

**METODOLOGÍA PARA LA LOCALIZACIÓN DE SECCIONALIZADORES EN
SISTEMAS URBANOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, MEDIANTE EL
ANÁLISIS DE TRAMOS INTRANSFERIBLES, PARA LA VIABILIDAD DE NUEVAS
SUPLENCIAS EN LA RED**

ING. JONATHAN SMIT PERILLA LEÓN



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2018**

**METODOLOGÍA PARA LA LOCALIZACIÓN DE SECCIONALIZADORES EN
SISTEMAS URBANOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, MEDIANTE EL
ANÁLISIS DE TRAMOS INTRANSFERIBLES, PARA LA VIABILIDAD DE NUEVAS
SUPLENCIAS EN LA RED**

ING. JONATHAN SMIT PERILLA LEÓN

Monografía presentada como requisito para optar al título de:
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:
César Antonio Duarte Gualdrón
PhD en Ingeniería Eléctrica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2018

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por cuidar de mí y guiarme cada día.

En especial, a mis Padres Jorge y Hericinda por brindarme su apoyo y cariño, a mis hermanos. A Johana por su comprensión y amor incondicional, y a todos los demás que me apoyaron.

También estoy agradecido con todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron para poder realizar mi Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, compañeros de clase, profesores y demás.

A todos, ¡Muchas Gracias!

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	8
1. CONCEPTOS Y GENERALIDADES	15
1.1. CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	15
1.1.1 Calidad de Potencia	16
1.1.2 Seguridad	16
1.1.3 Confiabilidad.....	16
1.1.4 Índices de Calidad	17
1.2. CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES	21
1.3. ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	22
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	24
2.1. COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	25
2.2. CIRCUITOS PRIMARIOS.....	25
2.3. CIRCUITOS SECUNDARIOS	26
2.4. SECCIONALIZADOR	27
3. METODOLOGÍA PARA LA LOCALIZACIÓN DE SECCIONALIZADORES.....	30
3.1. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD	31
3.2. MODELO DEL SISTEMA	32
3.2.1 Caracterización de los Tramos.....	32
3.2.2 Clasificación de los Tramos.....	33
3.3. DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO Y MATRIZ DE ESTADOS	35
3.3.1 Análisis de Tramos en Falla	37
3.3.2 Evaluación de Energía No Suministrada.....	44
4. PRESUPUESTO	51
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	53
CITAS BIBLIOGRAFICAS	55

BIBLIOGRAFÍA.....57

INTRODUCCIÓN

La continuidad del servicio de energía eléctrica se ha convertido hoy en día en un objetivo fundamental para cualquier operador de red. Una respuesta rápida y efectiva ante las fallas que se pueden presentar en un sistema de distribución, permite incrementar los niveles de confiabilidad de la red, mejorando los perfiles de calidad del servicio del sistema. Este mejoramiento en la calidad del servicio, de acuerdo a la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), se ve reflejado como una remuneración en la actividad de distribución que el Operador de Red o las electrificadoras reciben por las inversiones en tecnología que realicen en su sistema. Esta calidad se mide en términos de la duración en horas y la cantidad de interrupciones del servicio (System Average Interruption Duration Index–SAIDI y System Average Interruption Frequency Index–SAIFI). Bajo las condiciones de este esquema, es evidente que se requieren de inversiones en activos importantes para la expansión del sistema, que permitan monitorear, proteger y supervisar el estado del sistema de distribución.

Actualmente la utilización de equipos telecontrolados como seccionadores en una red de distribución, permite una reconfiguración de la red, mitigando la cantidad de usuarios afectados por fallas, disminuyendo la duración de los cortes de energía y por consiguiente la reducción de los costos generados por la no calidad del servicio de la red. De esta manera, surge la necesidad de implementar metodologías y estrategias para la localización de estos equipos dentro del sistema de distribución, con la finalidad de que se garantice su operación y máximo beneficio, fortaleciendo la red, generando valor agregado y minimizando los efectos producidos por fallas.

La presente monografía trata de explicar una metodología para evaluar los índices de confiabilidad de un sistema de distribución a través de la implementación de un ejemplo de un sistema de distribución, sintetizando y realizando un estudio de los criterios necesarios para la localización de seccionadores en una red urbana de distribución de energía eléctrica, considerando la definición de los tramos transferibles, intransferibles, en falla, normales y restablecibles de un circuito para la instalación de suplencias en la red. De igual

forma, se describen las técnicas para identificar y definir los tramos de un circuito ante una posible contingencia, mediante la generación de una matriz de estados del circuito. Se analiza el funcionamiento de la entrada en operación de una suplencia a través de un ejemplo de estudio de caso, generando un análisis de resultados y un presupuesto para la localización del equipo seccionalizador.

La organización de este documento es como sigue. En la sección 1 se presentan los conceptos y generalidades asociados a la calidad del servicio de energía eléctrica. En la sección 2 se hace una descripción general de los componentes del sistema de distribución. En la sección 3 se presenta la aplicación de la metodología y los resultados obtenidos a través de un ejemplo de un sistema de distribución. En la sección 4 se hace un presupuesto asociado al costo de implementación del equipo de telecontrol. Finalmente se presentan las conclusiones derivadas de esta monografía.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Circuito Primario Red de Distribución 34.5 kV y 13.2 kV. Fuente: Autor	25
Figura 2. Transformador de Distribución. Fuente: Autor	26
Figura 3. Circuito Secundario. Fuente: Autor	26
Figura 4. Seccionalizador en Poste. Fuente: Autor	28
Figura 5. Diagrama Unifilar de un Sistema de Distribución Radial	32
Figura 6. Topografía de la Red de Distribución del Circuito Carrera 33	35
Figura 7. Diagrama de Control Circuito Carrera 33	36
Figura 8. Red de Distribución Circuito Carrera 33	37
Figura 9. Gráfico de Barras SAIFI del Sistema	46
Figura 10. Gráfico de Barras SAIDI del Sistema con Suplencia	50

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de Salidas Planeadas y No Planeadas en un SD	17
Tabla 2. Tiempos de Interrupción por estado	34
Tabla 3. Datos del Circuito Carrera 33	35
Tabla 4. Matriz de Estados del Circuito Carrera 33	37
Tabla 5. Número de Fallas Ocurridas Circuito Carrera 33.....	38
Tabla 6. Tiempo Promedio de Reparación de acuerdo a falla ocurrida.....	39
Tabla 7. Tiempos Medios de Reparación	40
Tabla 8. Tasa de Fallas Anual	41
Tabla 9. SAIFI de los tramos del sistema	42
Tabla 10. Indisponibilidad de los tramos del Sistema.....	43
Tabla 11. SAIDI de los tramos del sistema.....	43
Tabla 12. ENS de los tramos del sistema.....	45
Tabla 13. Indicadores de Calidad del Circuito	45
Tabla 14. Tramos de mayor impacto en la calidad	47
Tabla 15. Matriz de Estados del Circuito Carrera 33 con Suplencia.....	47
Tabla 16. Tiempos Medios de Reparación con Suplencia.....	48
Tabla 17. Indisponibilidad de los tramos del Sistema con Suplencia.....	48
Tabla 18. SAIDI de los tramos del sistema con suplencia	49
Tabla 19. ENS de los tramos del sistema con suplencia	49
Tabla 20. Indicadores de Calidad del Circuito con Suplencia.....	49
Tabla 21. Listado de Materiales.....	51
Tabla 22. Listado de Mano de Obra	52

