

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN EN
REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INCORPORANDO
RESTRICCIONES DE LOCALIZACIÓN RELATIVA DE FALLAS EN LA RED**

EDINSON FABIAN CABEZAS JAIMES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA**

2018

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN EN
REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INCORPORANDO
RESTRICCIONES DE LOCALIZACIÓN RELATIVA DE FALLAS EN LA RED**

EDINSON FABIAN CABEZAS JAIMES

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:

Jairo Blanco Solano

Magister en Ingeniería Eléctrica

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA**

2018

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	12
1. GENERALIDADES	15
1.1 ANTECEDENTES.....	15
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.3 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN	18
1.4 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE APLICACIÓN	19
1.4.1 Objetivo general.....	19
1.4.2 Objetivos específicos.	19
1.5 RESULTADOS DERIVADOS DEL DESARROLLO DEL TRABAJO DE APLICACIÓN.....	20
2. UBICACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN ..	21
2.1 CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA	21
2.2 HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN	22
2.3 METODOLOGÍAS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN	23
2.3.1 Métodos basados en la MOHT.	23
2.3.2 Métodos basados en información de estado estable.....	27
2.3.3 Métodos basados en la teoría gráfica.	29
2.3.4 Métodos basados en la localización de la falla.....	30
2.3.5 Métodos basados en regresión multivariable y coeficientes estadísticos.	31
3. UBICACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES INCORPORANDO RESTRICCIONES DE LOCALIZACIÓN RELATIVA DE FALLAS EN LA RED.....	34
3.1 MÉTODO PROPUESTO PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN.	35

3.1.1 Definición de la matriz de derivaciones MD.	36
3.1.2 Formulación del problema de optimización.	37
3.1.3 Validación de los esquemas de monitorización.	39
 4. CASO DE ESTUDIO: RED DE DISTRIBUCIÓN REAL DE 13,2 KV	45
4.1 CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE PRUEBA	45
4.2 CONSTRUCCIÓN DE LAS MATRICES AAM Y MD	45
4.3 CONFIGURACIONES ÓPTIMAS DE MONITORES.....	46
4.4 VALIDACIÓN DEL ARREGLO ÓPTIMO DE MONITORES DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN Y DEL IPOHT.	49
4.5 DESEMPEÑO DEL ESQUEMA DE MONITORIZACIÓN DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN.....	54
 5. CONCLUSIONES	58
 CITAS BIBLIOGRÁFICAS	61
 BIBLIOGRAFIA.....	67
 ANEXOS	73

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Principales características de los trabajos que se basan en el método AAM.....	26
Tabla 2. Principales características de los trabajos que se basan en el método ATAM.	27
Tabla 3. Principales características de los trabajos basados en la información de estado estable.	29
Tabla 4. Principales características del método basado en la teoría Gráfica.	30
Tabla 5. Características de los métodos basados en la observación de la localización de la falla.	31
Tabla 6. Principales características de los métodos basados en regresión multivariable y coeficientes estadísticos.	32
Tabla 7. Características de los métodos de ubicación de monitores de hundimientos de tensión.	32
Tabla 8. Esquemas óptimos de monitorización: método clásico y propuesto para $Z_f = 0 \Omega$	47
Tabla 9. Esquemas óptimos de monitorización: método clásico y propuesto para $Z_f = 10 \Omega$	47
Tabla 10. Esquemas óptimos de monitorización: método clásico y propuesto para $Z_f = 20 \Omega$	48
Tabla 11. Esquemas óptimos de monitorización: método clásico y propuesto para cualquier tipo de falla.	49
Tabla 12. Porcentajes de falla del sistema en estudio.	50
Tabla 13. Probabilidad de observación para los nodos más cercanos a la fuente.	52
Tabla 14. Estadísticas de falla del sistema en estudio para simulación Montecarlo.	55

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Área de cobertura del monitor para una red de 118 nodos.	16
Figura 2. Características de un hundimiento de tensión.....	22
Figura 3. Red de distribución de 34 nodos – zonas de localización relativa de fallas en la red	36
Figura 4. Método propuesto para la ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión.	39
Figura 5. Magnitud de Tensión para diferentes valores de Z_f	40
Figura 6. Red de distribución real de 379 nodos.	46
Figura 7. Desempeño del IPOHT para los arreglos de monitores.	50
Figura 8. Desempeño del IPOHT para los arreglos de monitores detallado.	51
Figura 9. Distribución de probabilidad de observación para el método propuesto $Z_f = 0 \Omega$	53
Figura 10. Distribución de probabilidad de observación para el método propuesto $Z_f = 10 \Omega$	53
Figura 11. Distribución de probabilidad de observación para el método propuesto $Z_f = 20 \Omega$	54
Figura 12. Comportamiento del FO para los métodos clásico y propuesto en las simulaciones de Montecarlo.	56

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
A. Desempeño detallado del IPOHT para los arreglos de monitores.	73
B. Estimación del error en simulaciones Montecarlo.....	76

RESUMEN

TÍTULO: UBICACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INCORPORANDO RESTRICCIONES DE LOCALIZACIÓN RELATIVA DE FALLAS EN LA RED*

AUTOR: EDINSON FABIAN CABEZAS JAIMES**

PALABRAS CLAVE: Calidad de potencia, hundimientos de tensión, fallas en la red, ubicación óptima, monitorización inteligente.

DESCRIPCIÓN:

Las tecnologías utilizadas en los diferentes procesos útiles al ser humano, cuyo funcionamiento se basan en energía eléctrica, resultan cada vez más sensibles a las perturbaciones en los sistemas eléctricos. Este impacto ha impulsado a que las empresas de energía eléctrica direccionen esfuerzos para garantizar una mejor calidad en la prestación del servicio. Dentro del espectro de perturbaciones eléctricas, los hundimientos de tensión se consideran una de las perturbaciones más frecuentes, y su impacto, tanto en los usuarios como en los mismos operadores de red; ha conllevado a una continua búsqueda de estrategias para su identificación, diagnóstico y mitigación. Una respuesta a esta problemática es la implementación de sistemas de monitorización para la medición de estas perturbaciones. No obstante, es claro que la instalación de monitores en cada nodo del sistema eléctrico no es económicamente viable, por lo cual surge la necesidad de establecer estrategias de optimización a la hora de determinar el número y la ubicación de los monitores a instalar.

De acuerdo con lo anterior, en este trabajo se implementa una metodología para la ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión, incorporando los siguientes aspectos: condiciones desbalanceadas de la red eléctrica; alimentadores trifásicos, bifásicos y monofásicos; restricciones adicionales de observabilidad derivadas de una técnica de localización relativa de fallas. La metodología es aplicada en una red de distribución real de 379 nodos de un operador de red de Colombia. Los resultados muestran que se logra un eficiente desempeño del factor de observabilidad con el método propuesto comparado con las metodologías tradicionales. La robustez del sistema de monitorización es evaluada con un conjunto amplio de fallas en la red, generado mediante simulaciones de Montecarlo e incorporando la naturaleza estocástica de las fallas y sus impedancias de falla a partir de una caracterización real en la red de distribución.

* Trabajo de aplicación.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Maestría en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: M. Sc. Jairo Blanco Solano

SUMMARY

TÍTULO: OPTIMAL PLACEMENT OF VOLTAGE SAG METERS IN DISTRIBUTION NETWORKS USING FAULT LOCATION CONSTRAINTS*

AUTHOR: EDINSON FABIAN CABEZAS JAIMES**

KEYWORDS: Power Quality, Voltage Sags, Network Faults, Optimal Placement, Smart Metering

DESCRIPCIÓN:

Electrical technologies used in many processes, which are useful for human needs, have a large sensitivity to power quality disturbances. This impact has prompted to electric utilities to guarantee a better quality of energy service. There is a wide spectrum of electrical disturbances, but the voltage sags have been considered one of the most frequent disturbances in electrical systems. Users and electric utilities experiment the growing impact of voltage sags. Therefore, there is a continuous search for strategies for the identification, diagnosis and mitigation of this type of disturbance. In response to this issue, monitoring systems are implemented to record the voltage sags. However, it's clear that the installation of monitors in each node of the electrical system is infeasible, due to economic reasons mainly. Therefore, there is a need to establish optimization strategies for determining the number and location of the monitors to be installed.

In that sense, this work implements a method for the optimal location of voltage sag monitors, considering the following aspects: unbalanced electrical networks, three-phase, two-phase and single-phase feeders; observability constraints derived from technique for the relative location of network faults. The validation process is performed in a real 379-nodes distribution network of a Colombian electric utility. The results show an efficient performance of the observability factor in comparison with traditional methodologies. A large set of network faults was generated by Monte Carlo simulations to evaluate the robustness of the monitoring system in the detection of voltage sags, taking into account the stochastic nature of the faults and their fault impedances from a field characterization in the real studied network.

* Master's Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.
Maestría en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.
Director: M. Sc. Jairo Blanco Solano.

INTRODUCCIÓN

Los hundimientos de tensión y su creciente impacto en equipos y procesos han generado una gran preocupación en los operadores de red y sus respectivos usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta problemática afecta todas las fronteras de conexión (transmisión – distribución, distribución – distribución, distribución – micro red y distribución – usuario final) y por ende la importancia demandada en su continuo estudio. El impacto de este tipo de perturbaciones ha conllevado a una continua búsqueda de estrategias para su identificación, clasificación, diagnóstico, evaluación y mitigación [1]. Además, con la masificación de equipos electrónicos que cada día son más sensibles a estas perturbaciones, se han generado pérdidas económicas significativas en diferentes sectores productivos [2]. Estas pérdidas se asocian a las fallas de los mismos equipos, causando la interrupción de procesos y en consecuencia el deterioro en la elaboración de productos sin el cumplimiento de los estándares de calidad.

Uno de los principales retos en la actualidad es el diagnóstico y la localización de las fuentes generadoras de los hundimientos de tensión. Las fallas en la de red son consideradas como la causa principal a los hundimientos de tensión y por ende en la literatura técnica se encuentra una un gran número de trabajos que abordan el problema considerando este enfoque [2]–[9]. Como respuesta a las necesidades de diagnóstico, modernos sistemas de monitorización son implementados para medir y caracterizar las variaciones de tensión en los nodos de una red eléctrica. A su vez y de forma paralela, se presentan constantes y novedosos desarrollos en las tecnologías de medición inteligente y de comunicación, brindando nuevas posibilidades para la gestión avanzada de las redes de distribución [10]. No obstante, es claro que la instalación de monitores en cada nodo de un sistema eléctrico no es económicamente viable, por lo cual

surge el problema de ubicación óptima de estos monitores que incorporan importantes funciones “*smart*” [4].

Existe en la literatura técnica un número importante de métodos que abordan este problema, donde los escenarios de operación y falla en la red eléctrica son considerados en condiciones específicas e idealizadas. Por lo tanto, estos aspectos generan resultados imprecisos cuando los métodos de localización óptima son evaluados en condiciones reales de falla en las redes de distribución [7], [8].

De acuerdo con lo anterior, en el presente trabajo de aplicación se realiza una revisión de las metodologías disponibles para determinar el sistema óptimo de monitorización de hundimientos de tensión en las redes de energía eléctrica. Posteriormente se formula e implementa una nueva metodología para determinar el arreglo óptimo de monitores sobre un sistema de distribución real de 379 nodos de un operador de red de Colombia, considerando: la observabilidad de los hundimientos de tensión; las condiciones desbalanceadas del sistema, así como la existencia de alimentadores trifásicos, bifásicos y monofásicos; las restricciones de observabilidad derivadas de la técnica de localización relativa de fallas en la red presentada en [11]. Una vez es determinado el arreglo óptimo de los monitores, se procede a validar los resultados obtenidos por el método propuesto en comparación con otras metodologías de solución al problema. En esta etapa se utiliza la herramienta de modelado y simulación de sistemas eléctricos OpenDSS; la plataforma Matlab es usada para dar solución al problema de programación lineal entera y binaria.

El documento está organizado de la siguiente manera: En la sección 1 se describen las generalidades del trabajo de aplicación. En la sección 2 se abordan las metodologías más representativas encontradas en la literatura técnica que abordan la ubicación óptima de monitores. En la sección 3 se presenta el método

implementado para la ubicación óptima de monitores. En la sección 4 se muestran los resultados obtenidos y la validación de la metodología aplicada a una red de distribución real, de 13,2 kV y 379 nodos, de un operador de red en Colombia. Finalmente, en la sección 5 se presentan las conclusiones del trabajo.

1. GENERALIDADES

A continuación, se describen las generalidades asociadas al presente trabajo, los objetivos a lograr, la motivación y el problema a resolver. A su vez, se contextualizan algunos conceptos sobre el tema para el desarrollo del trabajo.

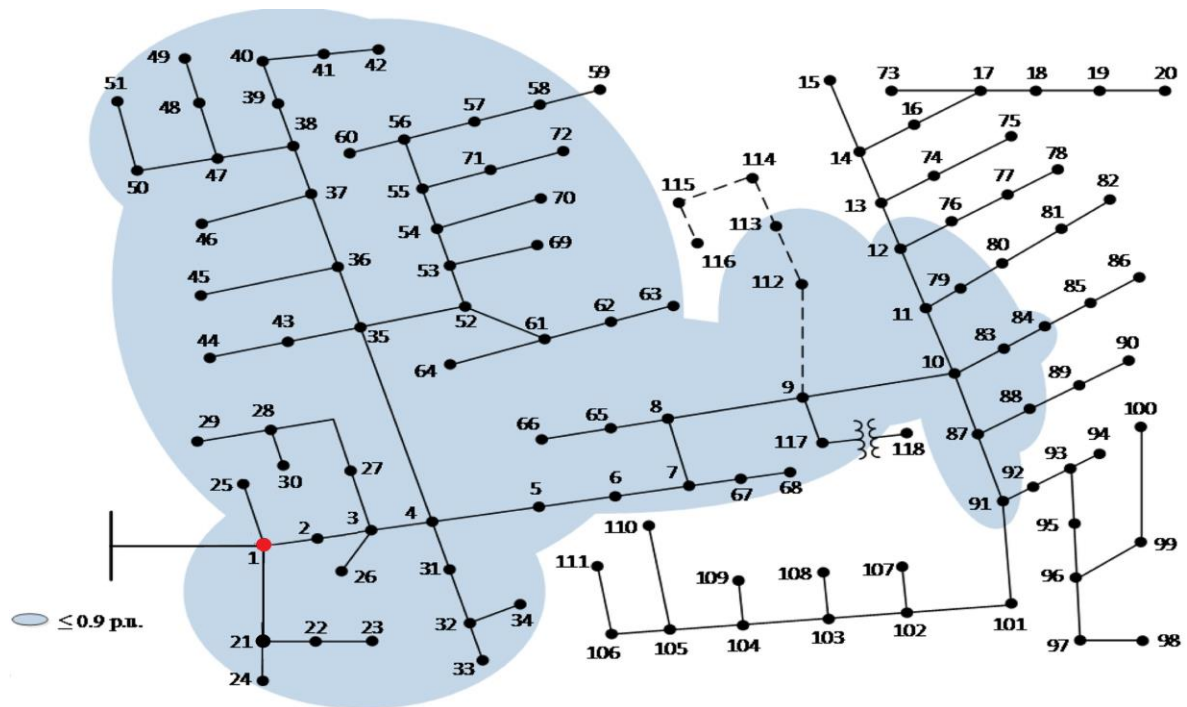
1.1 ANTECEDENTES

En los últimos años, la calidad de la potencia eléctrica (CPE) se ha considerado un factor importante para los operadores de red y para los usuarios del servicio de energía. Dentro del conjunto de perturbaciones más comunes en el sistema eléctrico se encuentran los transitorios, armónicos, sobretensiones y hundimientos de tensión, siendo este último uno de los más importantes, frecuentes y perjudiciales, principalmente para la industria [12], [13]. Según [14], los hundimientos de tensión representan cerca del 65% del total de los eventos registrados en los sistemas eléctricos.

Por otra parte, las reclamaciones de los usuarios del servicio de energía eléctrica aumentan cada día por deficiencias en la prestación de dicho servicio. Además, los entes gubernamentales y usuarios solicitan a los operadores de red información relacionada con el desempeño del sistema de suministro; estos últimos con el objeto de minimizar el impacto que puedan tener los hundimientos de tensión en los equipos y procesos presentes en sus instalaciones [14]. La situación descrita ha generado la necesidad de realizar una monitorización continua de los parámetros de la CPE en diferentes puntos del sistema de suministro para disponer de información relacionada con el desempeño del sistema de energía eléctrica en términos de la CPE para los diferentes procesos al interior del operador de red [15].

Actualmente en Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, exige a los operadores de red garantizar la medición de los parámetros de la CPE a nivel de subestaciones, específicamente en los nodos que conectan a los diferentes alimentadores [16], [17]. Sin embargo, los registros en estos puntos no son suficientes para garantizar la observabilidad de las perturbaciones del sistema eléctrico en todos los nodos de la red, como se puede observar en la Figura 1. Lo anterior, exige al operador de red una mayor supervisión de la infraestructura eléctrica con el fin de indagar las posibles fuentes de perturbaciones que afectan la calidad del suministro y que se han reflejado en las diferentes reclamaciones expuestas por los usuarios.

Figura 1. Área de cobertura del monitor para una red de 118 nodos.



Fuente: Adaptada de T. R. Kempner, M. Oleskovicz, and D. P. S. Gomes, "Optimal monitoring of voltage sags through simultaneous analysis of short-circuits in distribution systems," IET Gener. Transm. Distrib., vol. 11, no. 7, pp. 1801–1808, 2017.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La regulación vigente en Colombia aplicable a la CPE no garantiza la detección de las diferentes perturbaciones en todos los nodos de los sistemas de distribución. A su vez, los hundimientos de tensión son la perturbación más frecuente y su creciente impacto tanto en los usuarios del servicio de energía eléctrica como en los mismos operadores de red ha conllevado a una continua búsqueda de estrategias para la identificación y mitigación de esta perturbación.

En los últimos años se han implementado sistemas de monitorización ante la necesidad de medir y caracterizar las perturbaciones en los nodos de una red eléctrica. Sin embargo, en la práctica estos sistemas de monitorización de los parámetros de la CPE son costosos, requieren de una infraestructura de comunicación adecuada, además de un programa de mantenimiento continuo y eficiente. Lo anterior, obliga a que se definan estrategias de optimización de recursos para determinar el número de monitores y sus puntos de instalación, con el objetivo de garantizar que toda perturbación que se presente en la red sea capturada al menos por uno de estos equipos [18]. Este criterio dependerá de la capacidad económica del operador de red, la importancia del sistema eléctrico a monitorear y la disponibilidad del medio de comunicación, entre otros.

A partir de lo anterior, surge la pregunta de investigación: ¿Cómo determinar el arreglo óptimo de monitores de hundimientos de tensión en los circuitos de distribución de energía eléctrica? En la literatura técnica se encuentran algunos planteamientos para dar respuesta al problema descrito. Estos planteamientos son contruidos en condiciones específicas e idealizadas, tales como: fallas en la red con impedancia cero, tensiones de pre-falla nominales, condiciones nominales y balanceadas de carga; aspectos que conllevan a obtener resultados imprecisos en condiciones reales de falla de los sistemas de distribución.

1.3 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

A través del tiempo se ha observado que los usuarios del servicio de energía requieren de una mejor calidad en el suministro eléctrico debido a la implementación de nuevas tecnologías y equipos electrónicos en las diferentes actividades del ser humano. Estos equipos son afectados cada vez más por las perturbaciones de los sistemas eléctricos, exigiendo a los operadores de red garantizar una mejor calidad de la CPE. Ese comportamiento se ha evidenciado en un aumento significativo de las reclamaciones expuestas por los usuarios a las empresas de energía.

Con base a lo anterior, se hace necesario determinar las fuentes de las perturbaciones, mitigar los efectos que estas ocasionan en el sistema y equipos; disponer de información confiable y en tiempo real de estos parámetros que puedan apalancar: la localización de fallas, la planeación de los mantenimientos, la expansión de los sistemas eléctricos, la operación segura, confiable y económica de los sistemas distribución de energía eléctrica.

En la concepción del desarrollo de la maestría de profundización en sistemas de distribución de energía eléctrica, se da una solución a la problemática descrita en el presente trabajo de aplicación, teniendo en cuenta algunos aspectos relevantes que permitieron que se realizara con éxito y de una manera eficaz el trabajo. Por ejemplo: el estar vinculado a un operador de red, facilitó la disponibilidad de información para el modelado eléctrico con datos reales de redes de distribución típicas y sus estadísticas históricas de modo y tipo de falla.

El desarrollo del trabajo presentado en el este documento no solo aporta a la solución particular del problema formulado, sino también generará algunos beneficios adicionales que se mencionan a continuación:

- Identificación relativa de fuentes generadores de hundimientos de tensión [1], [11].
- Cumplimiento regulatorio del segundo elemento de detección y ausencia de tensión en la red [19].
- Análisis de pérdidas técnicas y no técnicas (si se incluyen señales de corriente).
- Garantizar adecuados niveles de tensión en todos los puntos de la red.
- Estimación de estado de hundimientos de tensión de los nodos no monitoreados [3].
- Localización relativa de zonas de falla en la red [5], [20].
- Evaluación de otras perturbaciones de CPE [21].
- Disminución de pérdidas económicas tanto para los operadores de red como para los usuarios de servicio de energía eléctrica.
- Herramienta de apoyo para la planeación de los mantenimientos y reposición de la infraestructura eléctrica en los circuitos de distribución.

1.4 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE APLICACIÓN

A continuación, se describen los objetivos planteados para el presente trabajo de aplicación y que fueron alcanzados; según los resultados obtenidos durante su desarrollo.

1.4.1 Objetivo general. Implementar una metodología para la ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión en redes de distribución de energía eléctrica incorporando restricciones de localización de fallas en la red.

1.4.2 Objetivos específicos.

- Identificar las propuestas metodológicas para la ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión y sus limitantes para la aplicación en redes de distribución de energía eléctrica.

- Implementar una metodología para la determinación del número y la ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión que permitan garantizar la observabilidad y los requerimientos hacia una propuesta de estimación de estado de esta clase de perturbación.
- Validar cuantitativamente los resultados obtenidos con la aplicación de la metodología propuesta en un sistema de distribución real de un operador de red de Colombia.

1.5 RESULTADOS DERIVADOS DEL DESARROLLO DEL TRABAJO DE APLICACIÓN

✓ Publicación de artículo en revista.

