 Pseudocódigo Estimador de Estado en Sistemas de Distribución

1	Definir las matrices de variables
2	Definir una matriz $n \times 3$ para las variables de magnitud de la tensión de los n nodos
3	Definir una matriz $n \times 3$ para las variables de ángulo de la tensión de los n nodos
4	Definir una matriz $n \times 3$ para las variables de potencia activa de las cargas en los n nodos
5	Definir una matriz $n \times 3$ para las variables de potencia reactiva de las cargas en los n nodos
6	Definir una matriz $m \times 3$ para las variables de potencia activa de bajada de las m líneas
7	Definir una matriz $m \times 3$ para las variables de potencia reactiva de bajada de las m líneas
8	Definir una matriz $m \times 3$ para las variables de potencia activa de subida de las m líneas
9	Definir una matriz $m \times 3$ para las variables de potencia reactiva de subida de las m líneas
10	Fijar valores para las variables
11	Las variables para las tensiones del nodo de subestación, se fijan al valor medido para éstas
12	Las variables para los ángulos de las tensiones del nodo de subestación, se fijan como 0° , -120° y 120° para las fases a , b , c
13	Las variables de las potencias de carga para la subestación se fijan como cero
14	Las variables correspondientes a las medidas virtuales se fijan como cero
15	Establecer los valores de arranque de las variables
16	Para las variables de tensión
17	A los nodos que tengan mediciones de tensión se asignarán como valor de arranque de la magnitud de tensión del nodo las respectivas medidas
18	Al resto de nodos se les asigna como valor de arranque la unidad (1.0)
19	A todos los nodos se les asignará como valor de arranque 0° , -120° y 120° a los ángulos de tensión de las fases a , b y c respectivamente
20	Para las variables de potencias
21	Si los nodos tienen valores de potencias medidos, se asignan como valor de arranque las mediciones respectivas
22	Para las potencias activas y reactivas de bajada de las líneas se asignan como valores de arranque los valores medidos en los nodos que reciben la línea, desde la perspectiva de la subestación

23	<i>Para las potencias activas y reactivas de subida de las líneas se asignan como valores de arranque el negativo de los valores medidos en los nodos que reciben la línea, desde la perspectiva de la subestación</i>
24	Establecer la función objetivo
25	<i>Armar la función objetivo según la ecuación 55 de acuerdo al estándar de presentación definido por el software de optimización a utilizar</i>
26	<i>Sume los cuadrados de las diferencias de los valores de potencias medidos y las variables de optimización correspondientes y multiplique esta suma por el peso asignado a las mediciones de potencia</i>
27	<i>Sume los cuadrados de las diferencias de los valores de pseudomedidas de potencias y las variables de optimización correspondientes y multiplique esta suma por el peso asignado a las pseudomedidas de potencia</i>
28	<i>Sume los cuadrados de las diferencias de los valores de tensiones medidas y las variables de optimización correspondientes y multiplique esta suma por el peso asignado a las medidas de tensión</i>
29	Establecer las restricciones de las líneas
30	<i>Por cada línea trifásica establecer las restricciones de potencia para las potencias activas y reactivas de bajada y de subida de acuerdo a las ecuaciones 56 a 69</i>
31	<i>Por cada línea diferentes a las trifásicas establecer las restricciones de potencia para las potencias activas y reactivas de bajada y de subida de acuerdo a las ecuaciones 56 a 59 eliminando los componentes de las fases inexistentes en cada una de las líneas respectivas</i>
32	Establecer las restricciones para los nodos extremos
33	<i>Por cada fase de los nodos extremos que tengan cargas conectadas establecer las restricciones de potencia según las ecuaciones 60 y 61</i>
34	Establecer las restricciones para los nodos intermedios
35	<i>Por cada fase de los nodos intermedios de la red establecer las restricciones de potencia según las ecuaciones 62 y 63</i>
36	Establecer las restricciones para los nodos bifurcación
37	<i>Por cada fase de los nodos de bifurcación de la red establecer las restricciones de potencia según las ecuaciones 64 y 65</i>
38	Ejecutar la minimización con el solver seleccionado
39	<i>Ingresar al software de optimización no lineal el modelo a trabajar seleccionando la función objetivo y las restricciones establecidas</i>
40	<i>Indicar al solver que al modelo seleccionado se le debe aplicar el proceso de minimización no lineal</i>
41	<i>Ejecutar el proceso de optimización</i>
42	<i>Finaliza la función</i>

A.2.6 Pseudocódigo Detección de Errores

Algoritmo A.2.6 Pseudocódigo Detección de Errores

- 1 **Levantar los valores correspondientes a las mediciones con las variables de estado**
- 2 *Calcular los valores correspondientes a las mediciones con base en los valores asignados a las variables de estado si el solver utilizado no lo entrega*
- 3 *Para esto hacer uso de los valores de magnitud y ángulo de tensión de los nodos encontrados, y las matrices de admitancias y mutuas de cada línea*
- 4 **Llenar el vector de residuos**
- 5 *Para cada medida, calcular la resta de los valores medidos y calculados según la ecuación 66 e ingresarlos en el vector de residuos*
- 6 **Calcular el mayor de los residuos normalizados**
- 7 *Calcular la desviación estándar de los residuos*
- 8 *Calcular el valor normalizado de cada residuo según la ecuación 67*
- 9 *Seleccionar el mayor de los residuos normalizados*

- 10 **Identificar si hay errores grandes**
 - 11 Si el mayor de los residuos normalizados es mayor que 3 se supone que es un error grande se elimina las mediciones y se procede a ejecutar nuevamente el estimador de estado
 - 12 Si el mayor de los residuos normalizados no es mayor que 3 se supone que no hay errores grandes y se procede a la entrega de resultados
 - 13 Finaliza la función
-

A.2.7 Pseudocódigo Cálculos Finales y Reporte de Resultados

Algoritmo A.2.7 Pseudocódigo Cálculos Finales y Reporte de Resultados

- 1 **Calcular las pérdidas en las líneas**
 - 2 Para cada segmento de línea
 - 3 Seleccionar las potencias activas de subida y bajada por cada fase resultado de la última ejecución del estimador de estado
 - 4 Calcular las pérdidas por fase de la línea restando los valores de las potencias de bajada y subidas de cada fase respectivamente
 - 5 Repetir los pasos 3 y 4 con las potencias reactivas
 - 6 Sumar las pérdidas de potencia activa por fase de todas las líneas para obtener la pérdida total por fase
 - 7 Sumar las pérdidas de potencia activa por fase de todas las líneas para obtener la pérdida total por fase
 - 8 Sumar las pérdidas de potencia activa por fase para tener la pérdida de potencia activa total
 - 9 Sumar las pérdidas de potencia reactiva por fase para tener la pérdida de potencia reactiva total
 - 10 **Convertir los valores a sus unidades**
 - 11 Los valores de magnitudes de tensión encontradas multiplicarlas por la tensión base del nodo respectivo
 - 12 Los valores de potencias calculadas multiplicarlas por la potencia base del circuito
 - 13 **Formatear y presentar**
 - 14 Tabular la información obtenida, redondear cifras
 - 15 Presentar en pantalla y almacenar en archivo digital
 - 16 Finaliza la función
-