LISTA DE ABREVIATURAS

SAIFI	<i>Frecuencia Media de Interrupción del Sistema</i>
SAIDI	<i>Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema</i>
OR	<i>Operador de Red del Sistema</i>
ENS	<i>Energía No Suministrada</i>
SD	<i>Sistema de Distribución</i>
CREG	<i>Comisión de regulación de energía y gas</i>
S/E	<i>Subestación</i>

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA LOCALIZACIÓN DE SECCIONALIZADORES EN SISTEMAS URBANOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE TRAMOS INTRANSFERIBLES, PARA LA VIABILIDAD DE NUEVAS SUPLENCIAS EN LA RED

AUTOR: ING. JONATHAN SMIT PERILLA LEÓN

PALABRAS CLAVE: SAIFI, SAIDI, Ubicación Óptima, Seccionalizador, Tramos

DESCRIPCIÓN:

En Colombia y el mundo, la calidad del servicio cobra cada vez mayor importancia. El creciente consumo de energía eléctrica, debido al progresivo crecimiento de la carga en todas las zonas de la Ciudad y el aumento constante de su población, han llevado a la necesidad de planificar, proyectar y extender la energía eléctrica a través de la construcción de proyectos que permitan mantener la continuidad en el suministro de electricidad. Esto ha generado que en la actualidad, los usuarios sean cada vez más exigentes respecto a la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, tanto que, los entes reguladores del sector eléctrico, son cada vez más rigurosos y estrictos, a tal punto que los operadores de red son penalizados por las interrupciones del servicio.

Esta monografía está orientada a una metodología para la localización de seccionalizadores en la red de distribución, lo cual forma parte del concepto de confiabilidad del servicio, el cual es medido en su desempeño, a través de indicadores de interrupción y duración del servicio. Se presenta en este trabajo, una metodología de estudio y evaluación de los índices de confiabilidad para redes eléctricas de distribución. Esta evaluación se realiza teniendo en cuenta la frecuencia y duración de fallas en el sistema, así como su modelo de red. Se desarrolla una serie de conceptos generales, con el fin de entregarle al lector una herramienta de evaluación de confiabilidad, respaldado en unos criterios normativos y regulatorios, así como una descripción general de los componentes de un sistema de distribución. Se desarrolla un procedimiento para localizar en una matriz, los tramos que fallan en el sistema y verificar en un punto del circuito el desempeño en sus índices de calidad, lo cual permite tomar decisiones, pues se logran identificar zonas donde es viable dar suplencia a tramos del circuito que generan gran afectación en el sistema. Se obtienen resultados que muestran los tramos que afectan de manera importante la calidad del servicio, lo que asegura que la intervención de ellos traerá beneficios a la red. Una localización adecuada de estos equipos, proporciona alternativas para modificaciones en la topología de la red, ya que es posible identificar tramos de la red en estado transferible, intransferible, en falla, normales o restablecibles, y con base a estas condiciones, es posible planificar operaciones de expansión de la red, mediante la construcción de anillos y suplencias y conexión con otros circuitos del sistema.

* Trabajo de Monografía.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: PhD Ing. César Antonio Duarte Gualdron

SUMMARY

TITLE: SECTIONALIZER LOCATION METHODOLOGY FOR URBAN POWER DISTRIBUTION SYSTEMS BASED ON INTRANSFERABLE SECTION ANALYSIS IN ORDER TO DETERMINE THE FEASIBILITY OF NEW TIE-LINES

AUTHOR: ENG. JONATHAN SMIT PERILLA LEÓN

KEYWORDS: SAIFI, SAIDI, Optimal Location, Sectionalizer, Sections

DESCRIPTION:

In Colombia and the world, the quality of service is increasing, the growth of electricity consumption. The progressive growth of cargo in all areas of the city and the constant increase in its population, have led to the need for plan, project and extend the electric power through the construction of projects that allow to maintain continuity in the supply of electricity. This has been generated nowadays, users are increasingly demanding regarding the reliability in the supply of electric power, so much so that, the regulating entities of the electric sector, are becoming more rigorous and strict, as do the operators of electricity. Red son penalized for service interruptions.

This monograph is oriented to a methodology for locating sectionalizers in the distribution network, which is part of the concept of reliability of the service, whose performance is assessed through indicators of interruption and duration of service. This paper presents a methodology for the study and evaluation of reliability indices for electricity distribution networks. This evaluation is made taking into account the frequency and duration of failures in the system, as well as its network model. A series of general concepts is developed, in order to provide the reader with a reliability assessment tool, backed by regulatory and regulatory criteria, as well as a general description of the components of a distribution system. A procedure is developed to locate in a matrix, the sections that fail in the system and verify in a point of the circuit the performance in their quality indexes, which allows to make decisions, because they are able to identify areas where it is viable to substitute stretches of the circuit that generate great affectation in the system. Results are obtained that show the sections that significantly affect the quality of the service, which ensures that their intervention will bring benefits to the network. An adequate location of these equipments provides alternatives for modifications in the topology of the network, since it is possible to identify stretches of the network in a transferable, non-transferable, faulty, normal or resettable state, and based on these conditions, it is possible to plan network expansion operations, through the construction of rings, tie lines, and connection with other circuits of the system.

* Trabajo de Monografía.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: PhD Ing. César Antonio Duarte Gualdrón

1. CONCEPTOS Y GENERALIDADES

Este capítulo contiene los fundamentos teóricos y generalidades asociados a la calidad del servicio de energía eléctrica.

1.1. CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En Colombia y el mundo, la calidad del servicio cobra cada vez mayor importancia. El creciente consumo de energía eléctrica, debido al progresivo crecimiento de la carga en todas las zonas de la ciudad y el aumento constante de su población, han llevado a la necesidad de planificar, proyectar y extender la energía eléctrica a través de la construcción de proyectos que permitan mantener la continuidad en el suministro de electricidad.

Esto ha generado que en la actualidad, los usuarios sean cada vez más exigentes respecto a la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, tanto que, los entes reguladores del sector eléctrico, son cada vez más rigurosos y estrictos, a tal punto que los operadores de red son penalizados por las interrupciones del servicio.

Los entes reguladores con el fin de garantizar a los usuarios un servicio de energía eléctrica seguro y confiable, fijan políticas de calidad y confiabilidad que son de obligatorio cumplimiento para los operadores de red [11]. Esto implica un gran reto, ya que la regulación premia la buena calidad del servicio, pero castiga con sanciones económicas a quienes están fuera de sus lineamientos o límites normalizados.

La calidad del servicio en Colombia es un concepto introducido en el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resolución CREG 070 de 1998), el cual contempla aspectos generales de normas técnicas asociados a los parámetros que se deben tener en cuenta para mantener una continuidad en el servicio. Cuando se habla de calidad del servicio, se involucran tres ámbitos importantes: Calidad de Potencia, Seguridad y Confiabilidad.