CABEZAS-JAIMES, Edinson et al. Ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión en redes de distribución incorporando restricciones de localización de fallas de red. Revista UIS Ingenierías, [S.l.], v. 16, n. 2, p. 253 - 262, mayo 2017. ISSN 2145-8456.

✓ Ponencia en evento académico internacional.

“Ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión en redes de distribución incorporando restricciones de localización de fallas de red”- IX Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica – SICEL 2017. Bucaramanga, Colombia, 1,2 y 3 de noviembre de 2017.

2. UBICACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

A continuación, se describen los conceptos relacionados con el presente trabajo de aplicación y se analizan de manera general las metodologías orientadas a la ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Esto con el fin de contextualizar el trabajo desarrollado a partir de la literatura técnica consultada.

2.1 CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA

El suministro de energía eléctrica debe ser evaluado tanto en términos de confiabilidad como en la CPE, debido a que la electricidad está definida como un producto comercial [22]. La confiabilidad representa la disponibilidad del servicio de energía eléctrica y la CPE se refiere al conjunto de fenómenos electromagnéticos que caracterizan a las ondas de tensión y corriente en un período de tiempo dado y en un determinado punto del sistema de suministro de energía eléctrica [15], [23], [24].

Actualmente, los hundimientos de tensión se consideran como la principal causa de inconformidad en los usuarios del servicio de energía eléctrica ante los operadores de red, debido a que estos pueden causar fallas en equipos, afectando su normal operación e incluso resultando en pérdidas económicas considerable en algunos casos [24]. Por lo tanto, se deben realizar grandes esfuerzos para asegurar una aceptable CPE en todo momento y en el mayor porcentaje de nodos del sistema de suministro de energía eléctrica [25]. Para ello, la monitorización de los parámetros de la CPE se considera como el primer paso para realizar un diagnóstico de las perturbaciones; a su vez, también para contribuir con los usuarios y los operadores de red en la tarea de identificar las fuentes generadoras

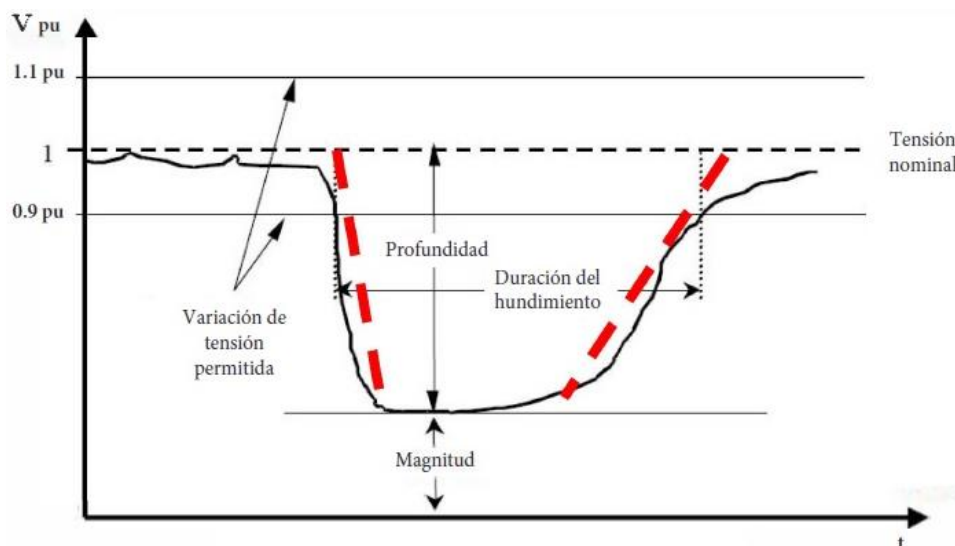
de estas perturbaciones y poder establecer estrategias para su mitigación [2], [26], [27].

Para comprender mejor los hundimientos de tensión, en la siguiente sección se describen las características de esta perturbación.

2.2 HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

Un hundimiento de tensión, (*sag* o *dip* según la denominación Estadounidense y Europea, respectivamente), es una disminución en el valor eficaz de la tensión entre 0,1 p.u. y 0,9 p.u. con duraciones de 0,5 ciclos a 1 min. Generalmente los hundimientos de tensión son generados por cortocircuitos que se presentan en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, conexión de grandes bloque de carga, energización de grandes motores y transformadores [23]. Sin embargo, los hundimientos de tensión originados por fallas de cortocircuito son más severos y frecuentes, y por tanto, debe poner mayor atención en estos [28].

Figura 2. Características de un hundimiento de tensión.



Fuente: Adaptada de M. Haghbin, E. Farjah, and H. Mazaherifar, "Improved power quality monitor placement using innovative indices," 4th Annu. Int. Power Electron. Drive Syst. Technol. Conf., no. 1, pp. 501–509, 2013.

Un hundimiento de tensión se caracteriza por su magnitud (la tensión residual durante el evento) y su duración (el tiempo durante el cual la tensión eficaz se mantiene por debajo de un umbral determinado) [3]. No obstante para la caracterización del sistema de suministro de energía eléctrica en términos de este parámetro, es importante la frecuencia de ocurrencia [12]. En la Figura 2 se muestran las características de un hundimiento de tensión.

La severidad de los hundimientos de tensión, originados por cortocircuitos, depende de varios factores, entre ellos, la tensión de pre falla, tipo de falla, distancia de falla, topología de la red e impedancia de falla. La falla más frecuente es de tipo monofásica a tierra y la menos probable es trifásica simétrica [30].

2.3 METODOLOGÍAS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

Inicialmente el procedimiento de ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión se realizó de forma manual por expertos en la CPE que identificaban los nodos a ser monitoreados de acuerdo a su experiencia, conocimientos sobre el tema y a la topología de red [31]. Sin embargo, este procedimiento fue poco confiable e inconsistente. Posteriormente, se tomó como base las reclamaciones de los usuarios del servicio de energía, pero este enfoque no garantizaba la observabilidad total de las perturbaciones a las que se enfrentan día a día los usuarios y los operadores de red [32]. Por lo tanto, se han propuesto algunos métodos para superar estas limitaciones. A continuación, se realiza una breve descripción de las principales metodologías empleadas para dar solución al problema de ubicación óptima de monitores.

2.3.1 Métodos basados en la MOHT. Varios trabajos basados en la matriz de observabilidad de hundimientos de tensión (**MOHT**), han sido propuestos en los últimos años para dar solución al problema de ubicación óptima de monitores de

hundimientos de tensión [2]–[4], [6], [9], [12], [13], [20]–[22], [24], [28]–[30], [32]–[38]. El concepto de Área de Alcance del Monitor (**AAM**) es el más popular en la literatura técnica, cuyo principio es garantizar la observabilidad de toda la red eléctrica ante cualquier hundimiento de tensión [12]. En su construcción y modelado matematico utiliza el método de Posiciones de Falla (**PF**), que consiste en la segmentación de líneas, definiendo puntos de falla posibles tanto en líneas como en nodos [4]. Como criterio de optimabilidad, se debe garantizar que todos los hundimientos deben ser observados o registrados al menos por un monitor para una posición de falla dada y para un umbral de detección establecido. Este umbral es normalmente 0.9 p.u.

La **MOHT** puede ser representada de forma binaria, según (1), y su construcción se realiza a partir de un estudio de cortocircuito usando un software para tal fin como Neplan, Digsilent, Matlab, OpenDSS o ATP-EMTP. Por lo tanto, se realizan todos los tipos de fallas en todas las posiciones definidas en la red, generalmente con impedancia de falla (Z_f) igual a cero. Finalmente las tensiones residuales (Vr_i) en nodos se comparan con el umbral predeterminado μ .

$$\mathbf{AAM}_{(i,j)} = \begin{cases} 1, & \text{si } Vr_{ij} \leq \mu \\ 0, & \text{si } Vr_{ij} > \mu \end{cases} \quad (1)$$

En (1), i corresponde al nodo para la posible instalación del monitor, mientras j es la posición de la falla simulada y μ es el umbral de detección. Adicionalmente, en (2) se define un vector decisión, siendo x_i igual a 1 para indicar la instalación del monitor de hundimientos en el nodo i . Un valor cero, indica la no instalación del monitor.

$$x_i = \begin{cases} 1, & \text{si se instala un monitor en el nodo } i \\ 0, & \text{no se instala un monitor en el nodo } i \end{cases} \quad (2)$$

Finalmente, se establece el problema de optimización para garantizar la observabilidad de los hundimientos de tensión y cuyo objetivo es minimizar el costo de instalación del conjunto de monitores necesarios, como se muestra en (3).

$$\min f(x) = \sum_{i=1}^N c_i \cdot x_i \quad (3)$$

$$\text{sujeto a: } \sum_i^N \mathbf{AAM}_{(i,k)} * x_i \geq 1, \quad k = 1, 2, \dots, N_{pf}$$

En (3), c_i es el costo de instalación del monitor en el nodo i , N es el número total de nodos y N_{pf} es el número total de posiciones de falla establecido en el análisis de cortocircuito realizado.

En (4) se presenta una formulación alternativa de (1), donde la información topológica de la red permite una simplificación de la **AAM** [6], [13], [20], [21], [32], [34], [35]. La matriz simplificada adopta el concepto de Área Topológica de Alcance del Monitor (**ATAM**).

$$\mathbf{ATAM}_{(i,j)} = \begin{cases} 1, & \text{si } Vr_{ij} \leq \mu \text{ en cualquier fase} \\ 0, & \text{si } Vr_{ij} = \mu \text{ para } i \neq j \\ 0, & \text{si } Vr_{ij} > \mu \text{ en todas las fases} \end{cases} \quad (4)$$

La simplificación consiste en una sustitución de algunos valores en la matriz por valores cero. Esto es derivado teniendo en cuenta que en un sistema eléctrico radial los nodos aguas abajo de un punto en falla tendrán tensiones residuales muy cercanas a cero. Una vez determinada (4), se procede a formular el problema de optimización observado en (5), cuyo objetivo es minimizar el costo de instalación del conjunto de monitores necesarios al igual que el problema formulado en (3).

$$\min f(x) = \sum_{i=1}^N c_i \cdot x_i$$

(5)

$$\text{sujeto a: } \sum_i^N \mathbf{ATAM}_{(i,k)} * x_i \geq 1, \quad k = 1, 2, \dots, N_{pf}$$

En las Tablas 1 y 2 se describen las principales características de los trabajos encontrados en la literatura técnica que se basan en la **MOHT**, teniendo en cuenta el tipo del sistema en estudio.

Tabla 1. Principales características de los trabajos que se basan en el método **AAM**.

Autor Año	Algoritmo de Optimización	Sistema de Estudio	Tipo de Falla	Punto de Falla	Impedancia de Falla
Olguin 2003	Ramificación y Poda.	T	S	Nodos	No
Olguin 2006	Ramificación y Poda. Algoritmos Genéticos.	T	S	Nodos	No
Salim 2008	NA	T	A/S	Nodos	No
Almeida 2009	Lógica Difusa. Algoritmos Genéticos.	T	A/S	Líneas y Nodos	Si
Espinosa 2009	Ramificación y Poda.	T	A/S	Líneas y Nodos	No
Hagbhin 2009	Lógica Difusa. Algoritmos Genéticos.	T	Sin información	Sin información	Sin información
Ibrahim 2010	Algoritmos Genéticos.	D	A/S	Líneas y Nodos	No
Cebrian 2010	Algoritmos Genéticos.	D	A/S	Líneas y Nodos	Si
Salim 2010	NA	T	A/S	Nodos	No
Hagbhin 2013	Lógica Difusa. Algoritmos Genéticos.	T	Sin información	Sin información	Si
Kempner 2014	Ramificación y Poda.	D	A/S	Nodos	No
Kempner	Ramificación y	D	A/S	Nodos	Si

2016	Poda.				
Kempner 2017	Ramificación y Poda.	D	A/S	Nodos	Si

T: Transmisión, **D:** Distribución, **A:** Asimétrica, **S:** Simétrica, **NA:** No aplica.

Tabla 2. Principales características de los trabajos que se basan en el método **ATAM**.

Autor Año	Algoritmo de Optimización	Sistema de Estudio	Tipo de Falla	Punto de Falla	Impedancia de Falla
Ibrahim 2011	Algoritmos Genéticos.	D	A/S	Nodos	No
Ibrahim 2011	Enjambre de Partículas. Sistema Inmune Artificial.	T/D	A/S	Nodos	No
Ibrahim 2012	Enjambre de Partículas. Algoritmos Genéticos. Enjambre de Partículas inspirado en Cuántica.	T/D	A/S	Nodos	No
Wong 2014	Algoritmo Luciérnaga	T	A/S	Nodos	No
Ibrahim 2014	Partícula Gravitacional.	T/D	A/S	Nodos	No
Blanco 2015	Algoritmos Genéticos.	D	A/S	Nodos	Si
Gomes 2016	Algoritmos Genéticos.	D	A/S	Nodos	Si

T: Transmisión, **D:** Distribución, **A:** Asimétrica, **S:** Simétrica.

Los trabajos referenciados en esta sección mantienen la misma estructura del problema de optimización mostrada en (3) y (5). Se caracterizan por formular una única restricción de observabilidad de los hundimientos de tensión, sin tener en cuenta criterios adicionales que permitan maximizar los beneficios de los nuevos sistemas de monitorización inteligente.

2.3.2 Métodos basados en información de estado estable. Bajo el criterio clásico de estimación de estado se han propuesto algunos trabajos para determinar los hundimientos de tensión en los nodos no monitorizados a partir de la aplicación de la ley de corrientes de Kirchhoff y la ley de Ohm. Esto teniendo en cuenta los siguientes lemas [15]:

“Si la tensión en un nodo desde donde parte una línea y la corriente a través de ella son observables, entonces la tensión en el nodo opuesto de la línea es observable”.

“Si la tensión en los nodos de inicio y final de una línea son observables, entonces la corriente a través de ella también lo es”.

Lo anterior se fundamenta teniendo en cuenta la posibilidad de estimar las variables desconocidas a partir de algunas mediciones obtenidas a través de la ubicación adecuada de equipos de monitorización en un sistema eléctrico. Esto es viable si previamente se conocen todos los parámetros eléctricos del sistema como impedancias de líneas, características de transformadores y parámetros de las cargas [15], [26], [39], [40].

Por otra parte, se debe tener en cuenta que el objetivo principal de estos métodos no es la monitorización de hundimientos de tensión; sin embargo, dentro de los resultados obtenidos se muestran las tensiones y corrientes transitorias estimadas en los nodos no monitorizados, a través de las cuales se pueden detectar los hundimientos de tensión.

Los métodos de ubicación basados en la información de estado estable presentan inconvenientes si en el sistema eléctrico ocurren variaciones en la topología; es decir, las variables de estado no podrían ser determinadas adecuadamente con la ubicación inicial de monitores [39]. Adicionalmente, las señales de tensión y corriente medidas por los equipos deben estar sincronizadas en el tiempo, con el fin de estimar adecuadamente las variables. Por otra parte, estos métodos generalmente no tienen en cuenta el tipo de falla, punto de falla e impedancia de falla para la detección de hundimientos de tensión.

En la Tabla 3 se describen las principales características de los trabajos basados en la información de estado estable, teniendo en cuenta el tipo del sistema en estudio.

Tabla 3. Principales características de los trabajos basados en la información de estado estable.

Autor Año	Algoritmo de Optimización	Sistema de Estudio
Eldery 2006	Ramificación y Poda.	Transmisión
Reis 2008	Ramificación y Poda.	Transmisión
Oleskovicz 2012	Algoritmos Genéticos Compactos.	Transmisión
Branco 2015	Algoritmos Evolutivos con Tablas	Transmisión

2.3.3 Métodos basados en la teoría gráfica. En [31] se presenta un método basado en la teoría gráfica, en el cual se busca determinar la posición relativa de los hundimientos de tensión respecto a la ubicación del equipo de monitorización. En este método, el sistema eléctrico bajo estudio es representado mediante un gráfico que muestra las interconexiones geométricas de la red, el cual está conformado por nodos y elementos (líneas, transformadores y otros elementos que conectan los nodos). A partir de dicho gráfico, se construye una matriz de incidencia (nodo - elemento), en donde las filas representan el número de elementos del sistema y las columnas el número de nodos.

Teniendo en cuenta lo descrito en el párrafo anterior, se construye la matriz de cobertura, la cual describe la relación entre un equipo de monitorización y un elemento; al indicar si el elemento está aguas arriba o aguas debajo de la ubicación del monitor. Adicionalmente, se definen unos factores de ponderación y unos índices de ambigüedad que son empleados para definir la cantidad y ubicación de los equipos dentro de la función objetivo del problema de

optimización [31]. Este método solo es aplicable a sistemas eléctricos radiales y el número de monitores aumenta a medida que el número de nodos es mayor.

En la Tabla 4 se describen las principales características del trabajo basado en la teoría gráfica, teniendo en cuenta el tipo del sistema en estudio.

Tabla 4. Principales características del método basado en la teoría Gráfica.

Autor Año	Algoritmo de Optimización	Sistema de Estudio	Tipo de Falla	Punto de Falla	Impedancia de Falla
Won 2008	Programación Lineal Entera	D	A/S	Nodos	No

D: Distribución, A: Asimétrica, S: Simétrica.

2.3.4 Métodos basados en la localización de la falla. Los métodos característicos en este grupo presentan un enfoque diferente a las metodologías descritas en los párrafos anteriores. En estos trabajos el objetivo principal es la localización de fallas a través de un programa óptimo de monitorización de hundimientos de tensión [5]. En términos generales, un sistema es observable si dos puntos en donde se ubican fallas pueden ser diferenciados entre sí con las mediciones disponibles; de otra manera, el sistema no es observable y aquellos puntos que no pueden ser distinguidos de forma precisa se denominan puntos no observables [5], [7], [14], [41]–[43].

El criterio de esta metodología se fundamenta en el hecho de que durante una falla, las medidas registradas por el arreglo de equipos de monitorización permitirán la localización de la falla, de tal manera que es posible estimar los hundimientos en los nodos no monitorizados de la red mediante un análisis de cortocircuito [44]. Inicialmente se genera una falla específica para obtener las tensiones en dos nodos particulares, mediante dichas tensiones se fija un grupo de posibles ubicaciones de la falla para cada medición; si en la intersección de los dos grupos se encuentra una sola posición de falla, se concluye que el punto de falla es observable y se puede localizar en la red [5]. El método requiere para su

formulación la topología de la red, por lo tanto, los resultados podrían no ser óptimos si la topología cambia.

En la Tabla 5 se describen las principales características de los trabajos basados en la observación de la localización de la falla, teniendo en cuenta el tipo del sistema en estudio.

Tabla 5. Características de los métodos basados en la observación de la localización de la falla.

Autor Año	Algoritmo de Optimización	Sistema de Estudio	Tipo de Falla	Punto de Falla	Impedancia de Falla
Liao 2009	Programación Lineal Entera.	T	S	Líneas y Nodos	No
Avendaño 2010	Sin información.	T/D	S	Líneas y Nodos	No
Wolley 2012	Sistema Inmune Artificial.	T/D	A	Líneas y Nodos	Si
Avendaño 2012	Programación Lineal Entera.	T	S	Líneas y Nodos	No
Avendaño 2012	Programación Lineal Entera.	T/D	S	Líneas y Nodos	Si
Chen 2014	Programación Lineal Entera.	T	A/S	Líneas y Nodos	Si

T: Transmisión, D: Distribución, A: Asimétrica, S: Simétrica.

2.3.5 Métodos basados en regresión multivariable y coeficientes estadísticos. La teoría estadística se utiliza como una herramienta para determinar la ubicación óptima de los monitores de hundimientos de tensión. Estos métodos se apoyan en los valores medidos en algunos nodos para estimar el valor de los nodos no monitorizados [45], [46].

De forma general, los modelos de regresiones lineales son una técnica estadística utilizada para estimar las variables dependientes a partir de combinaciones lineales de las variables independientes de un sistema de ecuaciones [47].

Los métodos basados en regresión multivariable se han empleado en conjunto con algunos coeficientes estadísticos para determinar los nodos más adecuados para instalar los equipos de monitorización. Los coeficientes utilizados corresponden al coeficiente C_p de *Mallow*, el cual es un criterio para evaluar el error medio cuadrático del modelo de regresión [45], y el coeficiente de determinación R^2 ; el cual determina la calidad del modelo de regresión para replicar los resultados [46], [47].

En la Tabla 6 se describen las principales características de los trabajos basados en regresión multivariable y coeficientes estadísticos, teniendo en cuenta el tipo del sistema en estudio.

Tabla 6. Principales características de los métodos basados en regresión multivariable y coeficientes estadísticos.

Autor Año	Algoritmo de Optimización	Sistema de Estudio	Tipo de Falla	Punto de Falla	Impedancia de Falla
Kazemi 2012	NA	T	A/S	Nodos	Si
Kazemi 2012	NA	T/D	A/S	Nodos	Si
Kazemi 2013	Algoritmos Genéticos	T	A/S	Nodos	No

T: Transmisión, D: Distribución, A: Asimétrica, S: Simétrica. NA: No aplica.

Finalmente, en la Tabla 7 se resume las características generales de los métodos de ubicación de monitores de hundimientos de tensión.

Tabla 7. Características de los métodos de ubicación de monitores de hundimientos de tensión.

Método	Aplicación	Características
Basados en la MOHT	Transmisión y Distribución	• Información real de los hundimientos de tensión. • Aplicable a sistemas con topologías radiales y en anillo. • Permite explorar las diferentes técnicas de optimización.

		• Presenta múltiples soluciones para el mismo escenario.
Información de Estado Estable	Transmisión	• La información que emplea se basa en condiciones de estado estable. • El número de monitores es mayor comparado con los otros métodos. • Requiere información de tensiones y corrientes. • Generalmente no contempla fallas asimétricas.
Teoría Gráfica.	Distribución	• El número de monitores aumenta con el número de nodos. • Depende de la topología del sistema. • Para sistemas de gran tamaño puede ser tedioso establecer el esquema de monitores. • Pocos trabajos han utilizado el método.
Regresión Multivariable.	Transmisión y Distribución	• El número de monitores es fijo. • Es afectado por la naturaleza estocástica de las fallas. • Pocos trabajos se han presentado bajo esta metodología. • Las técnicas de optimización utilizadas en este método son pocas.
Observación de la Localización de la Falla	Transmisión y Distribución	• Mayor número de monitores que otros métodos. • Dependiente de la topología de la red. • Deben cumplirse varias condiciones para poder localizar una falla de forma correcta. • Generalmente no contempla fallas asimétricas. • Las técnicas de optimización utilizadas en este método son pocas.

Los métodos descritos en los párrafos anteriores, muestran que han sido formulados para una única restricción como es el caso de observabilidad de hundimientos de tensión, localización de fallas o estimación de estado. Adicionalmente se han aplicado a sistemas eléctricos con características específicas y balanceadas, topología de red trifásica, tensiones de pre-falla despreciables e impedancias de falla generalmente igual a cero. Por lo tanto, en la siguiente sección se presenta un método que busca maximizar los beneficios de los sistemas de monitorización, incluyendo en su formulación tanto la observabilidad como la localización de las fuentes generadoras de las fallas en la red, siendo algunas de las nuevas propuestas innovadoras presentadas en este trabajo, apalancando la gestión avanzada de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

3. UBICACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES INCORPORANDO RESTRICCIONES DE LOCALIZACIÓN RELATIVA DE FALLAS EN LA RED

A continuación se discuten dos nuevos aspectos en relación con el problema de ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión.

a) Los métodos de ubicación óptima no están siendo formulados en función de los requerimientos para implementar nuevas técnicas de gestión avanzada en los sistemas de distribución. Consecuentemente, la capacidad de análisis y toma de decisiones se deben fortalecer como respuesta a las significativas inversiones realizadas en los sistemas de monitorización implementados. Con el presente trabajo se pretende aportar en la implementación de dos técnicas de gestión avanzada como objeto de interés: la localización relativa de fallas en la red y la estimación de estado de los hundimientos de tensión, ambas usando la información registrada por un óptimo sistema de monitorización.

b) Los métodos de ubicación óptima de monitores requieren ser implementados en sistemas eléctricos reales, caracterizados por desbalances, alimentadores con ramales trifásicos, bifásicos y monofásicos. Además en la validación de resultados, se requiere el análisis del efecto de la naturaleza estocástica de las fallas en la red y sus impedancias de falla.

A partir de lo previamente expuesto, a continuación se describen las características del método propuesto que incorpora, dentro de la formulación del problema de optimización, restricciones de observabilidad derivadas de una técnica de localización relativa de fallas en la red.

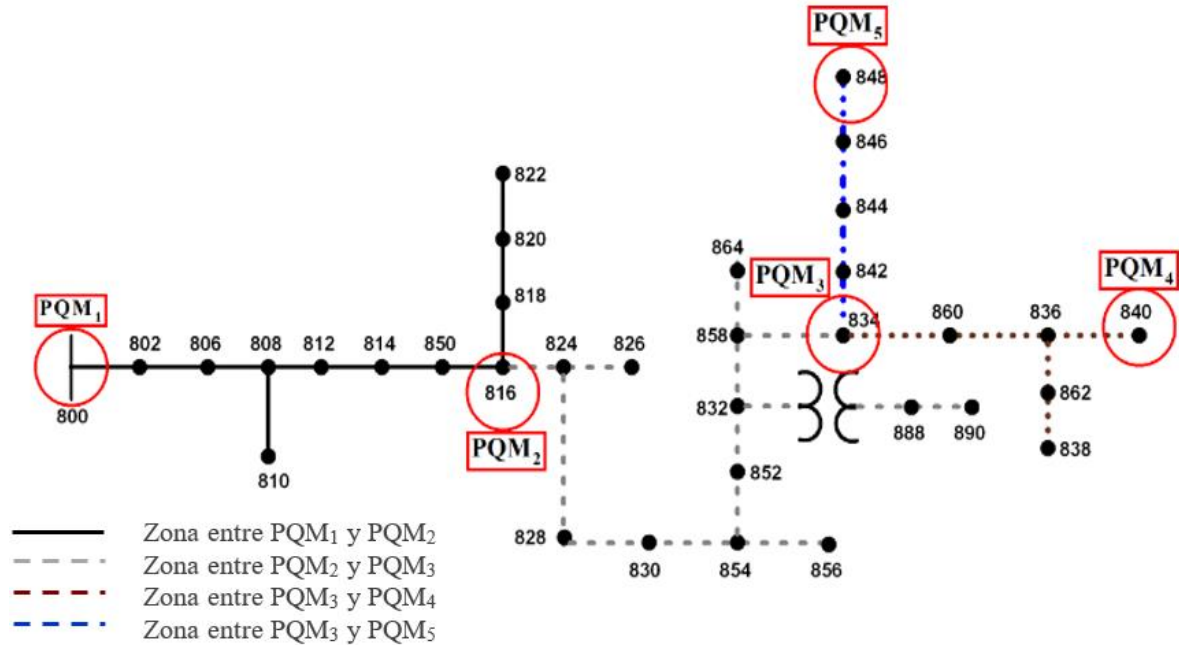
3.1 MÉTODO PROPUESTO PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE MONITORES DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN.

La metodología propuesta se basa en la determinación de las **MOHT**, una por cada tipo de falla (Línea-tierra (LT); línea-línea (LL); línea-línea-tierra (LLT); 3-líneas (LLL) y 3-líneas-tierra LLLT), usando el método **PF** para su construcción. Los aspectos relevantes del método propuesto se describen a continuación.

a) El enfoque abordado en [11] establece una metodología para la ubicación relativa de la fuente de un hundimiento de tensión. Se basa principalmente en la existencia de nodos en los alimentadores donde se presentan derivaciones en alimentadores secundarios. Esto se puede observar en la Figura 3, donde se muestra el diagrama unifilar de la red de distribución de prueba de 34 nodos del IEEE. Se identifica un ramal principal y 8 ramales en derivación. Estos puntos de derivación son de interés y son priorizados para ubicar monitores de hundimientos de tensión en estas locaciones. Por lo tanto, la restricción de la localización relativa de fallas en la red se formula a partir de esta información. Según se presenta en [11], un método de localización relativa de la fuente de los hundimientos de tensión permite identificar zonas de localización de fallas que resulta en información útil, entre otras cosas para la operación de los sistemas de distribución y la estimación de estado de hundimientos de tensión.

b) El número y la selección de los puntos de derivación como candidatos a la instalación de monitores está condicionado a: la topología del sistema, la longitud de los alimentadores y las zonas de red establecidas por los puntos en derivación seleccionados en la red. También se debe tener en cuenta el tipo de usuario y la frecuencia de falla del tramo de red. Estos criterios dependerán también de las condiciones de operación del sistema eléctrico y de la necesidad particular de monitorización.

Figura 3. Red de distribución de 34 nodos – zonas de localización relativa de fallas en la red



Fuente: J. Blanco Solano, J. F. Petit Suárez, and G. O. P. Ordóñez Plata, "Methodology for Relative Location of Voltage Sags Source using Voltage Measurements Only," Dyna, vol. 82, no. 192, pp. 94–100, 2015.

c) La sensibilidad en la solución del problema de optimización se considera mediante diferentes valores de impedancia de falla en la construcción de la **MOHT**: un valor mínimo Z_{fmin} de 0Ω , que es el escenario más común en muchos de los trabajos revisados, un valor medio Z_{fmed} y un valor máximo Z_{fmax} ; caracterizados a partir de un estudio estadístico de eventos de falla reales registrados en la red de distribución objeto de estudio. A su vez, se debe caracterizar la sensibilidad del número de monitores a instalar de acuerdo a la solución del problema de optimización en cada caso.

3.1.1 Definición de la matriz de derivaciones MD. Los nodos en derivación se definen en (6), usando una matriz diagonal binaria **MD**. Aunque aparentemente es trivial esta condición de conocer estos puntos previamente y se piense en eliminar estas variables del problema de optimización, esto no puede llevarse a cabo

debido a la condición de observabilidad que es evaluada en cada posible arreglo de monitores a instalar en la red. Los elementos de la matriz **MD** son ceros, excepto aquellos de la diagonal que correspondan a los nodos en derivación presentes en los alimentadores y que son seleccionados de acuerdo a lo descrito en la sección 3.1.

$$\mathbf{MD}_{(i,i)} = \begin{cases} 1, & \text{si } \mathbf{MD}_{ii} \text{ es punto de derivación} \\ 0, & \text{si } \mathbf{MD}_{ii} \text{ no es punto de derivación} \end{cases} \quad (6)$$

Adicionalmente, se define el vector columna binario **b**, cuyos valores son cero, excepto aquellos en donde b_i corresponde a un punto de derivación.

3.1.2 Formulación del problema de optimización. Una vez definida la **MD**, se procede a formular el nuevo problema de optimización para garantizar la observabilidad de toda la red ante hundimientos de tensión, incluyendo restricciones de localización relativa de fallas. El objetivo es minimizar el costo del conjunto de monitores a instalar como se muestra en (7).

$$\min f(x) = \sum_{i=1}^N c_i \cdot x_i$$

sujeto a:

$$\sum_i^N \mathbf{AAM}_{(i,k)} * x_i \geq 1, \quad k = 1, 2, \dots, N_{pf}$$

(7)

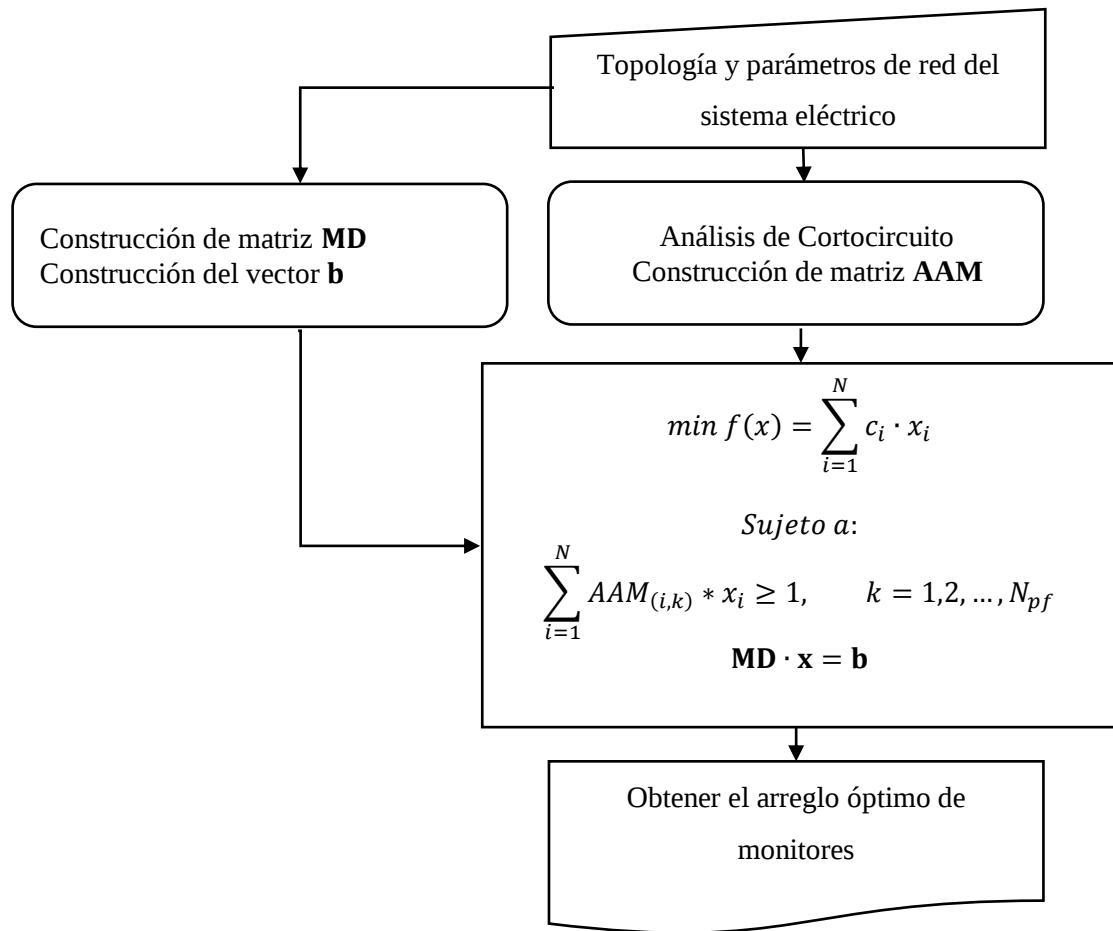
$$\mathbf{MD} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}$$

En (7), c_i es el costo de instalación del monitor en la nodo i , N es el número total de nodos y N_{pf} es el número total de posiciones de falla.

En la Figura 4 se presenta el diagrama de flujo del método propuesto para determinar el arreglo óptimo de monitores de hundimientos de tensión, teniendo en cuenta restricciones de localización relativa de fallas en la red. De acuerdo a la Figura 4, los pasos a seguir de forma concreta para la aplicación de esta metodología son los siguientes:

- 1) Los datos de entrada son los parámetros y la topología de red del sistema de distribución objeto de estudio.
- 2) Se realiza un estudio de cortocircuito mediante simulación en todos los nodos y localizaciones de falla que se definan en el sistema eléctrico. Para ello se recomienda establecer puntos de falla a intervalos de 100 metros en promedio, siendo una segmentación apropiada en este tipo de redes [48]. El valor de la impedancia de falla Z_f es el mismo para todas las fallas realizadas, y de acuerdo a lo expresado previamente, se establecen tres valores distintos (Z_{fmin} , Z_{fmed} , Z_{fmax}). Para cada Z_f , se obtiene un conjunto de datos que son etiquetados y agrupados separadamente.
- 3) Se determina la matriz **AAM** para un umbral de 0.9 p.u y para todos los tipos de falla (LT, LL, LLT, LLL y LLLT). Seguidamente se establece la matriz **MD** y el vector **b**, de acuerdo a lo descrito en la sección 3.1.1.
- 4) Se resuelve el problema de optimización presentado en (7). Se obtiene una solución óptima por cada tipo de falla y por cada Z_f usada en el análisis de cortocircuito. En este trabajo se consideró la programación entera mixta como método de solución del problema de optimización planteado.

Figura 4. Método propuesto para la ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión.



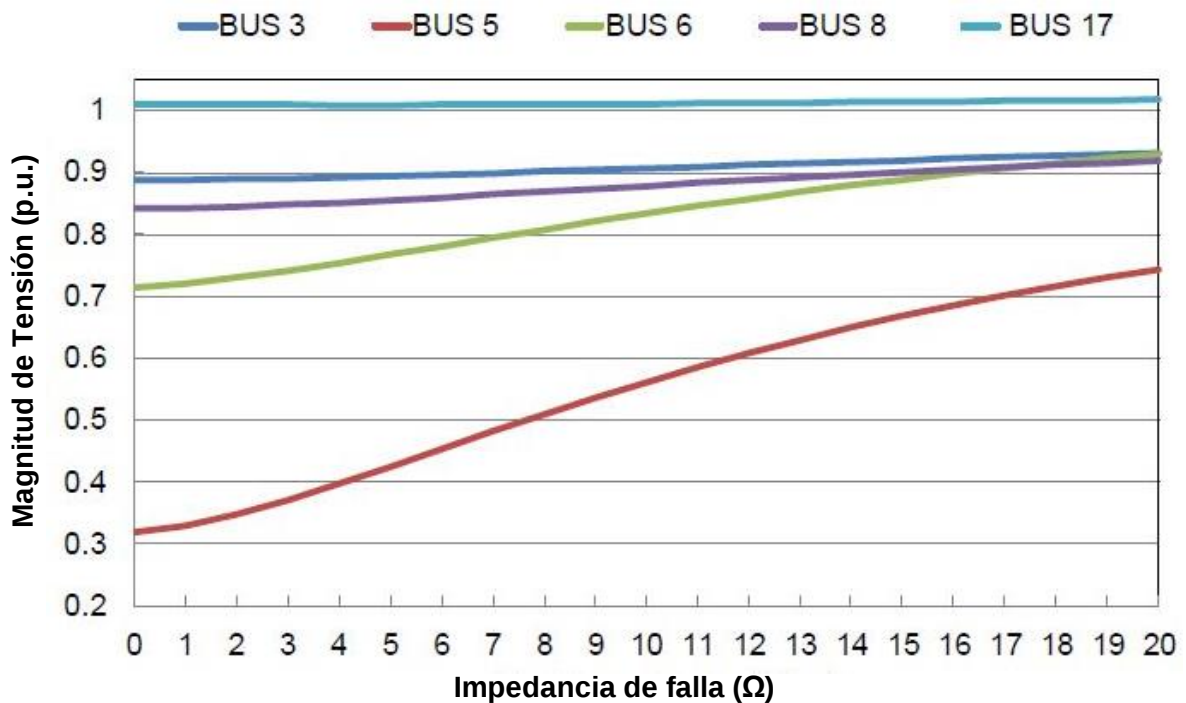
5) Una vez obtenidos los arreglos de monitores se procede con la validación del grado de observabilidad de los hundimientos de tensión. Para ello se realiza una evaluación probabilística del desempeño para cada arreglo obtenido. A continuación en la sección 3.1.3. se muestra en detalle el proceso de validación.

3.1.3 Validación de los esquemas de monitorización. Para determinar la efectividad de los arreglos de monitores obtenidos en la sección anterior, se toma como base el trabajo presentado en [8] ; el cual es adaptado para realizar el proceso validación de resultados, mediante la aplicación del índice probabilístico

de observabilidad de hundimientos de tensión (**IPHOHT**). Esto a partir del concepto de Área probabilística de alcance del monitor (**APAM**).

El **APAM** se define como el área probabilística de detección de hundimientos de tensión para una ubicación de monitorización dada dentro de la red eléctrica. Se representa a través de una matriz de probabilidades de ocurrencia de hundimientos, en donde las filas representan los nodos de la red y las columnas las posiciones de falla [8]. A continuación, se describen los pasos a seguir para la construcción de la **APAM** y la determinación del **IPHOHT**:

Figura 5. Magnitud de Tensión para diferentes valores de Z_f



Fuente: M. Avendaño-Mora and J. V. Milanović, "Monitor placement for reliable estimation of voltage sags in power networks," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 27, no. 2, pp. 936–944, 2012.

a) Una de las principales incertidumbres asociada a la efectividad de los métodos de ubicación óptima corresponde a la influencia de las impedancias de falla. Considerando lo anterior, como ejemplo en la Figura 5 se observa el

comportamiento de la magnitud de tensión respecto a Z_f para algunos nodos del sistema eléctrico de prueba IEEE 24 - nodos, presentado en [7]. A partir de la Figura 5 se puede ver que para valores grandes de Z_f la magnitud de tensión en algunos nodos no decrece por debajo del umbral establecido en 0.9 en p.u. En contraste con lo anterior, para valores pequeños de Z_f se observa que la magnitud de tensión es menor que el umbral. Por lo tanto, se puede concluir que existe un valor crítico de Z_f para el cual la ocurrencia de un cortocircuito, en una posición dada y para valores de Z_f menores o iguales a este valor crítico, originaría un hundimiento de tensión. El valor de esta impedancia recibe el nombre de impedancia de falla crítica (Z_{fc}) y puede ser calculada para cada posición y tipo de falla. Los diferentes valores de Z_{fc} se representan a través de una matriz, la cual se muestra de forma genérica en (8); en donde las filas corresponden a los nodos del sistema eléctrico y las columnas a las posiciones de falla definidas.

$$\mathbf{Z}_{fc(i,j)} = \begin{bmatrix} Z_{fc(1,1)} & Z_{fc(1,2)} & \cdots & Z_{fc(1,j)} \\ Z_{fc(2,1)} & Z_{fc(2,2)} & \cdots & Z_{fc(2,j)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{fc(i,1)} & Z_{fc(i,2)} & \cdots & Z_{fc(i,j)} \end{bmatrix} \quad (8)$$

b) A partir de los resultados del punto anterior y junto a la función de densidad de probabilidad de la impedancia de falla $\mathbf{Fdp}(Z_f)$, se evalúan las probabilidades como se muestra en (9). Esta función $\mathbf{Fdp}(Z_f)$ es caracterizada para el sistema objeto de estudio y representa el modelo probabilístico del comportamiento de la impedancia de falla. Para el desarrollo del presente trabajo se consideró que Z_f sigue el comportamiento de una distribución normal, acorde a la caracterización realizada con información suministrada por el operador de red del sistema eléctrico bajo estudio. Cabe aclarar que la ecuación (9) es tomada literalmente de [8].

$$P(\min(V_{abc}) \leq V_{\mu})_{(i,j)} = P(Z_f \leq Z_{fc})_{(i,j)} = \int_0^{Z_{fc}} Fdp(Z_f)dz_f \quad (9)$$

c) Utilizando el enfoque anterior, se construye la matriz **APAM** para cada tipo de falla. Esto no es más que calcular la probabilidad $P_{(i,j)}$ teniendo en cuenta los valores de $Z_{fc(i,j)}$. Por ejemplo, en (10) se muestra de forma genérica la **APAM** para las fallas monofásicas a tierra en la fase A.

$$APAM_{LTa(i,j)} = \begin{bmatrix} P(Z_f \leq Z_{fc_a(1,1)}) & P(Z_f \leq Z_{fc_a(1,2)}) & \cdots & P(Z_f \leq Z_{fc_a(1,j)}) \\ P(Z_f \leq Z_{fc_a(2,1)}) & P(Z_f \leq Z_{fc_a(2,2)}) & \cdots & P(Z_f \leq Z_{fc_a(2,j)}) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ P(Z_f \leq Z_{fc_a(i,1)}) & P(Z_f \leq Z_{fc_a(i,2)}) & \cdots & P(Z_f \leq Z_{fc_a(i,j)}) \end{bmatrix} \quad (10)$$

Una vez calculadas las **APAM** para cada tipo de falla, se procede a determinar la **APAM** general del sistema a través de (11). Esto teniendo en cuenta que se debe multiplicar cada **APAM** por su correspondiente probabilidad de ocurrencia de falla.

$$\begin{aligned} APAM_{(i,j)} = & P_{LTa}APAM_{LTa} + P_{LTb}APAM_{LTb} + P_{LTc}APAM_{LTc} + P_{LLab} + P_{LLbc}APAM_{LLbc} + \\ & P_{LLca}APAM_{LLca} + P_{LLTab}APAM_{LLTab} + P_{LLTbc}APAM_{LLTbc} + P_{LLTca}APAM_{LLTca} + \\ & P_{LLL}APAM_{LLL} + \\ & P_{LLLT}APAM_{LLLT} \end{aligned} \quad (11)$$

Dónde, $APAM_{LT}$, $APAM_{LL}$, $APAM_{LLT}$, $APAM_{LLL}$ y $APAM_{LLLT}$ corresponden a la **APAM** para fallas línea a tierra, doble línea, doble línea a tierra, trifásica y trifásica a tierra, respectivamente. P_{LT} , P_{LL} , P_{LLT} , P_{LLL} y P_{LLLT} corresponden a las probabilidades de ocurrencia de cada tipo de falla, respectivamente.

d) Se define la probabilidad asociada a la disponibilidad del equipo de monitorización a partir de (12):

$$A_i^M = A^M A_i^{PT} A_i^{MC} \quad (12)$$

Dónde, A_i^M , A^M , A_i^{PT} y A_i^{MC} corresponden a la disponibilidad del monitor instalado en el nodo i , la disponibilidad propia del monitor, la disponibilidad del transformador de tensión y la disponibilidad del medio de comunicación, respectivamente. Para este trabajo se considera una disponibilidad del 100 %.

e) Finalmente, teniendo en cuenta la disponibilidad del equipo de medición y la **APAM** general, se define en (13) el índice de probabilidad de observar un hundimiento de tensión cuando se presente una falla en la red para un determinado arreglo de monitores.

$$IPOHT_j = 1 - \prod_{i=1}^N (1 - x_i * A_i^M * APAM_{(i,j)}) \quad (13)$$

Dónde, N es el número total de nodos, i es la fila de la matriz **APAM**, j la columna de la matriz **APAM**, x_i es el valor del vector de decisión binario en el nodo i (estos vectores corresponden a los arreglos obtenidos en la sección 3.1.2) y A_i^M es la disponibilidad del equipo en el nodo i .