1.1.1 Calidad de Potencia La calidad de potencia entregada por un OR, se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente [1]. Lo cual se refiere a la magnitud y forma de la onda que el operador de red suministra a los usuarios, para ello, se establecen normas técnicas que fijan los límites para:

- Frecuencia y Tensión
- Contenido de Armónicos
- Flicker
- Factor de Potencia
- Transitorios Electromagnéticos

1.1.2 Seguridad Se debe garantizar la seguridad utilizando sistemas y equipos adecuados de protección y control. En este sentido, la seguridad es vista de 2 formas que comprende: La seguridad inherente y la seguridad operativa. La seguridad inherente (Safety), consiste en minimizar las situaciones originadas en el sistema de potencia que impliquen riesgos para las personas, el medio ambiente, el sistema mismo o los equipos del usuario [4]. Mientras que la seguridad operativa (Security), es la habilidad del sistema para responder apropiadamente a los disturbios; está directamente relacionada con la estabilidad electromecánica del sistema [4].

1.1.3 Confiabilidad La confiabilidad (Reliability) o fiabilidad, se define como la habilidad del sistema para cumplir su misión y se relaciona generalmente con el aspecto de continuidad en el servicio cumpliendo los requerimientos de calidad de la potencia y seguridad [4].

Debido a las diversas condiciones de operación tanto externas como internas a la que está sometida la red de distribución, no es posible ofrecer una continuidad del servicio del 100%, ya que la red siempre va a estar sometida y expuesta a salidas planeadas o no planeadas (Propias o Externas). La tabla 1, muestra los tipos de salidas o fallas comunes.

Tabla 1. Tipos de Salidas Planeadas y No Planeadas en un SD

TIPOS DE SALIDA	
1. SALIDAS NO PLANEADAS	
1.1 PROPIAS	
Bujes Flameados	
Fallas en los componentes del sistema	
Falsas aperturas de los equipos de protección	
Fallas en los aislamientos de los equipos	
Falla en los mecanismos de cierre	
Aperturas sin causas conocidas	
1.2 EXTERNAS	
Cortocircuitos debido a caída de arboles	
Cortocircuitos debido a presencia de animales	
Fenómenos Naturales-Descargas Atmosféricas	
2. SALIDAS PLANEADAS	
2.1 PROPIAS	
Limpieza y Podas por Vegetación Abundante	
Mantenimientos Preventivos	
Modernización y Normalización de la Red	
Reconfiguraciones del Sistema	

Estas fallas a las cuales se encuentra expuesto cualquier sistema de distribución, generan un nivel de incertidumbre sobre la disponibilidad de los componentes del sistema, por lo que se deben tolerar las fallas siempre y cuando no sean muy frecuentes ni muy prolongadas. Es evidente que mientras unas son causadas por un evento programado, las otras son causadas por eventos aleatorios.

1.1.4 Índices de Calidad Existen muchos índices para valorar la calidad o la confiabilidad de los sistemas de distribución. En Colombia, la comisión de regulación de energía y gas (CREG), establece los valores de referencia para un nivel aceptable de confiabilidad, así como un esquema de penalización o incentivos por la prestación de un buen servicio.

En Colombia, los índices de calidad están basados en los utilizados en los Estados Unidos, los cuales los establece la norma IEEE 1366 “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”. A continuación se muestra la definición de algunos índices de confiabilidad o de calidad:

SAIDI: Indicador de calidad que representa la duración promedio de las interrupciones de un sistema de distribución en un periodo de tiempo establecido, por sus siglas en inglés System Average Interruption Duration Index [2].

SAIFI: Indicador de calidad que representa la cantidad promedio de interrupciones de un sistema de distribución en un periodo de tiempo establecido, por sus siglas en inglés System Average Interruption Frequency Index [2].

CAIDI: Indicador de calidad que representa la duración media de las interrupciones sufridas por los clientes.

Energía no suministrada (ENS): Estimación de la cantidad de energía que no pudo ser entregada cuando se presentan eventos en el sistema [2].

Indisponibilidad: Se define como el tiempo durante el cual un activo de uso no estuvo en servicio total o parcialmente [2].

Disponibilidad: Se define como el tiempo total sobre un periodo dado, durante el cual un activo de uso estuvo en servicio [2].

FIU: Indicador de calidad que representa la cantidad o la frecuencia de interrupciones del servicio que recibe un usuario del sistema de distribución en un periodo establecido [3].

DIU: Indicador de calidad que representa la duración de las interrupciones del

servicio de un usuario del sistema de distribución en un periodo establecido [3].

Los índices incluyen las interrupciones planeadas y no planeadas. La resolución CREG 015 de 2018 establece estos eventos de la siguiente forma:

No Programados: Son aquellos eventos en los elementos que compone un sistema de distribución que no fueron programados por el OR y que suceden por situaciones externas a él. [3]

Programados: Son aquellos eventos programados por el OR a efectos de realizar expansiones, modificaciones, reposiciones, mantenimientos preventivos y/o correctivos en sus redes, instalaciones o equipos. [3]

La calidad del servicio brindada por un OR será medida en términos de la duración y la frecuencia de los eventos que perciban los usuarios conectados a sus redes. Para ello se adoptan indicadores para establecer la calidad media del SD del OR, así como para establecer la calidad individual que perciba cada uno de sus usuarios, tal como lo establece la CREG 015 de 2018. A continuación se muestra un resumen de los indicadores de calidad media y de calidad individual.

Calidad media del sistema: La calidad media del sistema se refiere a la cantidad y duración de los eventos que en promedio afectan a todos los usuarios conectados a las redes de un OR [3], la cual es medida a través de los indicadores de calidad media.

Indicadores de calidad media: La calidad media anual del OR se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos sucedidos en los SDL, que se establecen como se describe a continuación. El indicador SAIDI representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIDI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n (D_{i,u,m} * NU_{i,u,m})}{UT_{j,m}} / 60$$

Donde:

- $SAIDI_{j,t}$: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR j , durante el año t , medido en horas al año.
- $D_{i,u,m}$: Duración en minutos del evento i , sucedido durante el mes m , que afectó al activo u perteneciente al SDL del OR j .
- $NU_{i,u,m}$: Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m , conectados al activo u .
- $UT_{j,m}$: Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el mes m .
- m : Mes del año t , con enero = 1, ..., diciembre =12.

El indicador SAIFI representa la cantidad total de los eventos que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}}$$

Donde:

- $SAIFI_{j,t}$: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR j , durante el año t , medido en cantidad al año.
- $NU_{i,u,m}$: Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m , por encontrarse conectados al activo u .
- $UT_{j,t}$: Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el mes m .
- m : Mes del año t , con enero = 1, ..., diciembre =12.