Adicionalmente, en (14) se define el factor de incidencia de hundimientos de tensión **FIHT**. Este factor es importante porque representa la probabilidad de que un cortocircuito pueda originar un hundimiento de tensión en al menos un nodo de la red; es decir, representa la sensibilidad del sistema a experimentar hundimientos de tensión cuando ocurre una falla.

$$FIHT = 1 - \frac{1}{N_{pf}} \sum_{j=1}^{N_{pf}} \prod_{i=1}^N (1 - APAM_{(i,j)}) \quad (14)$$

Si el valor de **FIHT** se acerca a 1, significa que el sistema es muy sensible a los hundimientos de tensión y en consecuencia se requerirían pocos monitores para garantizar la observabilidad de esta perturbación; es decir, si se presenta un cortocircuito con las características establecidas en los ítems **a** y **b**, al menos un nodo experimentará un hundimiento de tensión. En esta perspectiva, el valor de **FIHT** da una idea intuitiva si se requiere una gran cantidad o no de monitores para garantizar la observabilidad de hundimientos de tensión en un sistema eléctrico.

Una vez realizado los pasos anteriores se debe seleccionar el arreglo con el mejor desempeño del **IPOHT** que cumpla las restricciones de observabilidad para todos los tipos de falla; permitiendo una localización relativa de las fallas en la red.

4. CASO DE ESTUDIO: RED DE DISTRIBUCIÓN REAL DE 13,2 KV

Con el fin de validar la efectividad del método propuesto, se presentan los resultados obtenidos tras aplicar la metodología en un sistema de distribución real de un operador de red en Colombia. El estudio de cortocircuito se realizó utilizando la herramienta OpenDSS. La solución del problema de optimización se llevó a cabo usando las herramientas de programación entera binaria de MATLAB.

4.1 CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE PRUEBA

En la Figura 6 se presenta la red real de distribución de energía eléctrica de un operador de red en Colombia caracterizado por contar con alimentadores trifásicos, bifásicos y monofásicos. Además, tiene 379 nodos (de los cuales 153 poseen carga y 4 cuentan con equipos de compensación capacitiva). La tensión nominal de operación es de 13,2 kV y la carga típica de operación es de 5,3 MW con una compensación capacitiva total que alcanza los 1,05 MVAR.

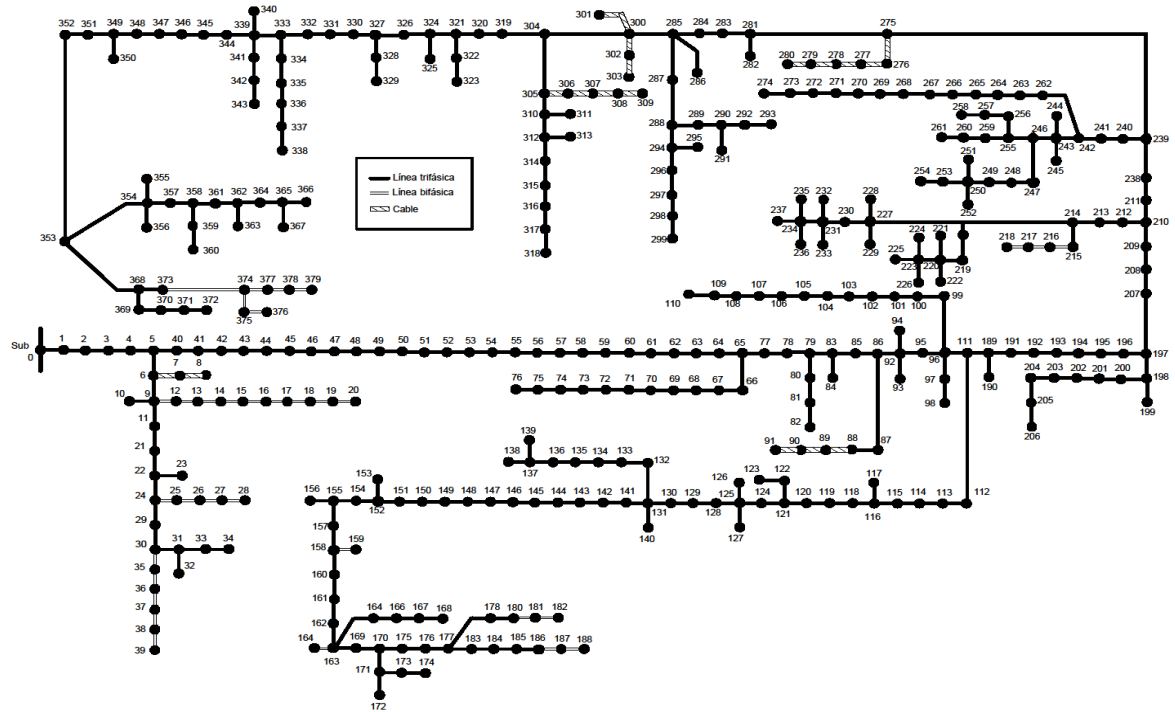
4.2 CONSTRUCCIÓN DE LAS MATRICES AAM Y MD

A partir de los datos históricos de impedancia de falla para el sistema eléctrico en estudio, se realizaron 3 análisis de cortocircuito con Z_f igual 0 Ω , 10 Ω y 20 Ω para determinar las matrices **AAM** en cada tipo de falla con un umbral de tensión de 0,9 p.u. El proceso consistió en simular cortocircuitos en todos los puntos de falla predeterminados de la red, considerando las tensiones del estado pre-falla, así como los efectos de la carga durante el estado de falla.

Los puntos de derivación de la red eléctrica se establecieron en los nodos 5, 111, 239 y 353. Esto se deduce a partir de los criterios descritos en la sección 3.1.

Seguidamente, se determinaron las matrices de derivación **MD** de acuerdo con los nodos de derivación.

Figura 6. Red de distribución real de 379 nodos.



4.3 CONFIGURACIONES ÓPTIMAS DE MONITORES

En las Tabla 8, 9 y 10 se muestran los arreglos de monitores obtenidos para cada tipo de falla. Por un lado, con el concepto clásico del **AAM** y, por otro lado, con el método implementado en este trabajo. De acuerdo con el tipo de falla, se observa en la Tabla 8 que para una $Z_f = 0 \Omega$, tanto el número de monitores como la ubicación de estos es diferente para cada tipo de falla. Esto se da principalmente cuando se requieren detectar hundimientos causados por cortocircuitos del tipo LT_B.

En la Tabla 9 se muestran los arreglos obtenidos para hundimientos originados por cortocircuitos con $Z_f = 10 \Omega$. En este caso, se observa que el número de

monitores necesarios en el método implementado aumentó para el tipo de falla LT_C, respecto a los datos de la Tabla 8. En el método clásico no se presentan resultados, porque justamente se consideran arreglos óptimos solo caracterizando la **AAM** con impedancia de falla cero, $Z_f = 0 \Omega$.

Tabla 8. Esquemas óptimos de monitorización: método clásico y propuesto para $Z_f = 0 \Omega$.

Tipo de falla	Número de monitores / nodos	
	Método Clásico AAM	Método Propuesto
LT_A	1 / {85}	4 / {5;111;239;353}
LT_B	2 / {95;218}	5 / {5;111;218;239;353}
LT_C	1 / {94}	4 / {5;111;239;353}
LL_AB	1 / {85}	4 / {5;111;239;353}
LL_BC	1 / {94}	4 / {5;111;239;353}
LL_CA	1 / {85}	4 / {5;111;239;353}
LLT_AB	1 / {85}	4 / {5;111;239;353}
LLT_BC	1 / {94}	4 / {5;111;239;353}
LLT_CA	1 / {85}	4 / {5;111;239;353}
LLL	1 / {85}	4 / {5;111;239;353}
LLLT	1 / {85}	4 / {5;111;239;353}

Tabla 9. Esquemas óptimos de monitorización: método clásico y propuesto para $Z_f = 10 \Omega$.

Tipo de falla	Número de monitores / nodos	
	Método Clásico AAM	Método Propuesto
LT_A	-	4 / {5;111;239;353}
LT_B	-	5 / {5;111;218;239;353}
LT_C	-	5 / {5;111;239;353;356}
LL_AB	-	4 / {5;111;239;353}
LL_BC	-	4 / {5;111;239;353}
LL_CA	-	4 / {5;111;239;353}
LLT_AB	-	4 / {5;111;239;353}
LLT_BC	-	4 / {5;111;239;353}
LLT_CA	-	4 / {5;111;239;353}
LLL	-	4 / {5;111;239;353}
LLLT	-	4 / {5;111;239;353}

Tabla 10. Esquemas óptimos de monitorización: método clásico y propuesto para $Z_f = 20 \Omega$.

Tipo de falla	Número de monitores / nodos	
	Método Clásico AAM	Método Propuesto
LT_A	-	5 / {5;76;111;239;353}
LT_B	-	5 / {5;111;218;239;353}
LT_C	-	4 / {5;111;239;353}
LL_AB	-	5 / {5;111;164;239;353}
LL_BC	-	4 / {5;111;239;353}
LL_CA	-	4 / {5;111;239;353}
LLT_AB	-	4 / {5;111;239;353}
LLT_BC	-	4 / {5;111;239;353}
LLT_CA	-	4 / {5;111;239;353}
LLL	-	4 / {5;111;239;353}
LLLT	-	4 / {5;111;239;353}

Finalmente, en la Tabla 10 se muestran los arreglos obtenidos para hundimientos originados por cortocircuitos con $Z_f = 20 \Omega$. En este caso, se observa que el número de monitores necesarios en el método implementado aumentó para las fallas de los tipos LT_A y LL_AB; respecto a los datos de la Tabla 8, y disminuyó para el caso de la falla LT_C; respecto a los datos de la Tabla 9. Adicionalmente, al igual que en la Tabla 9, en la Tabla 10 no se tiene en cuenta cambios en las configuraciones de monitores para el método clásico **AAM**.

De acuerdo con los datos obtenidos en las tablas anteriores, se debe establecer un arreglo de monitores que garantice el mayor grado de observabilidad. Sin embargo, en este paso de la aplicación del método se observa que se presenta una gran incertidumbre al momento de determinar cuál deberá ser la mejor opción de monitorización. Lo anterior, porque el número y ubicación de los equipos va cambiando a medida que varía Z_f y el tipo de falla.

Para resolver el interrogante establecido en el anterior párrafo, generalmente las metodologías estudiadas en este trabajo de aplicación sugieren que se seleccione el arreglo de monitores con el mayor número de equipos o la intercepción de estos arreglos [4], [9], [38]. A partir de esto, se utilizó el primer criterio en este trabajo;

cuyo objetivo es seleccionar el arreglo con el mayor número de monitores para cada Z_f , tanto para el método implementado como para el método basado en el concepto clásico de **AAM** como se observa en la Tabla 11. No obstante, se deben evaluar cada una de estas configuraciones en escenarios no contemplados en este punto. Además, se debe definir un único arreglo de monitores que garantice la mayor detección de hundimientos y la localización relativa de zonas de falla en la red con el fin de minimizar el grado de incertidumbre.

Tabla 11. Esquemas óptimos de monitorización: método clásico y propuesto para cualquier tipo de falla.

Z_f	Número de monitores / nodos	
	Método Clásico AAM	Método Propuesto
0 Ω	2 / {95;218}	5 / {5;111;218;239;353}
10 Ω	-	5 / {5;111;239;353;356}
20 Ω	-	5 / {5;111;164;239;353}

Una vez establecidos los arreglos de monitores en la Tabla 11, en la siguiente sección se muestran los resultados obtenidos en la validación del arreglo óptimo de monitores y se determina el arreglo de monitores con mejor desempeño.

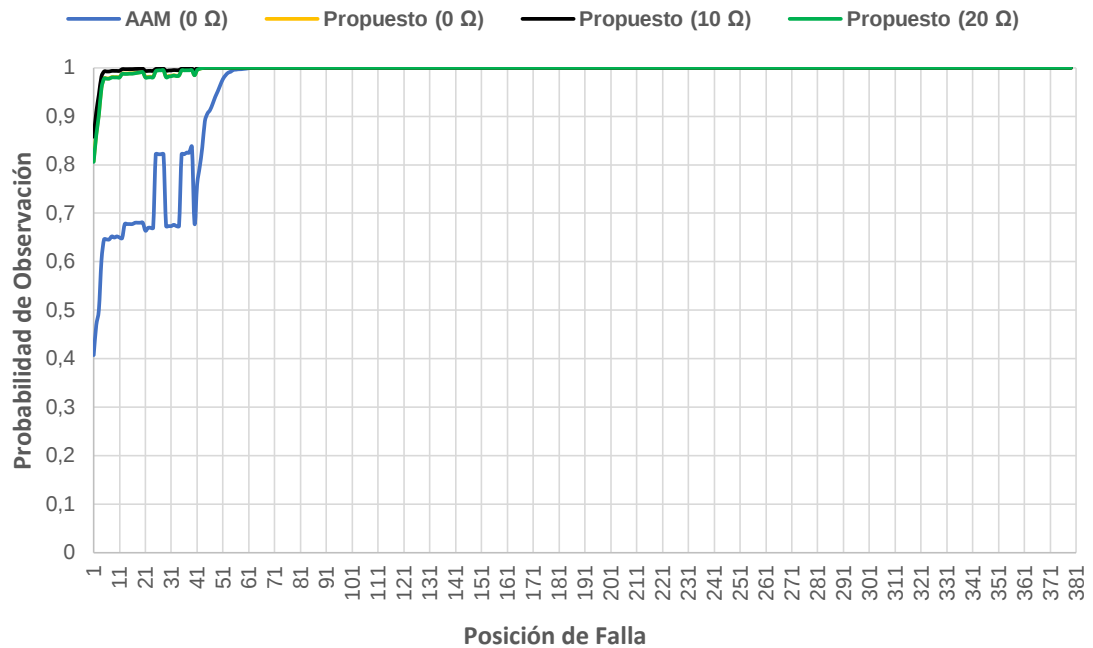
4.4 VALIDACIÓN DEL ARREGLO ÓPTIMO DE MONITORES DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN Y DEL IPOHT.

Para la validación de los arreglos de monitores de hundimientos de tensión y del **IPOHT**, fueron empleados los datos que se muestran en la Tabla 12; los cuales describen el comportamiento histórico de las fallas del sistema en estudio. A partir de estos datos, se determinaron las matrices **APAM** para cada tipo de falla, teniendo en cuenta una $Z_{fmed} = 10 \Omega$ y una $Z_{f\sigma} = 5 \Omega$.

Tabla 12. Porcentajes de falla del sistema en estudio.

Z_f	Tipo de falla			
	Monofásica a tierra – LT 72%	Bifásica – LL 11%	Bifásica a tierra – LLT 6%	Trifásica – LLL 11%
$\mu = 10 \Omega$ $\sigma = 5 \Omega$	Fase A= 23,4 Fase B = 31,5 Fase C=17,1	Fases AB=4,2 Fases BC =3,4 Fases CA =3,4	Fases AB =3,3 Fases BC =2,7 Fases CA =0	Fases ABC =8,6 Fases ABCT =2,4

Figura 7. Desempeño del **IPoHT** para los arreglos de monitores.



En la Figura 7 se observa la probabilidad de detección de hundimientos de tensión para cada posición de falla en todos los esquemas de monitorización a partir del comportamiento del **IPoHT** calculado a través de la ecuación 13. En esta figura se puede ver que tanto el método que utiliza el concepto tradicional del **AAM** como el implementado en este trabajo tienen un buen desempeño para aquellas posiciones de falla lejanas a la fuente. Sin embargo, cuando se presentan hundimientos para las posiciones de falla cercanas a la fuente el desempeño del método **AAM** desmejora considerablemente respecto al método propuesto.

En complemento a lo descrito en el párrafo anterior, en la Figura 8 y Tabla 13 se observa en detalle el desempeño de los métodos para aquellas posiciones de falla en donde la probabilidad de detección es menor. Se puede ver que el método **AAM** presenta probabilidades de detección menor al 50% en algunas posiciones de falla, mientras que para todos los esquemas (0 Ω , 10 Ω y 20 Ω) del método implementado, la probabilidad de observación es mayor al 80% en todas las posiciones de falla. Esto evidencia un mejor desempeño comparado con el método tradicional.

Adicionalmente, si se toman en cuenta todos los nodos del sistema se puede observar que en sólo 3 del total de las posiciones de falla, la probabilidad de observación es mayor al 90% para la ubicación óptima basada en el **AAM**. Cabe aclarar que en la Tabla 13 solo se indica los datos de la probabilidad de observación hasta que los esquemas obtenidos por el método propuesto alcanzan la probabilidad de detección del 100%. Para revisar la totalidad de los datos, ver anexo A.

Figura 8. Desempeño del **IPOHT** para los arreglos de monitores detallado.

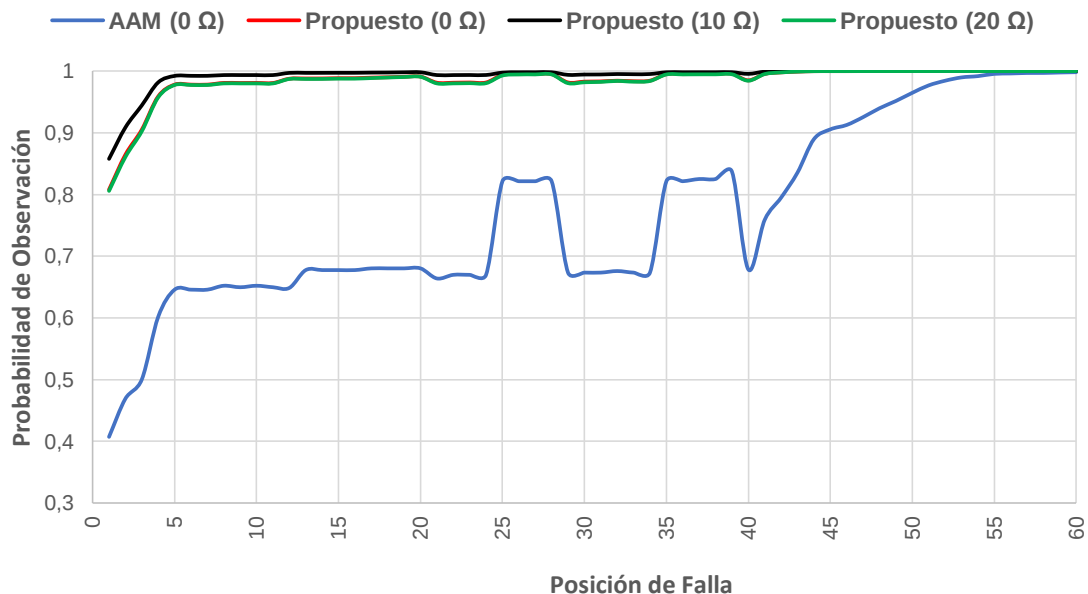


Tabla 13. Probabilidad de observación para los nodos más cercanos a la fuente.

Nodo	AAM (0 Ω)	Propuesto (0 Ω)	Propuesto (10 Ω)	Propuesto (20 Ω)
1	0,4073	0,8080	0,8578	0,8059
2	0,4693	0,8646	0,9088	0,8610
3	0,5002	0,9051	0,9445	0,9025
4	0,6019	0,9590	0,9817	0,9576
5	0,6459	0,9781	0,9922	0,9775
6	0,6459	0,9781	0,9924	0,9775
7	0,6459	0,9781	0,9924	0,9775
8	0,6522	0,9809	0,9936	0,9801
9	0,6498	0,9808	0,9936	0,9801
10	0,6522	0,9809	0,9936	0,9801
11	0,6498	0,9808	0,9936	0,9801
12	0,6487	0,9877	0,9972	0,9873
13	0,6776	0,9881	0,9972	0,9873
14	0,6776	0,9882	0,9972	0,9873
15	0,6776	0,9886	0,9973	0,9878
16	0,6776	0,9886	0,9973	0,9878
17	0,6804	0,9895	0,9976	0,9887
18	0,6804	0,9901	0,9977	0,9896
19	0,6804	0,9908	0,9981	0,9905
20	0,6804	0,9912	0,9982	0,9909
21	0,6640	0,9812	0,9936	0,9801
22	0,6699	0,9813	0,9936	0,9801
23	0,6699	0,9816	0,9937	0,9805
24	0,6699	0,9816	0,9937	0,9805
25	0,8216	0,9939	0,9976	0,9929
26	0,8216	0,9951	0,9982	0,9946
27	0,8216	0,9951	0,9982	0,9947
28	0,8216	0,9951	0,9982	0,9947
29	0,6735	0,9816	0,9939	0,9805
30	0,6735	0,9830	0,9945	0,9819
31	0,6735	0,9833	0,9946	0,9825
32	0,6760	0,9845	0,9953	0,9840
33	0,6735	0,9836	0,9950	0,9829
34	0,6735	0,9845	0,9953	0,9840
35	0,8216	0,9951	0,9982	0,9946
36	0,8216	0,9951	0,9982	0,9947
37	0,8251	0,9953	0,9982	0,9948
38	0,8251	0,9953	0,9982	0,9948
39	0,8371	0,9957	0,9983	0,9949
40	0,6786	0,9850	0,9955	0,9845
41	0,7591	0,9955	0,9992	0,9952
42	0,7951	0,9980	0,9997	0,9979
43	0,8357	0,9992	0,9999	0,9992
44	0,8897	0,9999	1,0000	0,9999
45	0,9056	1,0000	1,0000	0,9999
46	0,9128	1,0000	1,0000	1,0000

Una vez comparada la efectividad de la metodología implementada respecto al método clásico, queda pendiente la tarea de seleccionar el esquema de monitorización de hundimientos de tensión con mejor desempeño. Para ello, fueron construidas las distribuciones de frecuencia de las figuras 9 a la 11.

Figura 9. Distribución de probabilidad de observación para el método propuesto $Z_f = 0 \Omega$.

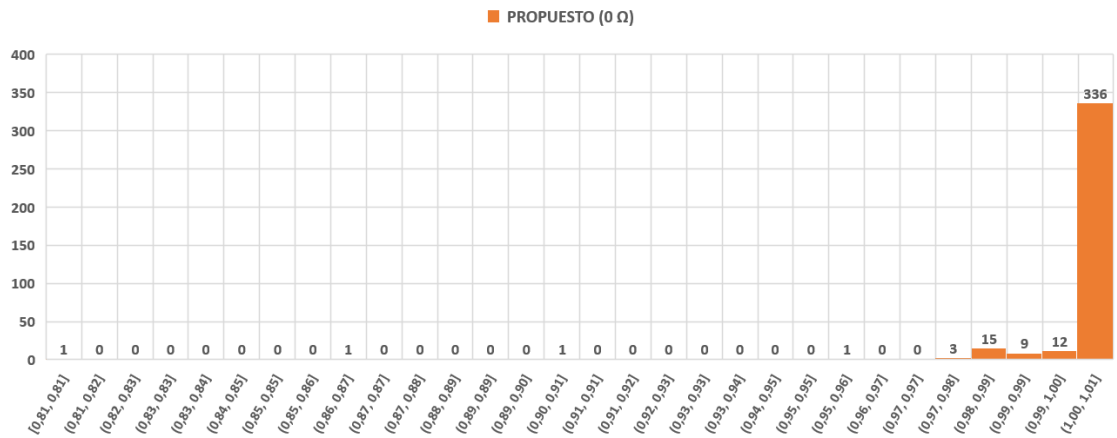


Figura 10. Distribución de probabilidad de observación para el método propuesto $Z_f = 10 \Omega$.

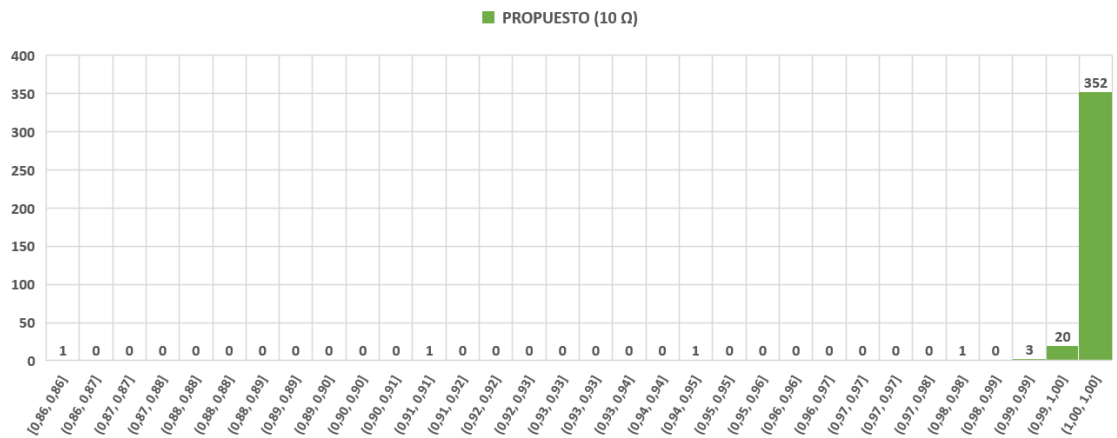
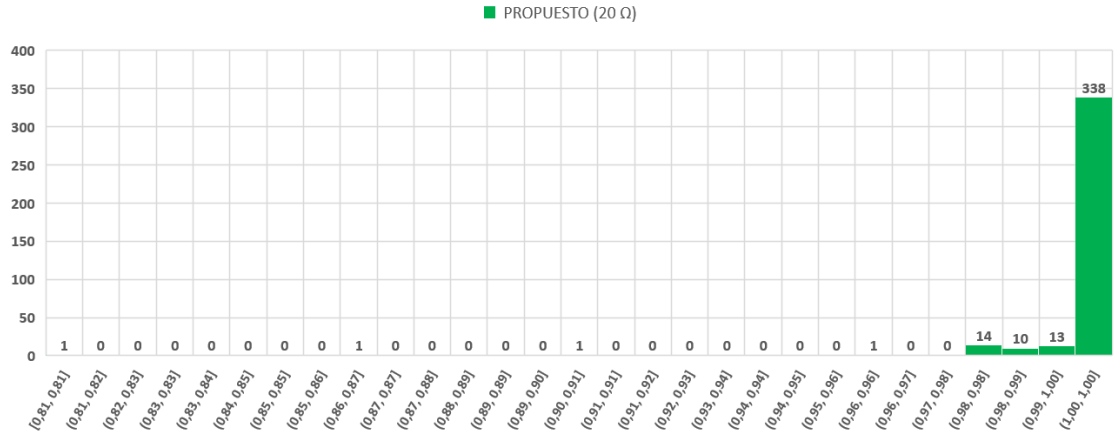


Figura 11. Distribución de probabilidad de observación para el método propuesto $Z_f = 20 \Omega$.



En Figura 10 se puede observar que el esquema de 10Ω presenta el mejor desempeño respecto a los arreglos de 0Ω y 20Ω . En esta figura se puede observar que el nivel probable de detección es superior al 99% y la posición de falla con menor grado de probabilidad de detección se encuentra por encima del 85%. De lo anterior, se concluye que el arreglo de 10Ω representa el mejor desempeño y en consecuencia es el esquema seleccionado.

4.5 DESEMPEÑO DEL ESQUEMA DE MONITORIZACIÓN DE HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

Una vez seleccionado el arreglo de monitores, se debe realizar una validación del desempeño global para escenarios no contemplados en el análisis anterior. Para ello se realizó una evaluación estocástica mediante tres simulaciones de Montecarlo con las estadísticas presentadas en la Tabla 14, que corresponden a la caracterización del sistema en estudio. Dos escenarios de corta duración, una de muy baja impedancia de falla (1 año – 43 fallas) y la otra con altos valores de impedancia de falla (1 año – 42 fallas). Adicionalmente, el tercer escenario (500 años – 20018 fallas) contempló rangos más amplios de fallas e impedancias de

falla, cuyo error máximo para cada nodo no superó el 4% con un nivel de confianza del 95%. En el anexo B se encuentra descrito el detalle del error para cada nodo.

Tabla 14. Estadísticas de falla del sistema en estudio para simulación Montecarlo.

MC	Tasa de fallas	Z_f	Tipo de Falla	Total
I	40 fallas/año Fdp Poisson	$\mu = 1 \Omega$ $\sigma = 0.5 \Omega$ Fdp Normal	LT= 72% Fase A= 23,4 Fase B = 31,5 Fase C=17,1	1 año: 43 Fallas
II		$\mu = 30 \Omega$ $\sigma = 15 \Omega$ Fdp Normal	LL= 11% Fases AB=4,2 Fases BC =3,4 Fases CA =3,4	1 año: 42 Fallas
III		$\mu_1 = 1 \Omega$ $\sigma_1 = 0,5 \Omega$ $P_{fz,1} = 10\%$ $\mu_2 = 10 \Omega$ $\sigma_2 = 2 \Omega$ $P_{fz,2} = 75\%$ $\mu_3 = 30 \Omega$ $\sigma_3 = 5 \Omega$ $P_{fz,3} = 15\%$ Fdp Normal	LLT= 6% Fases AB =3,3 Fases BC =2,7 Fases CA =0 LLL= 11% Fases ABC =8,6 Fases ABCT =2,4 Punto de falla aleatoria Fdp Uniforme	500 años: 20018 Fallas 95% confianza

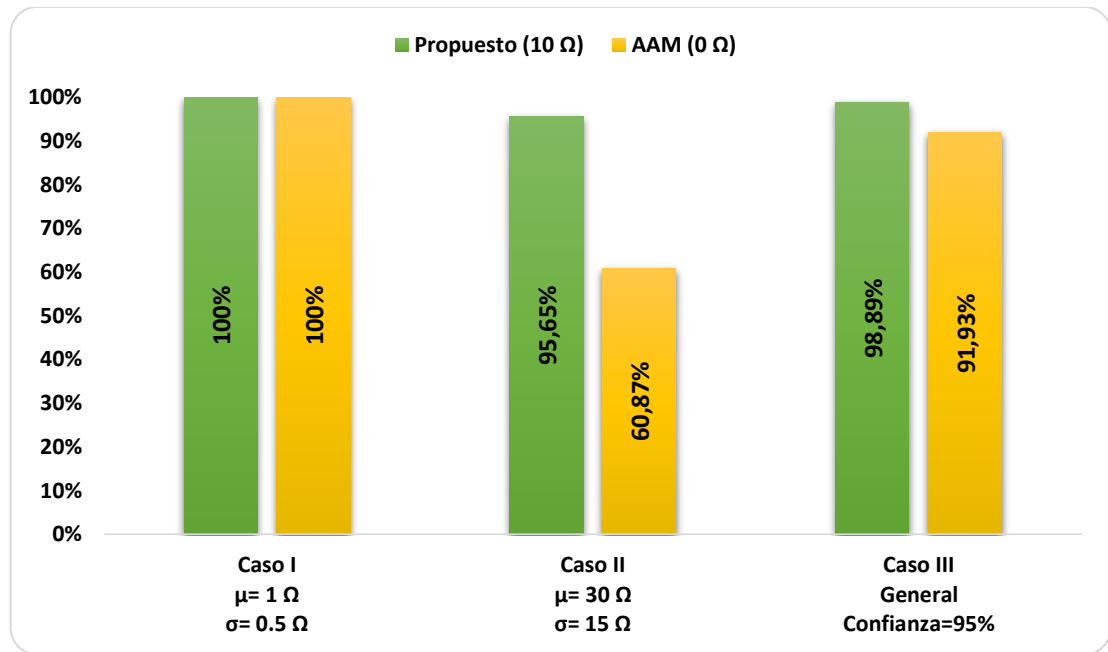
Para realizar la comparación, se aplicó el factor medio de observabilidad de hundimientos de tensión **FO**, mostrado en (15).

$$FO = \frac{htob}{Th tob} \times 100\% \quad (15)$$

Donde *htob* es el número de hundimientos de tensión observados por lo menos por un monitor y *Th tob* es el número total de fallas en la red que generan hundimientos de tensión, los cuales son experimentados por al menos un usuario. En la Figura 12 se presenta el comportamiento del *FO* para el método clásico que

usa el concepto de **AAM** y para el arreglo seleccionado (10Ω) en las simulaciones de Montecarlo.

Figura 12. Comportamiento del **FO** para los métodos clásico y propuesto en las simulaciones de Montecarlo.



Los resultados presentados en la Figura 12 validan el bajo rendimiento del método clásico basado en la **AAM** a la hora de garantizar la observabilidad, a medida que la impedancia de falla aumenta. Respecto a la metodología propuesta, se consigue una observabilidad dentro de rangos aceptables. Además, se puede observar que la instalación de cinco (5) monitores (nodos 5, 111, 239, 353 y 356) cumplen las restricciones de observabilidad y de localización relativa de fallas en la red. Esto se logra mientras se mantiene un aceptable factor de observabilidad de hundimientos de tensión para cada una de las simulaciones registradas en la red de distribución objeto de estudio.

De acuerdo con lo anterior, la implementación del método propuesto generaría los siguientes potenciales beneficios:

- ✓ Contar con una herramienta alternativa para la localización relativa de zonas de falla y fuentes generadores de hundimientos de tensión en los circuitos de distribución; permitiendo a los operadores de red disminuir el tiempo de restauración del servicio ante fallas, mejorar los indicadores de calidad de la prestación de este servicio y CPE, disminuir las compensaciones económicas a usuarios.
- ✓ Servir como instrumento confiable en el momento de dar respuesta a las solicitudes de los grupos de interés relacionado con el desempeño del sistema de distribución de energía eléctrica en mayor cobertura de la red.
- ✓ Mejorar y gestionar los indicadores de la calidad de la potencia eléctrica.
- ✓ Gestionar de forma activa los sistemas de distribución, garantizando adecuados niveles de tensión en mayor porcentaje de la red.
- ✓ Realizar la estimación de estado de hundimientos de tensión de los nodos no monitoreados.
- ✓ Realizar el análisis de pérdidas de energía.
- ✓ Ser una herramienta de apoyo para la planeación de los mantenimientos y reposición de infraestructura eléctrica en los circuitos de distribución.
- ✓ Suscribir contratos de suministro de energía de calidad extra.
- ✓ Facilitar el ingreso de la generación distribuida al contar con mayor área de red supervisada.

5. CONCLUSIONES

- ✓ Las metodologías disponibles en la literatura técnica para la ubicación de monitores de hundimientos de tensión presentan limitantes en la aplicación a redes de distribución de energía eléctrica reales porque no consideran condiciones de desbalances de la red, los ramales trifásicos, bifásicos y monofásicos. Además, los arreglos obtenidos por estos métodos no son validados en escenarios que contemplen el efecto de la naturaleza estocástica de las fallas en la red, las incertidumbres asociadas a impedancias de falla y la disponibilidad de los equipos de monitorización.
- ✓ Los arreglos de monitores obtenidos a partir de la aplicación de la metodología propuesta permitieron garantizar la observabilidad de hundimientos de tensión y la posibilidad de contar con una herramienta para la localización relativa de zonas de falla sobre la red; maximizando los beneficios del sistema de monitorización hacia la gestión avanzada de los sistemas de distribución.
- ✓ El método de validación empleado para evaluar el desempeño de los arreglos de monitores donde se incorpora un enfoque probabilístico permite una mayor confiabilidad a la hora de darle credibilidad al esquema de monitorización obtenido en la solución del problema de optimización.
- ✓ La implementación de la metodología propuesta para la ubicación óptima de monitores de hundimientos de tensión incorporando restricciones de localización relativa de fallas en la red presentó un mejor desempeño en la detección de esta perturbación en escenarios típicos de falla y en las simulaciones de Montecarlo respecto al método tradicional AAM. Esto se evidenció en los resultados del IPOH y el FO; donde un conjunto amplio de fallas en la red es generado para evaluar la robustez del sistema de monitorización en la detección de hundimientos de tensión

en presencia de incertidumbres de la impedancia de falla y disponibilidad del equipo de monitorización.

✓ Las restricciones adicionales incorporadas al problema de ubicación óptima mantienen su naturaleza lineal, lo cual es una ventaja a la hora de emplear los diferentes algoritmos de optimización en la solución del problema.

✓ Las incertidumbres asociadas a la reconfiguración de red, el ingreso de generación distribuida, los cambios frecuentes en la demanda, los equipos de compensación activa, entre otras, deben ser incluidas dentro de la formulación del problema de ubicación óptima de monitores para lograr que los resultados obtenidos se ajusten de forma más precisa a la realidad de la dinámica de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

✓ El determinar las impedancias críticas de falla y el modelo probabilístico de las impedancias de falla, permiten establecer la proporción de hundimientos de tensión que se pueden presentar en una red eléctrica a causa de la ocurrencia de cortocircuitos. No obstante, se debe incluir también los otros factores de incertidumbre a la matriz de causas de los hundimientos de tensión.

✓ Los nodos que poseen transformadores de distribución son importantes y también podrían ser priorizados en la formulación del problema de optimización. Esto porque no se necesitaría un elemento adicional (transformadores de tensión) para llevar las señales de tensión a los equipos de monitorización y el sistema de comunicación se alimentaría de este mismo punto.

✓ Los retos en la operación activa y eficiente de los sistemas de distribución conllevan a una constante búsqueda de nuevas propuestas metodológicas que exploten las capacidades provistas por los nuevos desarrollos tecnológicos del sector eléctrico. Es así como los sistemas de monitorización requieren ser

diseñados desde sus capacidades y proyecciones hacia la gestión avanzada de las redes de distribución.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Y. Mohammadi, M. H. Moradi, and R. Chouhy Leborgne, "Locating the source of voltage sags: Full review, introduction of generalized methods and numerical simulations," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, no. June 2016, pp. 821–844, 2017.
- [2] A. A. Ibrahim, A. Mohamed, H. Shareef, and S. P. Ghoshal, "Optimal placement of voltage sag monitors based on monitor reach area and sag severity index," *Proceeding, 2010 IEEE Student Conf. Res. Dev. - Eng. Innov. Beyond, SCORED 2010*, no. SCORED, pp. 467–470, 2010.
- [3] G. Olguin, F. Vuinovich, and M. H. J. Bollen, "An optimal monitoring program for obtaining voltage sag system indexes," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 1, pp. 378–384, 2006.
- [4] E. Espinosa-Juarez, A. Hernandez, G. Olguin, H. M. G. C. Branco, M. Oleskovicz, A. C. B. Delbem, D. V. Coury, and R. P. M. Silva, "An Approach Based on Analytical Expressions for Optimal Location of Voltage Sags Monitors," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, pp. 2034–2042, 2009.
- [5] Y. Liao, "Fault location observability analysis and optimal meter placement based on voltage measurements," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 7, pp. 1062–1068, 2009.
- [6] A. A. Ibrahim, A. Mohamed, and H. Shareef, "Optimal placement of power quality monitors in distribution systems using the topological monitor reach area," *2011 IEEE Int. Electr. Mach. Drives Conf. IEMDC 2011*, pp. 394–399, 2011.
- [7] M. Avendaño-Mora and J. V. Milanović, "Monitor placement for reliable estimation of voltage sags in power networks," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 2, pp. 936–944, 2012.
- [8] S. Nasiri and H. Seifi, "Robust probabilistic optimal voltage sag monitoring in presence of uncertainties," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 16, pp.

4240–4248, 2016.

- [9] T. R. Kempner, M. Oleskovicz, and D. P. S. Gomes, “*Optimal monitoring of voltage sags through simultaneous analysis of short-circuits in distribution systems*,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 7, pp. 1801–1808, 2017.
- [10] S. Jamali, A. Bahmanyar, and E. Bompard, “*Fault location method for distribution networks using smart meters*,” *Measurement*, vol. 102, pp. 150–157, 2017.
- [11] J. Blanco Solano, J. F. Petit Suárez, and G. O. P. Ordóñez Plata, “*Methodology for Relative Location of Voltage Sags Source using Voltage Measurements Only*,” *Dyna*, vol. 82, no. 192, pp. 94–100, 2015.
- [12] G. Olguin and M. H. J. Bollen, “*Optimal dips monitoring program for characterization of transmission system*,” *2003 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, vol. 4, pp. 2484–2490, 2003.
- [13] L. A. Wong, H. Shareef, A. Mohamed, and A. A. Ibrahim, “*Novel quantum-inspired firefly algorithm for optimal power quality monitor placement*,” *Front. Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 254–260, 2014.
- [14] N. C. Woolley, J. M. Avendaño-Mora, and J. V. Milanović, “*A comparison of voltage sag estimation algorithms using optimal monitoring locations*,” *ICHQP 2010 - 14th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, pp. 1–7, 2010.
- [15] M. A. Eldery, S. Member, E. F. El-saadany, S. Member, M. M. a Salama, and A. Vannelli, “*A novel power quality monitoring allocation algorithm*,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 2, pp. 768–777, 2006.
- [16] CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “*Resolución CREG 024 de 2005*.” p. 10, 2005.
- [17] CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “*Resolución CREG 016 de 2007*.” p. 6, 2007.
- [18] A. Kazemi, A. Mohamed, H. Shareef, and H. Zayandehroodi, “*Optimal power quality monitor placement using genetic algorithm and Mallow’s Cp*,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, pp. 564–575, 2013.
- [19] CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “*Resolución CREG 015*

de 2018.” p. 239, 2018.