Indicadores de calidad individual: Los indicadores de calidad individual se establecerán a nivel de usuario. El indicador DIU representa la duración total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un período anual [3]. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$DIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m DIUM_{u,n,q,ma}$$

$$DIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} D_{i,u,n,q,m}$$

Donde:

$DIU_{u,n,q,m}$:	Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por el usuario u , conectado al nivel de tensión n y que pertenece al grupo de calidad q , en un periodo de doce meses que termina en el mes m de evaluación.
$FIUM_{u,n,q,m}$:	Duración en horas de todos los eventos percibidos por el usuario u , conectado al nivel de tensión n y que pertenece al grupo de calidad q , durante el mes m de evaluación.
$D_{i,u,n,q,m}$:	Duración en horas del evento i que afectó al usuario u conectado al nivel de tensión n que pertenece al grupo de calidad q durante el mes m .
IT :	Número total de eventos sucedidos en el mes m .

El indicador FIU representa la cantidad total de eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$FIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-\frac{11}{IT}}^m FIUM_{u,n,q,ma}$$

$$FIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} F_{i,u,n,q,m}$$

Donde:

$FIU_{u,n,q,m}$:	Número total acumulado de eventos percibidos por el usuario u conectado al nivel de tensión n y que pertenece al grupo de calidad q , en un periodo de doce meses que termina en el mes m de evaluación.
$FIUM_{u,n,q,m}$:	Número total de eventos percibidos por el usuario u , conectado al nivel de tensión n y que pertenece al grupo de calidad q , durante el mes m de evaluación.
$F_{i,u,n,q,m}$:	Evento i que afectó al usuario u conectado al nivel de tensión n , que pertenece al grupo de calidad q , durante el mes m .

La norma establece una serie de esquemas para la remuneración de la actividad de distribución y una aplicación de compensaciones para unos indicadores de calidad mínima garantizada.

1.2. CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

Teniendo en cuenta la duración de las interrupciones, éstas se clasifican así:

Instantáneas: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es inferior o igual a un (1) minuto [1].

Transitorias: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es superior a

un (1) minuto y menor o igual a cinco (5) minutos [1].

Temporales: Son aquellas suspensiones del servicio de energía cuya duración es mayor a cinco (5) minutos [1].

Es necesario tener en cuenta que la resolución CREG 015 de 2018 establece que para el cálculo de los indicadores de calidad media e individual, no se tendrán en cuenta las interrupciones menores o iguales a 3 minutos.

1.3. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La energía no suministrada es la cantidad de energía que se deja de entregar a los usuarios por causa de un evento que ocasiona indisponibilidad en el sistema [2]. Esto es en sí, una reducción en la calidad del servicio por causa de una falla en la continuidad del suministro de energía. Esta energía que deja de ser suministrada a los usuarios de la red de distribución, implica una serie de costos que impactan a los operadores de red. Es por ello que la CREG, establece unos lineamientos, incentivos y compensaciones, con la finalidad de que se realicen proyectos que impacten de manera positiva los índices de calidad y se minimice la cantidad de ENS.

Una de las técnicas más utilizadas para realizar planeamientos en sistemas de distribución y sistemas eléctricos en general, que a su vez permite estimar la cantidad de energía no suministrada a la red (ENS), es el criterio (N-1). El sistema siempre va a estar expuesto a enfrentar fallas en alguno de sus componentes, y éste tendrá que enfrentarla sin que se genere una caída general del sistema o provoque condiciones anormales en la operación. Dado que las fallas afectan principalmente la calidad del servicio, esta puede ser cuantificada calculando la ENS promedio resultante de un análisis de contingencias n-1 [10].

En [12] se propone la localización óptima de reconectores y seccionadores minimizando el costo total de inversión y el costo asociado a la ENS, el cual se

calcula dependiendo del tipo de usuario; adicionalmente presentan una zonificación de los circuitos en función de los dispositivos de protección que tiene instalada la red de distribución. Usan como técnica de solución un algoritmo y validan la propuesta en un sistema de distribución real.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Antiguamente los métodos para la localización de fallas en los sistemas de distribución eran muy rudimentarios y consistían en la inspección visual del seccionamiento, su reparación y posterior energización del circuito. Esta metodología evidentemente consumía mucho tiempo debido a la complejidad del sistema y a la topología ramificada de la red.

Las consideraciones actuales de diseño de sistemas de distribución, requieren que todo circuito a intervenir cumpla con los criterios de normalización de redes y normas de construcción de cada operador de red. La resolución CREG 097 de 2008 define los niveles de tensión para los sistemas de transmisión y distribución en Colombia [1]:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

La red principal o red troncal del sistema de distribución, debe disponer de suplencias con otros circuitos, preferiblemente de una subestación diferente, las cuales deben estar localizadas en sitios de fácil acceso y operación. La apertura o cierre de estas suplencias principales se realizan a través de equipos telecontrolados como seccionalizadores. Dentro de estas características generales de la red, el número de suplencias está determinado por la topología del circuito, por la regulación de tensión y la cargabilidad del circuito.

El principio de operación ante una contingencia y/o mantenimiento de una red de distribución, consiste en aislar la zona de falla o la zona que se va a intervenir, mediante la operación automática de los equipos de maniobra (interruptores, reconectadores y/o seccionalizador).

2.1. COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de distribución, se caracterizan por estar conformados por subestaciones de distribución, las cuales son alimentadas por el sistema de transmisión, desde las cuales se derivan los circuitos primarios y secundarios de distribución.

2.2. CIRCUITOS PRIMARIOS

Es el conjunto de elementos conformado por líneas, postes, fusibles, reconectadores, seccionalizadores, encargado de transportar la energía desde las subestaciones de distribución, hasta los transformadores de distribución. Estos circuitos primarios operan a tensiones nominales de 34.5 kV, 13.2 kV y 11.4 kV.

Figura 1. Circuito Primario Red de Distribución 34.5 kV y 13.2 kV



Fuente: Autor

Los transformadores de distribución, reciben la energía de los circuitos primarios, transformando su nivel de tensión para su consumo. Su alimentación se hace mediante red aérea o subterránea.

Figura 2. Transformador de Distribución



Fuente: Autor

2.3. CIRCUITOS SECUNDARIOS

Es el conjunto de elementos encargado de distribuir la energía a los usuarios con niveles de tensión 120/208-120/240 V.

Figura 3. Circuito Secundario



Fuente: Autor

2.4. SECCIONALIZADOR

Un Seccionalizador es un dispositivo que automáticamente aísla secciones en falla de un sistema de distribución eléctrico; normalmente son empleados en sitios aguas-abajo de un reconectador. Los seccionalizadores no poseen capacidad para interrumpir corrientes de falla pero si son capaces de cerrar bajo falla. El seccionalizador tiene la posibilidad de ser operado en forma manual o motorizada haciendo las veces de seccionador de operador bajo carga cuando sea necesario [4].

En la figura 4, se muestra un circuito principal en configuración en triángulo con su suplencia a través de un seccionalizador. La finalidad es generar una mayor confiabilidad, calidad y continuidad en el servicio para suplencia a los ramales del circuito, y minimizar la afectación de fallas a los clientes.

Figura 4. Seccionalizador en Poste



Fuente: Autor

El seccionalizador detecta la corriente que fluye en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Esto lo hace en dos pasos: primero, cuando detecta una corriente mayor que un valor previamente fijado se prepara para contar el número de operaciones del dispositivo de interrupción, y posteriormente, cuando se interrumpe la corriente que circula por él o ésta disminuye por debajo de cierto valor, empieza el conteo [7]. Es decir, si el equipo registra un número de interrupciones ya predeterminado, el seccionalizador abrirá después que ha operado el equipo de interrupción bajo falla, en general en los sistemas de distribución, el interruptor o el reconectador.

A continuación se muestra un listado de las ventajas que ofrece la instalación de equipos telecontrolados en el sistema de distribución:

- Rápida identificación de fallas (De horas a unos pocos minutos)

- Control completo del Seccionalizador para reponer el servicio en menor tiempo
- Realizar seguimiento y prestar asistencia remota a las maniobras de mantenimiento en campo
- Disminución de penalizaciones regulatorias.
- Reducción de costos de operación (personal y equipo) y destinación de los recursos a otras tareas.
- Optimización de la red. Se consigue una utilización más ágil y versátil, con la consiguiente reducción de pérdidas y aumento de vida útil de los equipos y por ende disminución de inversiones.

3. METODOLOGÍA PARA LA LOCALIZACIÓN DE SECCIONALIZADORES

El suministro de energía a cargas importantes del sistema como lo son las subestaciones de media tensión MT/MT y que están conectadas a través de alimentadores con grandes longitudes, hacen difícil la identificación de fallas y por consiguiente el restablecimiento del servicio de estos circuitos. Se pretende identificar los puntos a telecontrolar para mejorar la operación y confiabilidad del circuito, de modo que pueda recuperar el servicio desde una red alternativa en caso de una falla en la red principal [7].

La metodología considera en forma simultánea, analizar la viabilidad en la instalación de seccionalizadores en la red de distribución, destinados al aislamiento de fallas y a interconectar con otros circuitos, para incrementar los niveles de confiabilidad de la red, ante fallas en el sistema, afectando a menos clientes. La metodología es descrita mediante el análisis de los tramos del circuito que quedan afectados ante una falla o que podrían quedar operativos a través de una suplencia. Se emplea un conjunto de criterios operativos de la red en los tramos del circuito como estrategia de solución para la localización del seccionalizador. Los resultados obtenidos son indicados en una matriz, llamada matriz de estados del circuito, luego de evaluar cada uno de los tramos de la red. Dentro de este contexto, la metodología se presenta como una alternativa tras la necesidad de buscar estrategias que permitan interconectar nuevos circuitos, garantizando un beneficio en la operación de la red y en los tiempos de restablecimiento del servicio. La transferencia de carga a través de circuitos vecinos, es uno de las metas principales en la ubicación del seccionalizador, pues esto garantiza un mayor grado de confiabilidad en la red, así como en las operaciones de planeamiento del sistema.

Una de las ventajas que se ofrece al utilizar seccionalizadores telecontrolados, es que se reduce significativamente los tiempos en la identificación de fallas. Esto hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, confinando la falla a una mínima parte del circuito y por lo tanto solo afecta a los usuarios conectados a esa derivación.

3.1. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD

Los criterios de confiabilidad en un sistema de distribución, permiten evaluar o valorar el impacto de las fallas del sistema, con el fin de formular a futuro una predicción de la calidad [8].

Para determinar los parámetros básicos en la evaluación de la confiabilidad, para cada tramo o punto de carga se emplean las ecuaciones, según [6,9]:

$$U_i = \lambda_i * r_i \quad (1)$$

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} \quad (2)$$

Dónde:

λ_i : Es la tasa de fallas del tramo (i).

U_i : Es el tiempo de indisponibilidad del tramo (i).

r_i : Es el tiempo medio de reparación del tramo (i).

Una vez determinados los parámetros básicos, se calculan los indicadores de confiabilidad de acuerdo la norma IEEE 1366 y la referencia [4] y [13], los cuales se obtienen mediante las ecuaciones (3), (4), (5), (6) y (7).

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N} \quad (3)$$

$$SAIFI = \frac{\lambda_i * C_i}{N} \quad (4)$$

$$SAIDI = \frac{U_i * C_i}{N} \quad (5)$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (6)$$

$$ENS = D_i U_i \quad (7)$$

Dónde:

N : Es el número total de clientes

N_i : Es el número de usuarios afectados por la interrupción

C_i : Es el número de usuarios conectados al tramo (i)

λ_i : Es la tasa de fallas del tramo (i)

r_i : Es el tiempo medio de reparación del tramo (i).

- a) Tasa de Falla (λ): Representa la cantidad de veces en que se interrumpe el suministro de energía eléctrica en una unidad de tiempo, generalmente en un periodo de un año.

La tasa de fallas λ , es expresada en [fallas/año], interpretada como la frecuencia de fallas.

- b) Tiempo Medio de Reparación (r): Representa el tiempo promedio de duración de una falla.

El tiempo de reparación (r), es expresado en [Horas], representa la duración de las fallas. Este tiempo de reparación está supeditado a los tiempos de conocimiento de la falla, de su localización, así como de los tiempos de reparación y de normalización de los tramos afectados.

3.2.2 Clasificación de los Tramos Un tramo de red en un sistema de distribución, puede presentar cinco posibles estados operativos, los cuales pueden definirse de la siguiente manera ante una falla en otro tramo del circuito:

Normal [N]: El tramo de red se considera normal, cuando su operación no se ve afectada por la falla ocurrida en otro elemento del sistema.

Restablecible [R]: El tramo de red del circuito, se considera restablecible, cuando regresa a operación normal alimentado por la subestación o alimentador principal.

Transferible [T]: El tramo de red se considera transferible, cuando una maniobra permita su re-energización desde otra fuente de alimentación, como por ejemplo, una suplencia.

Irrestablecible [I]: Se considera tramo de red irrestablecible, al tramo bajo falla.

Intransferible [J]: El tramo de red se considera intransferible, cuando no se puede

alimentar después de una falla

Los estados operativos de los tramos del circuito se encuentran ligados a los tiempos de interrupción del sistema, los cuales a su vez dependen de las características propias del sistema. En la tabla 2 se relacionan los tiempos típicos de interrupción por estado [6].

Tabla 2. *Tiempos de Interrupción por estado*

Estado	Tiempos de Interrupción / Reparación	
	Manual	Automático
N	0	0
R	$T_c + T_l + T_m$	T_a
T	$T_c + T_l + T_m + T_n$	T_a
I	$T_c + T_l + T_r$	$T_c + T_l + T_r$
J	$T_c + T_l + T_r$	$T_c + T_l + T_r$

Dónde:

T_c: Es el tiempo de conocimiento de una falla.

T_l: Es el tiempo de localización de la falla.

T_m: Es el tiempo utilizado de maniobra.

T_r: Es el tiempo de reparación.

T_n: Es el tiempo de restablecimiento de la configuración original del circuito.