- [20] J. Blanco Solano, J. F. Petit, and G. Ordonez Plata, “*Optimal placement of voltage sag monitors in smart distribution systems: Impact of the dynamic network reconfiguration,*” *2015 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. (ISGT LATAM)*, pp. 361–365, 2015.
- [21] D. P. S. Gomes *et al.*, “*A generalized coverage matrix method for power quality monitor allocation utilizing genetic algorithm,*” *Int. Conf. Renew. Energies Power Qual.*, no. 14, 2016.
- [22] C. F. M. Almeida and N. Kagan, “*Allocation of power quality monitors by genetic algorithms and fuzzy sets theory,*” 2009 15th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. to Power Syst. ISAP '09, 2009.
- [23] IEEE. INSTITUTE OF ELECTRIC AND ELECTRONIC ENGINEERS, *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. IEEE Std 1159, vol. 2009, no. June. 2009.
- [24] J. C. Cebrian, C. F. M. Almeida, and N. Kagan, “*Genetic algorithms applied for the optimal allocation of power quality monitors in distribution networks,*” *Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, pp. 1–10, 2010.
- [25] S. K. Shah, A. Hellany, M. Nagrial, and J. Rizk, “*Review of power quality monitoring web-based techniques,*” *Power Eng. Conf. (AUPEC)*, 2015 Australas. Univ., pp. 1–5, 2015.
- [26] H. M. G. C. Branco, M. Oleskovicz, A. C. B. Delbem, D. V. Coury, and R. P. M. Silva, “*Optimized allocation of power quality monitors in transmission systems: A multiobjective approach,*” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 64, pp. 156–166, 2015.
- [27] A. Kazemi, A. Mohamed, H. Shareef, and H. Zayandehroodi, “*A review of power quality monitor placement methods in transmission and distribution systems,*” *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 89, no. 3a, pp. 185–188, 2013.
- [28] F. Salim and K. M. Nor, “*Voltage sags observation through optimal monitor locations,*” *ICHQP 2010 - 14th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, 2010.
- [29] M. Haghbin, E. Farjah, and H. Mazaherifar, “*Improved power quality monitor*

- placement using innovative indices,” 4th Annu. Int. Power Electron. Drive Syst. Technol. Conf., no. 1, pp. 501–509, 2013.*
- [30] F. Salim and K. M. Nor, “*Optimal voltage sag monitor locations,” 2008 Australas. Univ. Power Eng. Conf., no. 1, pp. 1–6, 2008.*
 - [31] D. J. Won and S. Il Moon, “*Optimal number and locations of power quality monitors considering system topology,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 23, no. 1, pp. 288–295, 2008.*
 - [32] A. A. Ibrahim, A. Mohamed, and H. Shareef, “*Optimal power quality monitor placement in power systems using an adaptive quantum-inspired binary gravitational search algorithm,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 57, pp. 404–413, 2014.*
 - [33] M. Haghbin and E. Farjah, “*Optimal placement of monitors in transmission systems using fuzzy boundaries for voltage sag assessment,” 2009 IEEE Bucharest PowerTech Innov. Ideas Toward Electr. Grid Futur., pp. 1–6, 2009.*
 - [34] A. A. Ibrahim, A. Mohamed, H. Shareef, and S. P. Ghoshal, “*Optimal power quality monitor placement in power systems based on particle swarm optimization and artificial immune system,” 2011 3rd Conf. Data Min. Optim., no. June, pp. 141–145, 2011.*
 - [35] A. A. Ibrahim, A. Mohamed, H. Shareef, and S. P. Ghoshal, “*A New Approach for Optimal Power Quality Monitor Placement in Power System Considering System Topology,” Prz. Elektrotechniczny, vol. 88, no. 9a, pp. 272–276, 2012.*
 - [36] T. R. Kempner, M. Oleskovicz, and A. Q. Santos, “*Optimal allocation of monitors by analyzing the vulnerability area against voltage sags,” Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP, pp. 536–540, 2014.*
 - [37] T. R. Kempner, F. A. Mourinho, F. B. Bottura, M. Oleskovicz, J. C. M. Vieira, and J. R. L. Filho, “*Optimal voltage sags monitoring considering different loading profiles in distribution systems,” Int. Conf. Renew. Energies Power Qual., no. 14, 2016.*
 - [38] T. R. Kempner, A. Q. Santos, and M. Oleskovicz, “*Optimized monitoring of*

- voltage sags in distribution systems caused by balanced and unbalanced short-circuits,” IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2014–Octob, no. October, pp. 1–5, 2014.
- [39] D. C. S. Reis, P. R. C. Villela, C. A. Duque, and P. F. Ribeiro, “*Transmission systems power quality monitors allocation,*” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. - Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century*, pp. 1–7, 2008.
 - [40] D. V. C. and A. C. B. D. M. Oleskovicz, H. M. G. C. Branco, R. P. M. da Silva, “*A compact genetic algorithm structure used for based on electrical circuit topology,*” *2012 IEEE 15th Int. Conf. on, Hong Kong*, pp. 34–39, 2012.
 - [41] M. Avendaño-Mora, N. C. Woolley, and J. V. Milanović, “*On improvement of accuracy of optimal voltage sag monitoring programmes,*” *ICHQP 2010 - 14th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, 2010.
 - [42] M. Avendaño-Mora and J. V. Milanović, “*Generalized formulation of the optimal monitor placement problem for fault location,*” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 93, pp. 120–126, 2012.
 - [43] L. P. Chen, W. T. Xu, and K. J. Cao, “*Optimal placement of voltage sag monitors based on fault location principle,*” *POWERCON 2014.*, pp. 2069–2074, 2014.
 - [44] M. Avendaño-Mora, N. C. Woolley, and J. V. Milanović, “*On improvement of accuracy of optimal voltage sag monitoring programmes,*” in *ICHQP 2010 - 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2010, pp. 1–6.
 - [45] A. Kazemi, A. Mohamed, H. Shareef, and H. Zayandehroodi, “*Optimal power quality monitor placement using genetic algorithm and Mallow’s Cp,*” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, pp. 564–575, 2013.
 - [46] A. Kazemi, A. Mohamed, and H. Shareef, “*A novel PQM placement method using Cp and Rp statistical indices for power transmission and distribution networks,*” *2012 IEEE Int. Power Eng. Optim. Conf. PEOCO 2012*. June, pp. 102–107, 2012.
 - [47] A. Kazemi, A. Mohamed, H. Shareef, and H. Zayandehroodi, “*An Improved*

Power Quality Monitor Placement Method Using MVR Model and Combine Cp and Rp Statistical Indices,” Prz. Elektrotechniczny, vol. 88, no. 8, p. 2012, 2012.

- [48] M. Majidi, A. Arabali, and L. S. Member, “*Fault Location in Distribution Networks by Compressive Sensing*,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 8977, no. c, pp. 1–8, 2014.

BIBLIOGRAFIA

A. A. Ibrahim, A. Mohamed, and H. Shareef, "Optimal placement of power quality monitors in distribution systems using the topological monitor reach area," 2011 IEEE Int. Electr. Mach. Drives Conf. IEMDC 2011, pp. 394–399, 2011.

_____. "Optimal power quality monitor placement in power systems using an adaptive quantum-inspired binary gravitational search algorithm," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 57, pp. 404–413, 2014.

_____. "A New Approach for Optimal Power Quality Monitor Placement in Power System Considering System Topology," Prz. Elektrotechniczny, vol. 88, no. 9a, pp. 272–276, 2012.

_____. "Optimal placement of voltage sag monitors based on monitor reach area and sag severity index," Proceeding, 2010 IEEE Student Conf. Res. Dev. - Eng. Innov. Beyond, SCORED 2010, no. SCORED, pp. 467–470, 2010.

_____. "Optimal power quality monitor placement in power systems based on particle swarm optimization and artificial immune system," 2011 3rd Conf. Data Min. Optim., no. June, pp. 141–145, 2011.

A. Kazemi, A. Mohamed, and H. Shareef, "A novel PQM placement method using Cp and Rp statistical indices for power transmission and distribution networks," 2012 IEEE Int. Power Eng. Optim. Conf. PEOCO 2012. June, pp. 102–107, 2012.

_____. "A review of power quality monitor placement methods in transmission and distribution systems," Prz. Elektrotechniczny, vol. 89, no. 3a, pp. 185–188, 2013.

A. Kazemi, A. Mohamed, H. Shareef, and H. Zayandehroodi, "An Improved Power

Quality Monitor Placement Method Using MVR Model and Combine Cp and Rp Statistical Indices,” *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 88, no. 8, p. 2012, 2012.

_____. “Optimal power quality monitor placement using genetic algorithm and Mallow’s Cp,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, pp. 564–575, 2013.

C. F. M. Almeida and N. Kagan, “Allocation of power quality monitors by genetic algorithms and fuzzy sets theory,” 2009 15th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. to Power Syst. ISAP '09, 2009.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 024 de 2005.” p. 10, 2005.

_____., “Resolución CREG 016 de 2007.” p. 6, 2007.

_____., “Resolución CREG 015 de 2018.” p. 239, 2018.

D. C. S. Reis, P. R. C. Villela, C. A. Duque, and P. F. Ribeiro, “Transmission systems power quality monitors allocation,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. - Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century*, pp. 1–7, 2008.

D. J. Won and S. Il Moon, “Optimal number and locations of power quality monitors considering system topology,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 1, pp. 288–295, 2008.

D. P. S. Gomes et al., “A generalized coverage matrix method for power quality monitor allocation utilizing genetic algorithm,” *Int. Conf. Renew. Energies Power Qual.*, no. 14, 2016.

D. V. C. and A. C. B. D. M. Oleskovicz, H. M. G. C. Branco, R. P. M. da Silva, “A

compact genetic algorithm structure used for based on electrical circuit topology,” 2012 IEEE 15th Int. Conf. on, Hong Kong, pp. 34–39, 2012.

E. Espinosa-Juarez, A. Hernandez, G. Olguin, H. M. G. C. Branco, M. Oleskovicz, A. C. B. Delbem, D. V. Coury, and R. P. M. Silva, “An Approach Based on Analytical Expressions for Optimal Location of Voltage Sags Monitors,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 24, pp. 2034–2042, 2009.

F. Salim and K. M. Nor, “Optimal voltage sag monitor locations,” 2008 Australas. Univ. Power Eng. Conf., no. 1, pp. 1–6, 2008.

_____. “Voltage sags observation through optimal monitor locations,” ICHQP 2010 - 14th Int. Conf. Harmon. Qual. Power, 2010.

G. Olguin and M. H. J. Bollen, “Optimal dips monitoring program for characterization of transmission system,” 2003 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet., vol. 4, pp. 2484–2490, 2003.

G. Olguin, F. Vuinovich, and M. H. J. Bollen, “An optimal monitoring program for obtaining voltage sag system indexes,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, no. 1, pp. 378–384, 2006.

H. M. G. C. Branco, M. Oleskovicz, A. C. B. Delbem, D. V. Coury, and R. P. M. Silva, “Optimized allocation of power quality monitors in transmission systems: A multiobjective approach,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 64, pp. 156–166, 2015.

IEEE. INSTITUTE OF ELECTRIC AND ELECTRONIC ENGINEERS, Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. IEEE Std 1159, vol. 2009, no. June. 2009.

J. Blanco Solano, J. F. Petit Suárez, and G. O. P. Ordóñez Plata, "Methodology for Relative Location of Voltage Sags Source using Voltage Measurements Only," *Dyna*, vol. 82, no. 192, pp. 94–100, 2015.

J. Blanco Solano, J. F. Petit, and G. Ordonez Plata, "Optimal placement of voltage sag monitors in smart distribution systems: Impact of the dynamic network reconfiguration," 2015 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. (ISGT LATAM), pp. 361–365, 2015.

J. C. Cebrian, C. F. M. Almeida, and N. Kagan, "Genetic algorithms applied for the optimal allocation of power quality monitors in distribution networks," *Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, pp. 1–10, 2010.

L. A. Wong, H. Shareef, A. Mohamed, and A. A. Ibrahim, "Novel quantum-inspired firefly algorithm for optimal power quality monitor placement," *Front. Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 254–260, 2014.

L. P. Chen, W. T. Xu, and K. J. Cao, "Optimal placement of voltage sag monitors based on fault location principle," *POWERCON 2014.*, pp. 2069–2074, 2014.

M. A. Eldery, S. Member, E. F. El-saadany, S. Member, M. M. a Salama, and A. Vannelli, "A novel power quality monitoring allocation algorithm," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 2, pp. 768–777, 2006.

M. Avendaño-Mora and J. V. Milanović, "Generalized formulation of the optimal monitor placement problem for fault location," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 93, pp. 120–126, 2012.

M. Avendaño-Mora and J. V. Milanović, "Monitor placement for reliable estimation of voltage sags in power networks," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 2, pp.

936–944, 2012.

M. Avendaño-Mora, N. C. Woolley, and J. V. Milanović, “On improvement of accuracy of optimal voltage sag monitoring programmes,” ICHQP 2010 - 14th Int. Conf. Harmon. Qual. Power, 2010.

M. Haghbin and E. Farjah, “Optimal placement of monitors in transmission systems using fuzzy boundaries for voltage sag assessment,” 2009 IEEE Bucharest PowerTech Innov. Ideas Toward Electr. Grid Future, pp. 1–6, 2009.

M. Haghbin, E. Farjah, and H. Mazaherifar, “Improved power quality monitor placement using innovative indices,” 4th Annu. Int. Power Electron. Drive Syst. Technol. Conf., no. 1, pp. 501–509, 2013.

M. Majidi, A. Arabali, and L. S. Member, “Fault Location in Distribution Networks by Compressive Sensing,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 8977, no. c, pp. 1–8, 2014.

N. C. Woolley, J. M. Avendaño-Mora, and J. V. Milanović, “A comparison of voltage sag estimation algorithms using optimal monitoring locations,” ICHQP 2010 - 14th Int. Conf. Harmon. Qual. Power, pp. 1–7, 2010.

S. Jamali, A. Bahmanyar, and E. Bompard, “Fault location method for distribution networks using smart meters,” Measurement, vol. 102, pp. 150–157, 2017.

S. K. Shah, A. Hellany, M. Nagrial, and J. Rizk, “Review of power quality monitoring web-based techniques,” Power Eng. Conf. (AUPEC), 2015 Australas. Univ., pp. 1–5, 2015.

S. Nasiri and H. Seifi, “Robust probabilistic optimal voltage sag monitoring in presence of uncertainties,” IET Gener. Transm. Distrib., vol. 10, no. 16, pp. 4240–

4248, 2016.

T. R. Kempner, A. Q. Santos, and M. Oleskovicz, "Optimized monitoring of voltage sags in distribution systems caused by balanced and unbalanced short-circuits," IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., vol. 2014–Octob, no. October, pp. 1–5, 2014.

T. R. Kempner, F. A. Mourinho, F. B. Bottura, M. Oleskovicz, J. C. M. Vieira, and J. R. L. Filho, "Optimal voltage sags monitoring considering different loading profiles in distribution systems," Int. Conf. Renew. Energies Power Qual., no. 14, 2016.

T. R. Kempner, M. Oleskovicz, and A. Q. Santos, "Optimal allocation of monitors by analyzing the vulnerability area against voltage sags," Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP, pp. 536–540, 2014.

T. R. Kempner, M. Oleskovicz, and D. P. S. Gomes, "Optimal monitoring of voltage sags through simultaneous analysis of short-circuits in distribution systems," IET Gener. Transm. Distrib., vol. 11, no. 7, pp. 1801–1808, 2017.

Y. Liao, "Fault location observability analysis and optimal meter placement based on voltage measurements," Electr. Power Syst. Res., vol. 79, no. 7, pp. 1062–1068, 2009.

Y. Mohammadi, M. H. Moradi, and R. Chouhy Leborgne, "Locating the source of voltage sags: Full review, introduction of generalized methods and numerical simulations," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 77, no. June 2016, pp. 821–844, 2017.

ANEXOS

ANEXOS A. Desempeño detallado del IPOHT para los arreglos de monitores.

Nod o	AAM (0 Ω)	Propuesto (0 Ω)	Propuesto (10 Ω)	Propuesto (20 Ω)	Nod o	AAM (0 Ω)	Propuesto (0 Ω)	Propuesto (10 Ω)	Propuesto (20 Ω)
1	0,407316	0,807986	0,857829	0,805900	38	0,825134	0,995289	0,998236	0,994817
2	0,469250	0,864589	0,908761	0,861002	39	0,837122	0,995668	0,998258	0,994884
3	0,500232	0,905089	0,944461	0,902490	40	0,678602	0,985026	0,995548	0,984482
4	0,601885	0,958980	0,981740	0,957552	41	0,759088	0,995490	0,999171	0,995231
5	0,645879	0,978125	0,992239	0,977541	42	0,795053	0,997997	0,999721	0,997887
6	0,645879	0,978125	0,992393	0,977541	43	0,835668	0,999249	0,999930	0,999194
7	0,645879	0,978125	0,992393	0,977541	44	0,889694	0,999890	0,999996	0,999885
8	0,652191	0,980911	0,993603	0,980075	45	0,905559	0,999950	0,999999	0,999948
9	0,649795	0,980779	0,993603	0,980075	46	0,912760	0,999968	0,999999	0,999967
10	0,652191	0,980911	0,993603	0,980075	47	0,925391	0,999989	1,000000	0,999988
11	0,649795	0,980779	0,993603	0,980075	48	0,939798	0,999997	1,000000	0,999996
12	0,648697	0,987737	0,997153	0,987280	49	0,951609	0,999999	1,000000	0,999999
13	0,677598	0,988098	0,997153	0,987280	50	0,964824	1,000000	1,000000	1,000000
14	0,677598	0,988161	0,997168	0,987348	51	0,976861	1,000000	1,000000	1,000000
15	0,677598	0,988602	0,997274	0,987819	52	0,984425	1,000000	1,000000	1,000000
16	0,677598	0,988602	0,997274	0,987819	53	0,989807	1,000000	1,000000	1,000000
17	0,680362	0,989485	0,997613	0,988726	54	0,991867	1,000000	1,000000	1,000000
18	0,680362	0,990054	0,997742	0,989648	55	0,995538	1,000000	1,000000	1,000000
19	0,680362	0,990831	0,998081	0,990456	56	0,996179	1,000000	1,000000	1,000000
20	0,680362	0,991187	0,998156	0,990860	57	0,996962	1,000000	1,000000	1,000000
21	0,663988	0,981232	0,993617	0,980118	58	0,997050	1,000000	1,000000	1,000000
22	0,669871	0,981263	0,993617	0,980118	59	0,997735	1,000000	1,000000	1,000000
23	0,669871	0,981578	0,993724	0,980453	60	0,998282	1,000000	1,000000	1,000000
24	0,669871	0,981578	0,993724	0,980453	61	0,999078	1,000000	1,000000	1,000000
25	0,821577	0,993899	0,997578	0,992862	62	0,999481	1,000000	1,000000	1,000000
26	0,821577	0,995086	0,998197	0,994606	63	0,999739	1,000000	1,000000	1,000000
27	0,821577	0,995086	0,998197	0,994703	64	0,999865	1,000000	1,000000	1,000000
28	0,821577	0,995086	0,998197	0,994703	65	0,999907	1,000000	1,000000	1,000000
29	0,673501	0,981623	0,993940	0,980501	66	0,999906	1,000000	1,000000	1,000000
30	0,673501	0,982984	0,994497	0,981945	67	0,999906	1,000000	1,000000	1,000000
31	0,673501	0,983313	0,994603	0,982550	68	0,999906	1,000000	1,000000	1,000000
32	0,676006	0,984544	0,995285	0,984040	69	0,999906	1,000000	1,000000	1,000000
33	0,673501	0,983616	0,995002	0,982867	70	0,999906	1,000000	1,000000	1,000000
34	0,673501	0,984530	0,995281	0,984026	71	0,999906	1,000000	1,000000	1,000000
35	0,821577	0,995086	0,998197	0,994606	72	0,999906	1,000000	1,000000	1,000000
36	0,821577	0,995086	0,998197	0,994703	73	0,999906	1,000000	1,000000	1,000000
37	0,825134	0,995289	0,998236	0,994817	74	0,999906	1,000000	1,000000	1,000000
75	0,999883	1,000000	1,000000	1,000000	116	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
76	0,999883	1,000000	1,000000	1,000000	117	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
77	0,999955	1,000000	1,000000	1,000000	118	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
78	0,999979	1,000000	1,000000	1,000000	119	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
79	0,999980	1,000000	1,000000	1,000000	120	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
80	0,999980	1,000000	1,000000	1,000000	121	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
81	0,999980	1,000000	1,000000	1,000000	122	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
82	0,999980	1,000000	1,000000	1,000000	123	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
83	0,999986	1,000000	1,000000	1,000000	124	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
84	0,999986	1,000000	1,000000	1,000000	125	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
85	0,999991	1,000000	1,000000	1,000000	126	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
86	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	127	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
87	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	128	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
88	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	129	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
89	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	130	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
90	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	131	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
91	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	132	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
92	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	133	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
93	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	134	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
94	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	135	0,999997	1,000000	1,000000	1,000000
95	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	136	0,999997	1,000000	1,000000	1,000000
96	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	137	0,999997	1,000000	1,000000	1,000000
97	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	138	0,999997	1,000000	1,000000	1,000000
98	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	139	0,999997	1,000000	1,000000	1,000000
99	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	140	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
100	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	141	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
101	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000	142	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
102	0,999997	1,000000	1,000000	1,000000	143	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
103	0,999997	1,000000	1,000000	1,000000	144	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
104	0,999997	1,000000	1,000000	1,000000	145	0,999996	1,000000	1,000000	1,000000
105	0,999997	1,000000	1,000000	1,000000	146	0,999997	1,000000	1,000000	1,000000

ANEXOS B. Estimación del error en simulaciones Montecarlo.