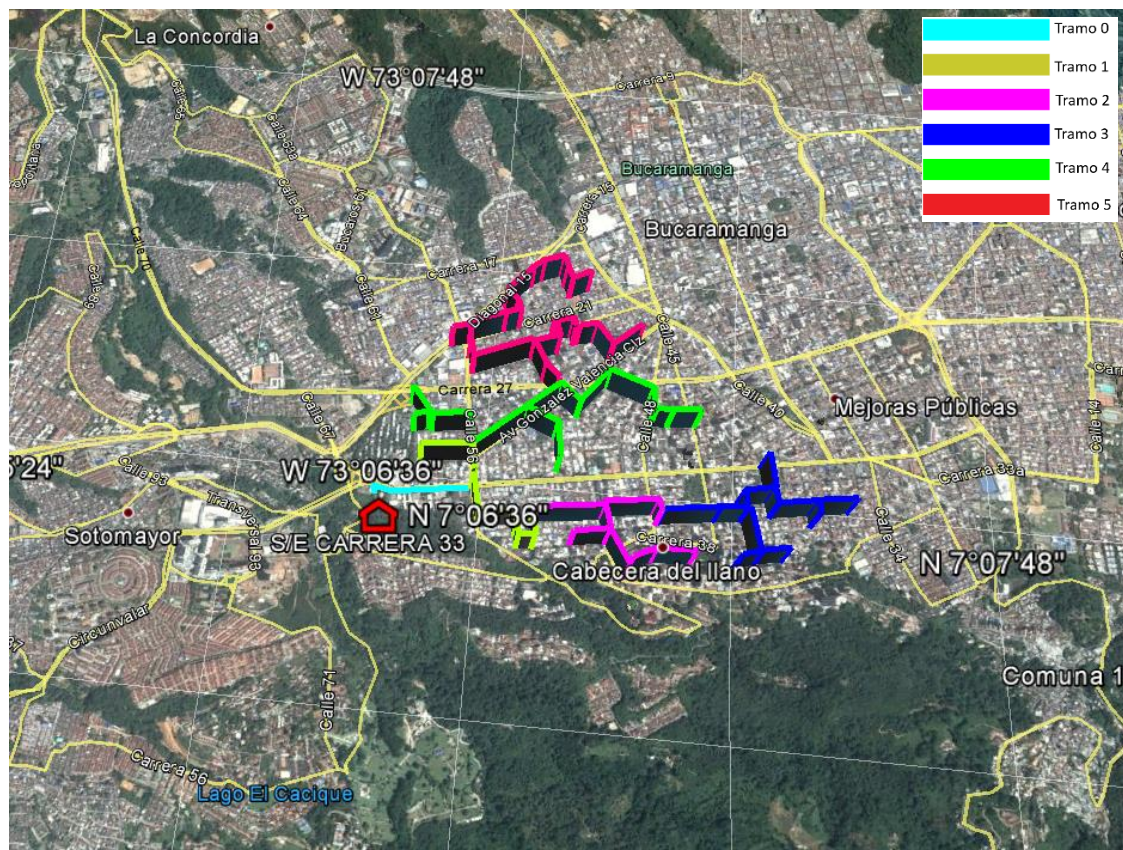
T_a: Es el tiempo de automatización de los equipos programados.

Los equipos de telecontrol permiten optimizar los tiempos de localización de fallas, ya que identifican el momento en el que se presenta la falla, y reducen los tiempos de conocimiento y de localización de la misma. Ante una falla, el equipo enviará una señal al centro de control, donde se puede verificar el tramo afectado, esto minimiza el tiempo de detección de la falla y evita desplazamientos innecesarios. Con la verificación del tramo afectado, se aísla el tramo sin interrumpir el suministro de energía, activando circuitos alternos o suplencias minimizando la cantidad de clientes afectados por falla.

3.3. DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO Y MATRIZ DE ESTADOS

A continuación se procede a elaborar a manera de ejemplo el diagrama unifilar de un circuito para su análisis. Para ello se diseña el Circuito Carrera 33. El Circuito Carrera 33 de la Subestación Carrera 33, se encuentra ubicado en Bucaramanga, en La Zona de Cabecera del Llano y opera a un nivel de tensión de 13.2 kV. La Longitud del Circuito es de 3.531 km de Red Aérea de Media Tensión y 1.269 km de Red Subterránea de MT. Se hizo uso de la herramienta Google Maps con la finalidad de proyectar el Circuito bajo estudio, el cual se muestra en la figura 6.

Figura 6. Topografía de la Red de Distribución del Circuito Carrera 33



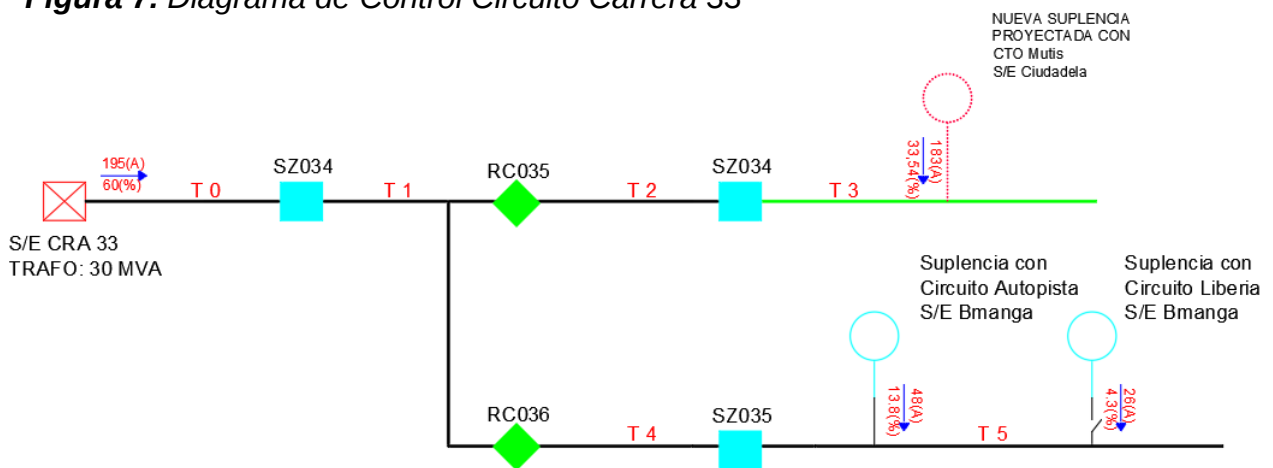
La tabla 3 muestra el número de clientes del Circuito Carrera 33, la demanda del circuito y la longitud de cada uno de los tramos de red.

Tabla 3. Datos del Circuito Carrera 33

Tramo	Conexión	Número Clientes	Demanda Media [kVA]	Longitud [km]
Tramo 0	Tramo 0	2	6	1,269
Tramo 1	Tramo 0	412	1236	0,367
Tramo 2	Tramo 1	373	1119	0,713
Tramo 3	Tramo 2	1090	3270	1,660
Tramo 4	Tramo 1	767	2301	0,622
Tramo 5	Tramo 4	995	1240	1,871
Total		3639	9172	6,50

Con esta información se proyecta el diagrama de control que se muestra en la figura 7. De acuerdo a las estadísticas evidencias por el operador de red, cada vez que se presentan fallas en el tramo 3, se está dejando sin servicio aproximadamente a 1090 clientes.

Figura 7. Diagrama de Control Circuito Carrera 33



El diagrama de telecontrol muestra la topología del circuito con los equipos telecontrolados existentes, las suplencias existentes y la suplencia o suplencias que requiere el circuito para minimizar los tiempos de restablecimiento del servicio. Es evidente que cada estado, va a depender de los equipos de corte y maniobra que se encuentran instalados sobre los tramos del circuito. El circuito Carrera 33 presenta actualmente 2 suplencias, una con el Circuito Autopista de la Subestación Bucaramanga, y la otra con el Circuito Liberia de la Subestación Bucaramanga. Estas suplencias, se establece tienen una cargabilidad del 13,8% y 4,3% respectivamente. Las 2 suplencias son operativas. A continuación la matriz

de estados. La matriz define los tramos de red intransferibles y analiza las posibles suplencias:

Tabla 4. Matriz de Estados del Circuito Carrera 33

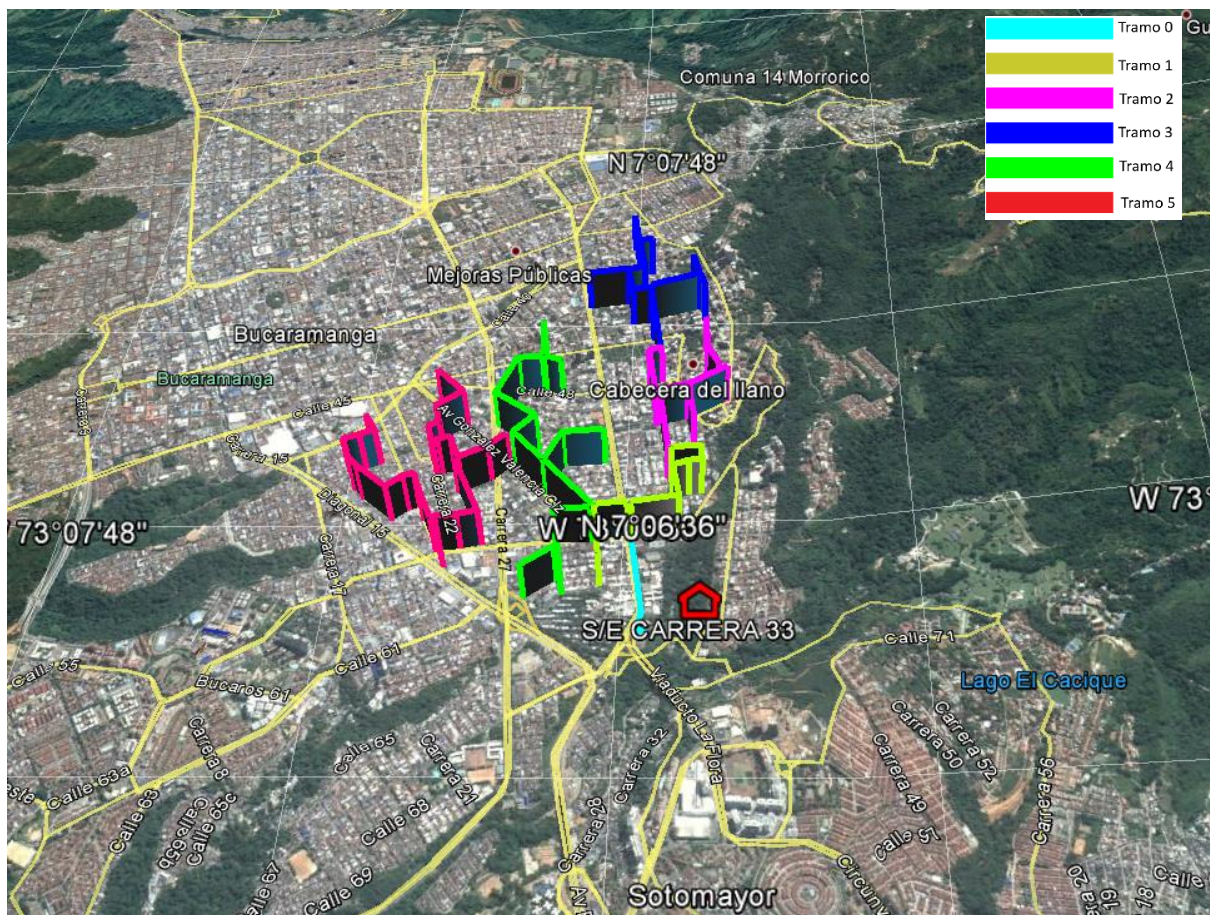
Estado	T0	T1	T2	T3	T4	T5
T0	I	T	T	T	T	T
T1	R	I	J	J	T	T
T2	N	N	I	J	T	T
T3	N	N	R	I	T	T
T4	N	N	N	N	I	T
T5	N	N	N	N	R	I

Cada fila de la matriz indica el estado que adquiere el tramo del circuito cuando se presenta una falla en el tramo indicado en la columna de la matriz; es decir, como muestra la tabla 4, si falla el tramo T2, los tramos T0 y T1 adquieren la condición de estado Normal (N). De acuerdo al resultado de la matriz de estados para el Circuito Carrera 33, existen dos tramos intransferible: T2 y T3. En caso de una falla en el tramo T1, los tramos T2 y T3 adquieren la condición de intransferibles. En caso de una falla en el tramo T2, el tramo T3 adquiere la condición de intransferible.

Para estos casos, se plantea una suplencia con el Circuito Mutis de la Subestación Ciudadela. Se plantea esta suplencia para disminuir los tiempos de restablecimiento del servicio en los tramos intransferibles. Lo anterior, lo indica el diagrama de telecontrol. No se tienen en cuenta otros circuitos aledaños por su cargabilidad y/o ubicación (permisos ambientales) con respecto al circuito objeto del presente análisis.

3.3.1 Análisis de Tramos en Falla A continuación en la figura 8 se muestra el esquema de la red de distribución asociada al Circuito Carrera 33.

Figura 8. Red de Distribución Circuito Carrera 33



Durante el año 2018, se presentaron las siguientes fallas en la red de distribución del Circuito Carrera 33. En la regulación vigente, la revisión de los indicadores de calidad se realiza de manera trimestral, por ello el número total de fallas debe dividirse entre los trimestres del año.