FASE A			
Nodo	$\bar{x}$	S	$E = \frac{100 * 1.96 * S}{\bar{x}\sqrt{n}}$
1	5,192	2,28770698	3,86221798
2	5,356	2,33069266	3,8143058
3	5,46	2,35786324	3,78527152
4	5,68	2,40440478	3,71048188
6	5,792	2,42497361	3,6698603
7	5,792	2,42497361	3,6698603
8	5,792	2,42497361	3,6698603
9	5,792	2,42497361	3,6698603
10	5,792	2,42497361	3,6698603
11	5,792	2,42497361	3,6698603
12	5,794	2,42473146	3,66822719
13	5,794	2,42473146	3,66822719
14	5,794	2,42473146	3,66822719
15	5,798	2,42837188	3,67120007
16	5,798	2,42837188	3,67120007
17	5,8	2,42895031	3,67080831
18	5,802	2,42705112	3,66667375
19	5,806	2,43232325	3,67210701
20	5,806	2,43232325	3,67210701
21	5,794	2,42473146	3,66822719
22	5,796	2,42366092	3,66534242
23	5,796	2,42366092	3,66534242
24	5,796	2,42366092	3,66534242
25	5,796	2,42366092	3,66534242
26	5,796	2,42366092	3,66534242
27	5,796	2,42366092	3,66534242
28	5,796	2,42366092	3,66534242
29	5,798	2,42093326	3,6599544
30	5,8	2,41820086	3,65456295
31	5,8	2,41820086	3,65456295
32	5,8	2,41820086	3,65456295
33	5,8	2,41820086	3,65456295
34	5,8	2,41820086	3,65456295
35	5,8	2,41820086	3,65456295
36	5,8	2,41820086	3,65456295
37	5,8	2,41820086	3,65456295
38	5,8	2,41820086	3,65456295
39	5,802	2,42043654	3,65668074
40	5,834	2,42284634	3,64024417
41	5,984	2,45352472	3,59393256
42	6,106	2,47932614	3,55916342
43	6,258	2,51716273	3,52571175
44	6,776	2,60526367	3,37015097
45	7,09	2,68408432	3,31834081
46	7,254	2,69518312	3,2567303
47	7,904	2,86552027	3,17780777
48	8,54	2,98631465	3,06515676
49	9,472	3,16310393	2,9271356
50	10,634	3,41399395	2,81408467
51	12,086	3,73235381	2,70689422
52	12,796	3,87510217	2,65448329
53	13,268	3,93231512	2,59784909
54	13,458	3,95062665	2,57309922
55	13,648	3,98847237	2,56158424
56	13,662	3,98943444	2,55957654
57	13,682	3,99158383	2,55721202
58	13,702	4,00315457	2,5608814
59	13,724	4,00848599	2,56018135
60	13,786	4,01452823	2,55250917
61	13,952	4,01671059	2,52351065
62	14,12	4,04355049	2,51014751
63	14,438	4,11728796	2,49962738
64	14,76	4,18729829	2,48667261
65	14,972	4,21078109	2,46520996
66	14,986	4,20870888	2,46169491
67	15,004	4,22037998	2,46555996
68	15,022	4,22935528	2,46409664
69	15,04	4,22730887	2,46369654
70	15,046	4,22938049	2,46392094
71	15,052	4,23191614	2,46441539
72	15,06	4,2322836	2,46332015
73	15,064	4,23222488	2,46263189
74	15,066	4,23527083	2,46407711
75	15,072	4,23635568	2,46372709
76	15,074	4,24175777	2,46654148

FASE B			
Nodo	$\bar{x}$	S	$E = \frac{100 * 1.96 * S}{\bar{x}\sqrt{n}}$
1	5,654	2,51693343	3,90199757
2	5,824	2,58037607	3,88358405
3	5,954	2,58403531	3,80417671
4	6,19	2,67286146	3,78492143
6	6,302	2,71763999	3,7799373
7	6,302	2,71763999	3,7799373
8	6,302	2,71763999	3,7799373
9	6,304	2,71704779	3,77791465
10	6,304	2,71704779	3,77791465
11	6,304	2,71704779	3,77791465
12	6,304	2,71704779	3,77791465
13	6,304	2,71704779	3,77791465
14	6,304	2,71704779	3,77791465
15	6,304	2,71704779	3,77791465
16	6,304	2,71704779	3,77791465
17	6,304	2,71704779	3,77791465
18	6,304	2,71704779	3,77791465
19	6,304	2,71704779	3,77791465
20	6,304	2,71704779	3,77791465
21	6,306	2,72087676	3,78203875
22	6,314	2,72952461	3,78925216
23	6,314	2,72952461	3,78925216
24	6,316	2,73112836	3,79027796
29	6,32	2,73139544	3,78824947
30	6,32	2,73139544	3,78824947
31	6,32	2,73139544	3,78824947
32	6,32	2,73139544	3,78824947
33	6,32	2,73139544	3,78824947
34	6,32	2,73139544	3,78824947
40	6,352	2,74192867	3,74644191
41	6,566	2,73140351	3,6463307
42	6,69	2,75118848	3,60466821
43	6,85	2,76673266	3,5403622
44	7,452	2,8120297	3,30763917
45	7,782	2,92773278	3,29770102
46	7,97	2,95203812	3,24664429
47	8,546	3,08592447	3,165144
48	9,216	3,1770318	3,02169179
49	10,18	3,39568275	2,92381843
50	11,568	3,49310457	2,64681981
51	13,41	3,61663658	2,36399831
52	14,618	3,75129583	2,24938827
53	15,542	3,92620251	2,21430204
54	15,938	4,05154118	2,22821711
55	16,416	4,06250562	2,16919053
56	16,474	4,04648887	2,15303137
57	16,55	4,06060057	2,15061832
58	16,626	4,05894988	2,13991726
59	16,674	4,06457446	2,1367138
60	16,78	4,0881568	2,13553482
61	17,038	4,10441817	2,11156306
62	17,208	4,1151677	2,09617825
63	17,456	4,13306526	2,07538464
64	17,678	4,1381838	2,05185995
65	17,872	4,15911198	2,03985138
66	17,896	4,15110194	2,03319249
67	17,914	4,15609797	2,03359411
68	17,938	4,16663866	2,03602398
69	17,954	4,16876976	2,03524997
70	17,962	4,17221413	2,03602435
71	17,966	4,17416954	2,03652506
72	17,986	4,17044232	2,03244405
73	17,994	4,168539	2,03061328
74	17,998	4,16325129	2,02758676
75	18,006	4,16613458	2,02808951
76	18,006	4,16613458	2,02808951
77	18,14	4,12631226	1,99386558
78	18,424	4,13550829	1,96750589
79	18,53	4,15832699	1,96704496
80	18,542	4,15774093	1,96549488
81	18,548	4,16201161	1,96687731
82	18,55	4,16439484	1,96779138
83	18,566	4,16320893	1,96553567
84	18,566	4,16320893	1,96553567
85	18,838	4,21227284	1,9599851

FASE C			
Nodo	$\bar{x}$	S	$E = \frac{100 * 1.96 * S}{\bar{x}\sqrt{n}}$
1	4,768	2,11923531	3,89595565
2	4,898	2,14868091	3,84524675
3	5,006	2,1871285	3,82960978
4	5,214	2,23566554	3,75843354
6	5,314	2,24621793	3,70511258
7	5,314	2,24621793	3,70511258
8	5,314	2,24621793	3,70511258
9	5,314	2,24621793	3,70511258
10	5,314	2,24621793	3,70511258
11	5,314	2,24621793	3,70511258
21	5,314	2,24621793	3,70511258
22	5,318	2,24476144	3,69992507
23	5,318	2,24476144	3,69992507
24	5,32	2,24313694	3,69585755
25	5,32	2,24313694	3,69585755
26	5,32	2,24313694	3,69585755
27	5,32	2,24313694	3,69585755
28	5,32	2,24313694	3,69585755
29	5,322	2,24329685	3,69473203
30	5,326	2,24539698	3,69541351
31	5,326	2,24539698	3,69541351
32	5,326	2,24539698	3,69541351
33	5,326	2,24539698	3,69541351
34	5,326	2,24539698	3,69541351
35	5,326	2,24539698	3,69541351
36	5,326	2,24539698	3,69541351
37	5,326	2,24539698	3,69541351
38	5,328	2,24733554	3,69721557
39	5,33	2,24927065	3,6990106
40	5,344	2,25828779	3,70411026
41	5,486	2,28478544	3,65057006
42	5,578	2,30184991	3,61717535
43	5,678	2,31365988	3,57170184
44	6,016	2,45760527	3,5807613
45	6,2	2,51009984	3,5487089
46	6,286	2,51970272	3,51354886
47	6,59	2,568871	3,41686602
48	6,92	2,66228765	3,37225147
49	7,454	2,73914034	3,22103886
50	8,112	2,85091414	3,08054293
51	9,174	3,04668485	2,91098432
52	9,824	3,16877046	2,82731043
53	10,314	3,22617737	2,74177734
54	10,546	3,27801384	2,72454563
55	10,894	3,31492707	2,66721286
56	10,942	3,31006784	2,6516198
57	10,996	3,30542519	2,63489716
58	11,05	3,31926725	2,63300093
59	11,09	3,32807033	2,63046191
60	11,17	3,32493766	2,60916415
61	11,334	3,3287543	2,57436191
62	11,416	3,33784758	2,56285249
63	11,616	3,37332219	2,54549524
64	11,782	3,41317675	2,53928139
65	11,904	3,44128885	2,53395722
66	11,922	3,44436399	2,53239234
67	11,93	3,45034923	2,53509174
68	11,944	3,44682829	2,52953634
69	11,952	3,44811179	2,52878451
70	11,962	3,44329327	2,52313963
71	11,966	3,44566237	2,52403162
72	11,97	3,4445362	2,5223635
73	11,972	3,44658874	2,5234449
74	11,974	3,4474765	2,52367328
75	11,978	3,4538927	2,52752582
76	11,982	3,45681575	2,5288204
77	12,096	3,4743238	2,51767451
78	12,306	3,51754321	2,50549534
79	12,386	3,52673784	2,49581948
80	12,392	3,5240849	2,49273451
81	12,394	3,52300826	2,49157083
82	12,394	3,52300826	2,49157083
83	12,402	3,52324033	2,49012765
84	12,402	3,52324033	2,49012765
85	12,616	3,51984696	2,44553099

77	15,258	4,27832258	2,45780252	86	19,024	4,22837822	1,94824271	86	12,736	3,54957786	2,44295083
78	15,594	4,34221991	2,44076155	87	19,032	4,22690305	1,94674437	87	12,74	3,54987369	2,44238735
79	15,712	4,36108865	2,43295745	88	19,036	4,22639668	1,94610214	88	12,742	3,54917304	2,441522
80	15,716	4,36548496	2,4347902	89	19,038	4,22424484	1,94490695	89	12,742	3,54917304	2,441522
81	15,718	4,36630338	2,4349368	90	19,04	4,22114156	1,94327401	90	12,742	3,54917304	2,441522
82	15,718	4,36630338	2,4349368	91	19,046	4,22274166	1,94339822	91	12,746	3,54720302	2,43940102
83	15,744	4,37409756	2,43525505	92	19,086	4,20546977	1,93139305	92	12,774	3,55079432	2,43651828
84	15,744	4,37409756	2,43525505	93	19,086	4,20546977	1,93139305	93	12,774	3,55079432	2,43651828
85	16,012	4,40074871	2,40908464	94	19,086	4,20546977	1,93139305	94	12,774	3,55079432	2,43651828
86	16,16	4,39739402	2,38520161	95	19,114	4,22239995	1,93632769	95	12,794	3,5497557	2,43199786
87	16,162	4,39618116	2,38424866	96	19,386	4,24983838	1,92156586	96	12,958	3,58188439	2,42295115
88	16,162	4,39618116	2,38424866	97	19,386	4,24983838	1,92156586	97	12,958	3,58188439	2,42295115
89	16,162	4,39618116	2,38424866	98	19,388	4,25224873	1,92245737	98	12,958	3,58188439	2,42295115
90	16,162	4,39618116	2,38424866	99	19,386	4,24983838	1,92156586	99	12,96	3,58498315	2,42467306
91	16,164	4,39679059	2,38428414	100	19,392	4,25093836	1,92146852	100	12,966	3,58644241	2,42453754
92	16,19	4,39414577	2,37902322	101	19,392	4,25093836	1,92146852	101	12,968	3,58450462	2,42285382
93	16,19	4,39414577	2,37902322	102	19,398	4,24967239	1,92030214	102	12,972	3,58341985	2,42137372
94	16,19	4,39414577	2,37902322	103	19,4	4,25254845	1,92140364	103	12,974	3,58483278	2,42195504
95	16,212	4,40247881	2,38030028	104	19,404	4,25923305	1,9240272	104	12,974	3,58483278	2,42195504
96	16,36	4,38918328	2,3516435	105	19,406	4,25880721	1,92363656	105	12,98	3,58850313	2,42331408
97	16,36	4,38918328	2,3516435	106	19,412	4,26598796	1,92628442	106	12,98	3,58850313	2,42331408
98	16,36	4,38918328	2,3516435	107	19,412	4,26598796	1,92628442	107	12,98	3,58850313	2,42331408
99	16,36	4,38918328	2,3516435	108	19,412	4,26598796	1,92628442	108	12,98	3,58850313	2,42331408
100	16,362	4,39152901	2,3526127	109	19,412	4,26598796	1,92628442	109	12,98	3,58850313	2,42331408
101	16,364	4,39250409	2,35284747	110	19,412	4,26598796	1,92628442	110	12,982	3,59046779	2,42426727
102	16,366	4,39165313	2,35210418	112	19,52	4,29213757	1,92736909	112	13,054	3,59010609	2,41065324
103	16,368	4,39445086	2,35331501	113	19,528	4,29395997	1,92739751	113	13,062	3,59165086	2,41021343
104	16,37	4,39542256	2,3535478	114	19,572	4,30230586	1,92680225	114	13,106	3,59340913	2,40329771
105	16,372	4,39137614	2,35109388	115	19,628	4,31820678	1,92840592	115	13,136	3,5988063	2,40141048
106	16,372	4,39137614	2,35109388	116	19,692	4,30094551	1,91445509	116	13,154	3,60225436	2,40042205
107	16,374	4,39553928	2,35303533	117	19,692	4,30094551	1,91445509	117	13,154	3,60225436	2,40042205
108	16,374	4,39553928	2,35303533	118	19,698	4,2964771	1,91188355	118	13,162	3,60690665	2,40206129
109	16,374	4,39553928	2,35303533	119	19,724	4,30684593	1,91397125	119	13,184	3,61500768	2,40343898
110	16,374	4,39553928	2,35303533	120	19,748	4,31157458	1,91374405	120	13,196	3,61770086	2,4030423
112	16,446	4,40020541	2,34522078	121	19,792	4,32088835	1,91361441	121	13,222	3,62809069	2,40520474
113	16,458	4,39760319	2,34212489	122	19,792	4,32088835	1,91361441	122	13,222	3,62809069	2,40520474
114	16,482	4,4009559	2,34049747	123	19,792	4,32088835	1,91361441	123	13,222	3,62809069	2,40520474
115	16,52	4,40777233	2,33873051	124	19,808	4,33459496	1,91813409	124	13,234	3,62401863	2,40032672
116	16,54	4,40854517	2,33631211	125	19,842	4,32926334	1,912492	125	13,25	3,62847512	2,40037635
117	16,54	4,40854517	2,33631211	126	19,844	4,32817863	1,91182012	126	13,25	3,62847512	2,40037635
118	16,544	4,40941605	2,33620864	127	19,844	4,32817863	1,91182012	127	13,25	3,62847512	2,40037635
119	16,566	4,40641316	2,33151722	128	19,844	4,32817863	1,91182012	128	13,254	3,62322225	2,39617801
120	16,592	4,41775612	2,33385606	129	19,866	4,3346999	1,91258028	129	13,274	3,63667083	2,40144834
121	16,628	4,41867235	2,32928619	130	19,882	4,34993331	1,9177571	130	13,284	3,6372797	2,40004233
122	16,63	4,41861384	2,32897523	131	19,896	4,34406789	1,91382358	131	13,292	3,63388859	2,39636156
123	16,63	4,41861384	2,32897523	132	19,9	4,35291808	1,91733715	132	13,294	3,63620792	2,39753029
124	16,646	4,41448291	2,32456138	133	19,9	4,35291808	1,91733715	133	13,294	3,63620792	2,39753029
125	16,664	4,40976144	2,31956693	134	19,904	4,35576967	1,91820763	134	13,296	3,6363209	2,39724413
126	16,664	4,40976144	2,31956693	135	19,906	4,35696342	1,91854055	135	13,302	3,63720422	2,3967449
127	16,664	4,40976144	2,31956693	136	19,908	4,35493593	1,91745512	136	13,302	3,63720422	2,3967449
128	16,664	4,40976144	2,31956693	137	19,908	4,35493593	1,91745512	137	13,31	3,65082965	2,40427745
129	16,694	4,41671583	2,31905003	138	19,908	4,35493593	1,91745512	138	13,31	3,65082965	2,40427745
130	16,706	4,41344775	2,31566953	139	19,908	4,35493593	1,91745512	139	13,31	3,65082965	2,40427745
131	16,708	4,41199131	2,31462826	140	19,902	4,35319384	1,91726592	140	13,306	3,63576699	2,39507762
132	16,708	4,41199131	2,31462826	141	19,898	4,34895652	1,91578474	141	13,292	3,63388859	2,39636156
133	16,708	4,41199131	2,31462826	142	19,908	4,35309486	1,91664451	142	13,316	3,64729345	2,40086638
134	16,708	4,41199131	2,31462826	143	19,922	4,36233607	1,91936359	143	13,326	3,64393751	2,39685731
135	16,71	4,41144213	2,31406314	144	19,922	4,36233607	1,91936359	144	13,326	3,64393751	2,39685731
136	16,712	4,41134627	2,31373594	145	19,936	4,37013732	1,92144575	145	13,33	3,63917397	2,39300572
137	16,714	4,41034083	2,31293178	146	19,948	4,36524991	1,9181423	146	13,336	3,63834841	2,39138647
138	16,714	4,41034083	2,31293178	147	19,958	4,36971679	1,91914302	147	13,344	3,63925161	2,39054608
139	16,714	4,41034083	2,31293178	148	19,964	4,37687309	1,92170828	148	13,346	3,63768463	2,38915868
140	16,71	4,41144213	2,31406314	149	19,974	4,38814718	1,9256937	149	13,354	3,65011379	2,39588573
141	16,708	4,41199131	2,31462826	150	19,984	4,38248289	1,92224561	150	13,366	3,65222144	2,39511689
142	16,714	4,41034083	2,31293178	151	19,998	4,37312754	1,91679933	151	13,372	3,65188836	2,39382387
143	16,72	4,40595334	2,30980166	152	20,01	4,37219993	1,91524349	152	13,386	3,65509555	2,39342037
144	16,72	4,40595334	2,30980166	153	20,01	4,37219993	1,91524349	153	13,386	3,65509555	2,39342037
145	16,724	4,40074506	2,30651945	154	20,052	4,37854305	1,91400469	154	13,414	3,66954153	2,39786415
146	16,73	4,40180096	2,30624546	155	20,056	4,37940892	1,91400138	155	13,414	3,66954153	2,39786415
147	16,742	4,40570727	2,30663761	156	20,056	4,37940892	1,91400138	156	13,414	3,66954153	2,39786415
148	16,744	4,40559673	2,30630423	157	20,082	4,38380102	1,9134404	157	13,424	3,66976271	2,39622232
149	16,754	4,42228416	2,31365822	158	20,084	4,38216279	1,91253487	158	13,424	3,66976271	2,39622232
150	16,758	4,42612892	2,31511699	160	20,084	4,38216279	1,91253487	159	13,424	3,66976271	2,39622232
151	16,766	4,42837046	2,31518421	161	20,086	4,38280983	1,91262681	160	13,424	3,66976271	2,39622232
152	16,772	4,42981518	2,31511102	162	20,094	4,37990081	1,91059636	161	13,426	3,66980366	2,3958921
153	16,772	4,42981518	2,31511102	163	20,094	4,37990081	1,91059636	162	13,428	3,66711214	2,39377831
154	16,798	4,43988978	2,31678472	165	20,096	4,37825562	1,90968862	163	13,434	3,66285093	2,38992884
155	16,8	4,44020617	2,316674	166	20,096	4,37825562	1,90968862	164	13,434	3,66285093	2,38992884
156	16,8	4,44020617	2,316674	167	20,096	4,37825562	1,90968862	165	13,434	3,66285093	2,38992884
157	16,822	4,44497825	2,3161308	168	20,096	4,37825562	1,90968862	166	13,434	3,66285093	2,38992884
158	16,822	4,44497825	2,3161308	169	20,098	4,37981296	1,91017779	167	13,434	3,66285093	2,38992884
159	16,822	4,44497825	2,3161308	170	20,1	4,38228352	1,91106511	168	13,434	3,66285093	2,38992884
160	16,824	4,44122									

162	16,836	4,43852509	2,31084508	173	20,102	4,38109392	1,91035625	171	13,444	3,66247067	2,38790322
163	16,836	4,43852509	2,31084508	174	20,102	4,38109392	1,91035625	172	13,444	3,66247067	2,38790322
164	16,836	4,43852509	2,31084508	175	20,106	4,38145619	1,91013413	173	13,444	3,66247067	2,38790322
165	16,836	4,43852509	2,31084508	176	20,112	4,37833251	1,90820289	174	13,444	3,66247067	2,38790322
166	16,836	4,43852509	2,31084508	177	20,114	4,38034003	1,908888	175	13,444	3,66247067	2,38790322
167	16,836	4,43852509	2,31084508	178	20,118	4,38160621	1,90906013	176	13,446	3,66523559	2,38935047
168	16,836	4,43852509	2,31084508	179	20,118	4,38160621	1,90906013	177	13,446	3,66523559	2,38935047
169	16,836	4,43852509	2,31084508	180	20,12	4,38132309	1,90874702	178	13,446	3,66523559	2,38935047
170	16,838	4,43972728	2,31119643	183	20,122	4,38149644	1,90863282	179	13,446	3,66523559	2,38935047
171	16,838	4,43972728	2,31119643	184	20,124	4,38441218	1,90971314	180	13,448	3,66471777	2,38865761
172	16,838	4,43972728	2,31119643	185	20,132	4,38920337	1,91104033	181	13,448	3,66471777	2,38865761
173	16,838	4,43972728	2,31119643	186	20,144	4,38745525	1,90914123	182	13,448	3,66471777	2,38865761
174	16,838	4,43972728	2,31119643	187	20,144	4,38745525	1,90914123	183	13,448	3,66471777	2,38865761
175	16,842	4,44077436	2,31119247	188	20,146	4,38944398	1,90981698	184	13,448	3,66471777	2,38865761
176	16,844	4,4392655	2,31013285	189	19,516	4,29868601	1,93070528	185	13,454	3,66753126	2,38942537
177	16,854	4,44569594	2,31210651	190	19,518	4,29914425	1,93071323	186	13,454	3,66753126	2,38942537
178	16,856	4,44598668	2,31198336	191	19,544	4,30594314	1,93119401	187	13,454	3,66753126	2,38942537
179	16,856	4,44598668	2,31198336	192	19,592	4,29912794	1,92341353	188	13,454	3,66753126	2,38942537
180	16,856	4,44598668	2,31198336	193	19,68	4,32701353	1,92723302	189	13,048	3,60050319	2,41874632
181	16,856	4,44598668	2,31198336	194	19,75	4,34064308	1,92645135	190	13,048	3,60050319	2,41874632
182	16,856	4,44598668	2,31198336	195	19,826	4,33974547	1,91866974	191	13,062	3,59220878	2,41058783
183	16,858	4,44897998	2,31326545	196	19,906	4,35005862	1,9155001	192	13,082	3,59348051	2,40775459
184	16,858	4,44897998	2,31326545	197	20,004	4,37839293	1,9185316	193	13,126	3,5916464	2,39845869
185	16,862	4,44685338	2,31161123	198	20,008	4,37518233	1,9167415	194	13,18	3,59241017	2,38913987
186	16,864	4,44668979	2,31125205	199	20,008	4,37518233	1,9167415	195	13,228	3,60805378	2,39083655
187	16,864	4,44668979	2,31125205	200	20,01	4,37403296	1,91604644	196	13,284	3,62679629	2,39312489
188	16,868	4,44455669	2,30959551	201	20,01	4,37403296	1,91604644	197	13,35	3,64225645	2,3914446
189	16,458	4,40261309	2,34479312	202	20,012	4,37563119	1,91655499	198	13,35	3,64225645	2,3914446
190	16,46	4,40217654	2,34427574	203	20,012	4,37563119	1,91655499	199	13,35	3,64225645	2,3914446
191	16,466	4,40177182	2,34320607	204	20,012	4,37563119	1,91655499	200	13,35	3,64225645	2,3914446
192	16,488	4,40825605	2,34352669	205	20,012	4,37563119	1,91655499	201	13,35	3,64225645	2,3914446
193	16,53	4,40680609	2,33680329	206	20,012	4,37563119	1,91655499	202	13,35	3,64225645	2,3914446
194	16,572	4,39402217	2,32411915	207	20,066	4,36850222	1,90828318	203	13,352	3,64618779	2,39366725
195	16,606	4,40926834	2,32740823	208	20,114	4,37622059	1,90709281	204	13,352	3,64618779	2,39366725
196	16,668	4,41778334	2,32322884	209	20,176	4,37851193	1,90222786	205	13,352	3,64618779	2,39366725
197	16,748	4,43303503	2,32011376	210	20,222	4,3729809	1,89550329	206	13,352	3,64618779	2,39366725
198	16,75	4,43608586	2,32143325	211	20,27	4,38400948	1,89578379	207	13,384	3,64460015	2,38690442
199	16,75	4,43608586	2,32143325	212	20,24	4,37729613	1,89568638	208	13,408	3,65023073	2,38631288
200	16,75	4,43608586	2,32143325	213	20,262	4,38403873	1,89654495	209	13,442	3,65367413	2,38252238
201	16,75	4,43608586	2,32143325	214	20,264	4,38231827	1,89561357	210	13,47	3,6457761	2,37243033
202	16,75	4,43608586	2,32143325	215	20,264	4,38231827	1,89561357	211	13,514	3,6546569	2,37046619
203	16,75	4,43608586	2,32143325	219	20,266	4,38242573	1,89547297	212	13,502	3,65084282	2,3700969
204	16,75	4,43608586	2,32143325	220	20,266	4,38242573	1,89547297	213	13,53	3,65071986	2,36511238
205	16,75	4,43608586	2,32143325	221	20,266	4,38242573	1,89547297	214	13,534	3,65726608	2,36865307
206	16,75	4,43608586	2,32143325	222	20,266	4,38242573	1,89547297	215	13,534	3,65726608	2,36865307
207	16,782	4,44544711	2,3218962	223	20,268	4,38436098	1,89612288	216	13,536	3,65505442	2,36687091
208	16,846	4,44767891	2,31423629	224	20,27	4,38720813	1,89716699	217	13,536	3,65505442	2,36687091
209	16,9	4,44449176	2,30518864	225	20,268	4,38436098	1,89612288	218	13,536	3,65505442	2,36687091
210	16,956	4,43773038	2,29408008	226	20,268	4,38436098	1,89612288	219	13,536	3,65505442	2,36687091
211	17	4,44155996	2,29011704	227	20,266	4,38242573	1,89547297	220	13,538	3,65777455	2,36828243
212	16,984	4,44153109	2,29225957	228	20,266	4,38242573	1,89547297	221	13,538	3,65777455	2,36828243
213	17	4,44516806	2,29197741	229	20,268	4,38436098	1,89612288	222	13,538	3,65777455	2,36828243
214	17,002	4,4458438	2,29205617	230	20,268	4,38436098	1,89612288	223	13,54	3,65665726	2,36720931
215	17,002	4,4458438	2,29205617	231	20,268	4,38436098	1,89612288	224	13,54	3,65665726	2,36720931
216	17,004	4,44877142	2,29329574	232	20,268	4,38436098	1,89612288	225	13,54	3,65665726	2,36720931
217	17,004	4,44877142	2,29329574	233	20,268	4,38436098	1,89612288	226	13,54	3,65665726	2,36720931
218	17,004	4,44877142	2,29329574	234	20,268	4,38436098	1,89612288	227	13,538	3,65777455	2,36828243
219	17,004	4,44877142	2,29329574	235	20,268	4,38436098	1,89612288	228	13,538	3,65777455	2,36828243
220	17,004	4,44877142	2,29329574	236	20,268	4,38436098	1,89612288	229	13,54	3,65665726	2,36720931
221	17,004	4,44877142	2,29329574	237	20,268	4,38436098	1,89612288	230	13,54	3,65665726	2,36720931
222	17,004	4,44877142	2,29329574	238	20,298	4,39588941	1,89829882	231	13,54	3,65665726	2,36720931
223	17,004	4,44877142	2,29329574	240	20,332	4,38637168	1,8910212	232	13,54	3,65665726	2,36720931
224	17,004	4,44877142	2,29329574	241	20,34	4,39306248	1,89316079	233	13,54	3,65665726	2,36720931
225	17,004	4,44877142	2,29329574	242	20,352	4,39165906	1,8914401	234	13,544	3,65989805	2,36860756
226	17,004	4,44877142	2,29329574	243	20,358	4,39459451	1,89214654	235	13,544	3,65989805	2,36860756
227	17,004	4,44877142	2,29329574	244	20,358	4,39459451	1,89214654	236	13,544	3,65989805	2,36860756
228	17,004	4,44877142	2,29329574	245	20,358	4,39459451	1,89214654	237	13,544	3,65989805	2,36860756
229	17,006	4,44809342	2,29267658	246	20,36	4,39237817	1,89100649	238	13,54	3,65775318	2,36791878
230	17,004	4,44877142	2,29329574	247	20,366	4,39393415	1,89111907	240	13,558	3,6503817	2,36000932
231	17,006	4,44809342	2,29267658	248	20,37	4,39405455	1,89079953	241	13,566	3,64749949	2,35675532
232	17,006	4,44809342	2,29267658	249	20,374	4,39371522	1,89028232	242	13,57	3,64742476	2,35601236
233	17,006	4,44809342	2,29267658	250	20,374	4,39371522	1,89028232	243	13,576	3,64455616	2,35311898
234	17,008	4,44696379	2,2918248	251	20,374	4,39371522	1,89028232	244	13,576	3,64455616	2,35311898
235	17,008	4,44696379	2,2918248	252	20,374	4,39371522	1,89028232	245	13,576	3,64455616	2,35311898
236	17,008	4,44696379	2,2918248	253	20,374	4,39371522	1,89028232	246	13,576	3,64455616	2,35311898
237	17,008	4,44696379	2,2918248	254	20,374	4,39371522	1,89028232	247	13,58	3,64337046	2,35166054
238	17,018	4,44400431	2,28895377	255	20,362	4,39244159	1,89084805	248	13,59	3,64643565	2,35190712
240	17,036	4,45132931	2,29030416	256	20,362	4,39244159	1,89084805	249	13,59	3,64643565	2,35190712
241	17,04	4,45039459	2,28928571	257	20,362	4,39244159	1,89084805	250	13,59	3,64643565	2,35190712
242	17,044	4,45125728	2,28919211	258	20,362	4,39244159	1,89084805	251	13,59	3,64643565	2,35190712
243	17,046	4,45011134	2,28833426	259	20,362	4,39244159	1,89084805	252	13,59	3,64643565	2,35190712
244	17,046	4,45011134	2,28833426	260	20,362	4,39244159	1,89084805	253	13,59	3,6464356	

247	17,052	4,44936959	2,28714779	263	20,362	4,39563411	1,89222236	256	13,576	3,64455616	2,35311898
248	17,056	4,44842004	2,28612341	264	20,362	4,39563411	1,89222236	257	13,578	3,64451382	2,35274504
249	17,058	4,45087143	2,28711503	265	20,368	4,38897507	1,88879923	258	13,578	3,64451382	2,35274504
250	17,06	4,45061974	2,28671759	266	20,372	4,39046334	1,88906872	259	13,576	3,64455616	2,35311898
251	17,062	4,45126764	2,28678239	267	20,374	4,39189041	1,88949724	260	13,578	3,64451382	2,35274504
252	17,062	4,45126764	2,28678239	268	20,374	4,39189041	1,88949724	261	13,578	3,64451382	2,35274504
253	17,06	4,45061974	2,28671759	269	20,378	4,39154726	1,88897875	262	13,57	3,64742476	2,35601236
254	17,06	4,45061974	2,28671759	270	20,378	4,39154726	1,88897875	263	13,574	3,64844437	2,35597649
255	17,05	4,45186908	2,28870105	271	20,378	4,39154726	1,88897875	264	13,576	3,64840317	2,35560281
256	17,05	4,45186908	2,28870105	272	20,378	4,39154726	1,88897875	265	13,578	3,64561339	2,35345488
257	17,052	4,44936959	2,28714779	273	20,38	4,39114613	1,88862085	266	13,59	3,65082965	2,35474119
258	17,052	4,44936959	2,28714779	274	20,382	4,38846137	1,88728093	267	13,59	3,65082965	2,35474119
259	17,052	4,44936959	2,28714779	275	20,378	4,39291605	1,88956752	268	13,59	3,65082965	2,35474119
260	17,052	4,44936959	2,28714779	276	20,378	4,39291605	1,88956752	269	13,59	3,65082965	2,35474119
261	17,052	4,44936959	2,28714779	277	20,38	4,39205878	1,88901338	270	13,59	3,65082965	2,35474119
262	17,044	4,45125728	2,28919211	278	20,38	4,39205878	1,88901338	271	13,59	3,65082965	2,35474119
263	17,044	4,45125728	2,28919211	279	20,38	4,39205878	1,88901338	272	13,59	3,65082965	2,35474119
264	17,046	4,45011134	2,28833426	280	20,38	4,39205878	1,88901338	273	13,592	3,64858333	2,35294607
265	17,052	4,44936959	2,28714779	281	20,42	4,40345101	1,89020323	274	13,592	3,64858333	2,35294607
266	17,054	4,44551563	2,28489871	282	20,42	4,40345101	1,89020323	275	13,592	3,65407177	2,35648552
267	17,056	4,44842004	2,28612341	283	20,44	4,41013589	1,89122043	276	13,592	3,65407177	2,35648552
268	17,058	4,45087143	2,28711503	284	20,502	4,42822927	1,8932368	277	13,592	3,65407177	2,35648552
269	17,058	4,45087143	2,28711503	285	20,536	4,43124993	1,89139161	278	13,592	3,65407177	2,35648552
270	17,058	4,45087143	2,28711503	286	20,536	4,43124993	1,89139161	279	13,592	3,65407177	2,35648552
271	17,06	4,45061974	2,28671759	287	20,538	4,42942384	1,89042808	280	13,594	3,65730992	2,35822678
272	17,062	4,45126764	2,28678239	288	20,546	4,43251377	1,89101023	281	13,64	3,66732854	2,35671202
273	17,062	4,45126764	2,28678239	289	20,55	4,43156604	1,89023791	282	13,64	3,66732854	2,35671202
274	17,062	4,45126764	2,28678239	290	20,552	4,43199517	1,89023698	283	13,654	3,6678591	2,35463619
275	17,062	4,45126764	2,28678239	291	20,552	4,43199517	1,89023698	284	13,698	3,6744795	2,35130916
276	17,062	4,45126764	2,28678239	292	20,552	4,43199517	1,89023698	285	13,71	3,67926269	2,35230922
277	17,062	4,45126764	2,28678239	293	20,552	4,43199517	1,89023698	286	13,71	3,67926269	2,35230922
278	17,062	4,45126764	2,28678239	294	20,55	4,43156604	1,89023791	287	13,71	3,67926269	2,35230922
279	17,062	4,45126764	2,28678239	295	20,55	4,43156604	1,89023791	288	13,714	3,67739725	2,35043081
280	17,062	4,45126764	2,28678239	296	20,55	4,43156604	1,89023791	289	13,714	3,67739725	2,35043081
281	17,102	4,46222129	2,28704795	297	20,552	4,43199517	1,89023698	290	13,714	3,67739725	2,35043081
282	17,102	4,46222129	2,28704795	298	20,552	4,43199517	1,89023698	291	13,714	3,67739725	2,35043081
283	17,12	4,4723152	2,2898114	299	20,554	4,43242335	1,89023566	292	13,714	3,67739725	2,35043081
284	17,15	4,46804508	2,28362344	300	20,584	4,43466758	1,88843642	293	13,714	3,67739725	2,35043081
285	17,172	4,45984264	2,27651085	301	20,584	4,43466758	1,88843642	294	13,714	3,67739725	2,35043081
286	17,172	4,45984264	2,27651085	302	20,586	4,43462917	1,88823659	295	13,714	3,67739725	2,35043081
287	17,174	4,46268474	2,27769631	303	20,59	4,43590515	1,88841297	296	13,714	3,67739725	2,35043081
288	17,174	4,46268474	2,27769631	304	20,608	4,44678353	1,89139054	297	13,714	3,67739725	2,35043081
289	17,176	4,46103415	2,27658875	305	20,612	4,45118885	1,89289688	298	13,714	3,67739725	2,35043081
290	17,176	4,46103415	2,27658875	306	20,612	4,45118885	1,89289688	299	13,716	3,67945931	2,35140587
291	17,176	4,46103415	2,27658875	307	20,612	4,45118885	1,89289688	300	13,75	3,67184762	2,34073916
292	17,176	4,46103415	2,27658875	308	20,612	4,45118885	1,89289688	301	13,75	3,67184762	2,34073916
293	17,176	4,46103415	2,27658875	309	20,614	4,45113797	1,8926916	302	13,752	3,67280206	2,34100709
294	17,174	4,46268474	2,27769631	310	20,62	4,45143016	1,89226507	303	13,752	3,67280206	2,34100709
295	17,174	4,46268474	2,27769631	311	20,622	4,45182586	1,89224974	304	13,772	3,6648162	2,33252471
296	17,176	4,46103415	2,27658875	312	20,622	4,45182586	1,89224974	305	13,776	3,66396962	2,33130878
297	17,176	4,46103415	2,27658875	313	20,624	4,45132031	1,89185138	306	13,776	3,66396962	2,33130878
298	17,176	4,46103415	2,27658875	314	20,624	4,45132031	1,89185138	307	13,778	3,66327109	2,33052598
299	17,176	4,46103415	2,27658875	315	20,626	4,45216437	1,89202663	308	13,778	3,66327109	2,33052598
300	17,184	4,46564979	2,27788328	316	20,626	4,45216437	1,89202663	309	13,778	3,66327109	2,33052598
301	17,184	4,46564979	2,27788328	317	20,626	4,45216437	1,89202663	310	13,778	3,66327109	2,33052598
302	17,186	4,4617506	2,27562949	318	20,626	4,45216437	1,89202663	311	13,78	3,65983453	2,32800175
303	17,186	4,4617506	2,27562949	319	20,636	4,45681842	1,89308664	312	13,78	3,65983453	2,32800175
304	17,198	4,46931152	2,27789526	320	20,646	4,45425243	1,89108031	313	13,78	3,65983453	2,32800175
305	17,198	4,46931152	2,27789526	321	20,67	4,45204913	1,88795023	314	13,78	3,65983453	2,32800175
306	17,198	4,46931152	2,27789526	322	20,67	4,45204913	1,88795023	315	13,782	3,66405877	2,33035054
307	17,2	4,47079142	2,27838457	323	20,672	4,45062154	1,88716224	316	13,782	3,66405877	2,33035054
308	17,202	4,46958055	2,27750267	324	20,676	4,44776227	1,88558499	317	13,782	3,66405877	2,33035054
309	17,202	4,46958055	2,27750267	325	20,676	4,44776227	1,88558499	318	13,782	3,66405877	2,33035054
310	17,206	4,47074256	2,27756517	326	20,702	4,44485201	1,88198462	319	13,782	3,66405877	2,33035054
311	17,206	4,47074256	2,27756517	327	20,702	4,44485201	1,88198462	320	13,784	3,67046163	2,33408406
312	17,206	4,47074256	2,27756517	328	20,702	4,44485201	1,88198462	321	13,794	3,6653012	2,32911277
313	17,206	4,47074256	2,27756517	329	20,706	4,44602049	1,88211571	322	13,794	3,6653012	2,32911277
314	17,206	4,47074256	2,27756517	330	20,714	4,45059767	1,8833257	323	13,794	3,6653012	2,32911277
315	17,206	4,47074256	2,27756517	331	20,72	4,4426427	1,87941507	324	13,8	3,66317317	2,32674845
316	17,206	4,47074256	2,27756517	332	20,726	4,44324305	1,87912489	325	13,802	3,6630085	2,3263067
317	17,208	4,47266649	2,27828047	333	20,732	4,44157982	1,87787785	326	13,826	3,65437175	2,31679305
318	17,208	4,47266649	2,27828047	334	20,732	4,44157982	1,87787785	327	13,83	3,6523663	2,31485192
319	17,21	4,47369287	2,27853846	335	20,734	4,44147469	1,87765227	328	13,832	3,65108708	2,31370657
320	17,212	4,47292635	2,27788334	336	20,734	4,44147469	1,87765227	329	13,832	3,65108708	2,31370657
321	17,216	4,47318262	2,27748457	337	20,734	4,44147469	1,87765227	330	13,84	3,64650435	2,30946676
322	17,216	4,47318262	2,27748457	338	20,734	4,44147469	1,87765227	331	13,84	3,64650435	2,30946676
323	17,216	4,47318262	2,27748457	339	20,736	4,44227099	1,87780778	332	13,846	3,64373952	2,30671566
324	17,218	4,47375737	2,27751262	340	20,736	4,44227099	1,87780778	333	13,86	3,6506238	2,30873943
325	17,218	4,47375737	2,27751262	341	20,736	4,44227099	1,87780778	334	13,86	3,6506238	2,30873943
326	17,23	4,47181106	2,27493629	342	20,736	4,44227099	1,87780778	335	13,86	3,6506238	2,30873943
327	17,23	4,47181106	2,27493629	343	20,736	4,44227099	1,87780778	336	13,86	3,6506238	2,30873943
328	17,23	4,47181106	2,27493629	344	20,74	4,43934856	1,8762105	337	13,86	3,65	

331	17,234	4,46936174	2,27316253	347	20,774	4,43692423	1,87211686	340	13,864	3,65187299	2,30886311
332	17,234	4,46936174	2,27316253	348	20,784	4,43945509	1,87228347	341	13,864	3,65187299	2,30886311
333	17,242	4,47207277	2,27348603	349	20,792	4,44164298	1,87248544	342	13,866	3,65057494	2,30770952
334	17,242	4,47207277	2,27348603	350	20,792	4,44164298	1,87248544	343	13,866	3,65057494	2,30770952
335	17,242	4,47207277	2,27348603	351	20,794	4,44647121	1,87434061	344	13,868	3,65147128	2,30794325
336	17,242	4,47207277	2,27348603	352	20,802	4,44503235	1,87301348	345	13,872	3,65216273	2,30771466
337	17,242	4,47207277	2,27348603	354	20,804	4,44399394	1,8723959	346	13,88	3,65462893	2,307942
338	17,242	4,47207277	2,27348603	355	20,81	4,44583298	1,87263067	347	13,888	3,65597981	2,30746515
339	17,246	4,46871602	2,27125263	357	20,81	4,44583298	1,87263067	348	13,888	3,65597981	2,30746515
340	17,246	4,46871602	2,27125263	358	20,818	4,44887187	1,87319057	349	13,894	3,6564331	2,30675466
341	17,246	4,46871602	2,27125263	359	20,818	4,44887187	1,87319057	350	13,894	3,6564331	2,30675466
342	17,246	4,46871602	2,27125263	360	20,818	4,44887187	1,87319057	351	13,896	3,65950378	2,3083596
343	17,246	4,46871602	2,27125263	361	20,822	4,44903403	1,87289899	352	13,9	3,65961549	2,30776577
344	17,246	4,46871602	2,27125263	362	20,824	4,44888854	1,87265787	354	13,904	3,66355391	2,30958472
345	17,246	4,46871602	2,27125263	363	20,824	4,44888854	1,87265787	355	13,908	3,66355391	2,30898528
346	17,248	4,46927789	2,27127481	364	20,824	4,44888854	1,87265787	357	13,908	3,66355391	2,30898528
347	17,256	4,47196388	2,27158621	365	20,824	4,44888854	1,87265787	358	13,914	3,6624351	2,30772
348	17,264	4,47463392	2,27188923	366	20,824	4,44888854	1,87265787	359	13,914	3,6624351	2,30772
349	17,276	4,47525192	2,27062472	367	20,824	4,44888854	1,87265787	360	13,914	3,6624351	2,30772
350	17,276	4,47525192	2,27062472	368	20,804	4,44399394	1,8723959	361	13,918	3,66307415	2,30695938
351	17,276	4,47525192	2,27062472	369	20,804	4,44399394	1,8723959	362	13,92	3,66284491	2,30648357
352	17,278	4,47445611	2,26995816	370	20,804	4,44399394	1,8723959	363	13,92	3,66284491	2,30648357
354	17,28	4,47545074	2,27019996	371	20,804	4,44399394	1,8723959	364	13,92	3,66284491	2,30648357
355	17,28	4,47545074	2,27019996	372	20,804	4,44399394	1,8723959	365	13,92	3,66284491	2,30648357
357	17,28	4,47545074	2,27019996	373	20,804	4,44399394	1,8723959	366	13,92	3,66284491	2,30648357
358	17,282	4,47510101	2,26975986	374	20,804	4,44399394	1,8723959	367	13,92	3,66284491	2,30648357
359	17,282	4,47510101	2,26975986	375	20,804	4,44399394	1,8723959	368	13,902	3,6593959	2,3072953
360	17,282	4,47510101	2,26975986	376	20,804	4,44399394	1,8723959	369	13,902	3,6593959	2,3072953
361	17,282	4,47510101	2,26975986	377	20,804	4,44399394	1,8723959	370	13,902	3,6593959	2,3072953
362	17,282	4,47510101	2,26975986	378	20,804	4,44399394	1,8723959	371	13,902	3,6593959	2,3072953
363	17,282	4,47510101	2,26975986	379	20,804	4,44399394	1,8723959	372	13,904	3,66355391	2,30958472
364	17,282	4,47510101	2,26975986					373	13,902	3,6593959	2,3072953
365	17,282	4,47510101	2,26975986								
366	17,282	4,47510101	2,26975986								
367	17,282	4,47510101	2,26975986								
368	17,278	4,47445611	2,26995816								
369	17,278	4,47445611	2,26995816								
370	17,278	4,47445611	2,26995816								
371	17,278	4,47445611	2,26995816								
372	17,278	4,47445611	2,26995816								
373	17,278	4,47445611	2,26995816								
374	17,278	4,47445611	2,26995816								
375	17,278	4,47445611	2,26995816								
376	17,278	4,47445611	2,26995816								
377	17,278	4,47445611	2,26995816								
378	17,278	4,47445611	2,26995816								
379	17,278	4,47445611	2,26995816								