Tabla 5. Número de Fallas Ocurridas Circuito Carrera 33

Tipo de Falla	2018
ARBOLES	4
COMETAS	3
DEGRADACION MATERIAL	5
DESCARGA ATMOSFERICA (RAYO)	5
FALLA EN B.T.	13
FALTA MANTENIMIENTO	2
LLUVIA	5
NECESIDADES DE EXPANSIÓN	3
NO DETERMINADA	4

SOBRECARGA	5
VIENTO	2
Total	51
# Fallas al Año	12,75
Longitud Circuito Carrera 33 [km]	6,50
Tasa de Fallas [Fallas/Año-km]	1,961

De registros históricos se tiene que las tasas de reparación promedio en horas (ttr) para los tipos de falla en mención son:

Tabla 6. *Tiempo Promedio de Reparación de acuerdo a falla ocurrida*

Tipo de Falla	ttr [Horas]
ARBOLES	0,6158
COMETAS	1,7691
DEGRADACION MATERIAL	0,2188
DESCARGA ATMOSFERICA (RAYO)	1,02875
FALLA EN B.T.	1,6101
FALTA MANTENIMIENTO	1,0160
LLUVIA	0,0830
NECESIDADES DE EXPANSIÓN	2,0513
NO DETERMINADA	2,0288
SOBRECARGA	0,5565
VIENTO	0,653

Se procede a ubicar los tiempos medios de reparación para cada uno de los tramos del circuito, de acuerdo a los tiempos que en promedio tarda el operador de red en conocer la falla, el tiempo de localización de la falla, el tiempo de maniobra y el tiempo de restablecimiento a la configuración original del circuito. El tiempo medio de reparación de un tramo de red ij, va a depender del estado operativo en el que se encuentre el circuito, como lo muestra la tabla 4, según su estado. Obsérvese que en la tabla 7, los tramos T1 y T2 tienen un tiempo más alto al fallar el tramo T0, esto se debe a que al ocurrir la falla, se contabilizan los tiempos de maniobra y reparación que dadas las condiciones del terreno y la topología del circuito, están ligadas al tipo de falla, lo cual muestra un mayor tiempo de reparación para estos tramos. Adicionalmente, la continuidad del suministro o el número y duración de las interrupciones está claramente ligada con las políticas de

inversiones y de mantenimiento que lleve el operador de red en estos tramos del circuito, como lo es para este caso, disponer de pocas cuadrillas para la reparación de estos tramos, lo que supondrá que una vez que se produce la falla se tardará un tiempo mayor en repararla y por tanto en reponer de nuevo el suministro, razón por la cual los tramos T1 y T2 adquieren esta condición, condición que de acuerdo a lo anterior, podría ser susceptible para cualquier tramo del circuito. Esto muestra que en caso de tener seccionadores automatizados, el impacto en la tasa de falla desaparece al disminuir el tiempo de interrupción y localización de la falla. Cabe resaltar que para los tramos cuyo estado es Normal, su operación no se ve afectada por una falla en otro tramo, por lo que se indica como cero. La localización de los tiempos medios de reparación debe analizarse considerando que cada fila de la matriz indica el estado que adquiere el tramo del circuito cuando se presenta una falla en el tramo indicado en la columna de la matriz; es decir, como muestra la tabla 7, si falla el tramo T1, los tramos T0 a T5 adquieren unos tiempos medios de reparación que dependen de los tiempos que el operador de red tarda en restablecer el servicio eléctrico de acuerdo al tipo de falla y a sus equipos existentes en el sistema. Normalmente las empresas de distribución llevan una estadística de sus fallas y de sus tiempos promedios de reparación.

Tabla 7. *Tiempos Medios de Reparación*

Tiempos Medios de Reparación [Horas]						
Tramo	T0	T1	T2	T3	T4	T5
T0	1,0160	2,0513	2,0513	0,0830	0,0830	0,0830
T1	1,02875	1,0160	2,0288	0,0830	0,0830	0,0830
T2	0	0	0,0830	0,0830	0,0830	0,0830
T3	0	0	1,0160	1,0160	1,016	1,0160
T4	0	0	0	0	0,0830	0,0830
T5	0	0	0	0	1,0160	1,0160

Con el fin de obtener la matriz de tasa de fallas de sistema, se realiza el producto de la tasa de fallas por longitud del sistema, la cual ya tenemos, y se multiplica por la longitud del tramo. Para el tramo 0:

$$\lambda_0 = 1,961 \frac{\text{Falla}}{\text{Año} - \text{km}} * 1,269 \text{ km}$$

$$\lambda_0 = 2,4884 \frac{\text{Falla}}{\text{Año}}$$

Y se calculan de la misma forma para los demás tramos del circuito, teniendo en cuenta la longitud de cada tramo, para el tramo T1:

$$\lambda_1 = 1,961 \frac{\text{Falla}}{\text{Año} - \text{km}} * 0,367 \text{ km}$$

$$\lambda_1 = 0,7197 \frac{\text{Falla}}{\text{Año}}$$

Obsérvese que la tasa de fallas se deriva de la tasa de fallas por longitud del sistema y la respectiva longitud del tramo, por lo que puede apreciarse que en cada tramo se genera de manera independiente una cierta cantidad de interrupciones anual que se ve afectada por la longitud del tramo, por lo cual para su modelamiento en la matriz, se considera una misma tasa de falla para el tramo, tal como se muestra en la tabla 8, donde para todo el tramo T0, la tasa de fallas calculada es de 2,4884 [fallas/año], para el tramo T1 de 0,7197 [fallas/año] y así sucesivamente.

Tabla 8. Tasa de Fallas Anual

Tasa de Falla [Fallas/Año]						
Tramo	T0	T1	T2	T3	T4	T5
T0	2,4884	2,4884	2,4884	2,4884	2,4884	2,4884
T1	0,7197	0,7197	0,7197	0,7197	0,7197	0,7197
T2	0	0	1,3981	1,3981	1,3981	1,3981
T3	0	0	3,2552	3,2552	3,2552	3,2552
T4	0	0	0	0	1,2197	1,2197
T5	0	0	0	0	3,6689	3,6689

Una vez obtenida esta información, se calculan los indicadores SAIFI, SAIDI y ENS. Se utiliza la ecuación (4), con el fin de obtener el SAIFI en la posición de cada tramo del sistema:

$$SAIFI = \frac{\lambda_i * C_i}{N} \quad (4)$$

Para la posición T0-T0, se multiplica el número de fallas del tramo en la posición T0-T0 por el número de usuarios conectados a T0, y se divide entre el número total de usuarios.

$$SAIFI_{00} = \frac{2,4884 * 2}{3639}$$

$$SAIFI_{00} = 0,0014 \frac{\text{Interrupciones}}{\text{Usuario} - \text{Año}}$$

Se calcula de la misma forma para los demás tramos del circuito. Para la posición T0-T1, se multiplica el número de fallas del tramo en la posición T0-T0 por el número de usuarios conectados al tramo T1, y se divide entre el número total de usuarios.

$$SAIFI_{01} = \frac{2,4884 * 412}{3639}$$

$$SAIFI_{01} = 0,2817 \frac{\text{Interrupciones}}{\text{Usuario} - \text{Año}}$$

En la tabla 9, se relacionan los resultados para cada uno de los tramos del circuito.

Tabla 9. SAIFI de los tramos del sistema

SAIFI [Interrupciones/Usuario-Año]							
Tramo	T0	T1	T2	T3	T4	T5	Total
T0	0,0014	0,2817	0,2551	0,7454	0,5245	0,6804	2,4884
T1	0,0041	0,0996	0,1504	0,3261	0,1861	0,2337	1,0000
T2	0	0	0,1433	0,4188	0,2947	0,3823	1,2391
T3	0	0	0,3337	0,9750	0,6861	0,8900	2,8848
T4	0	0	0	0	0,2571	0,3335	0,5906
T5	0	0	0	0	0,7733	1,0032	1,7765

Se emplea la ecuación (1), para calcular la indisponibilidad en los tramos del circuito.

$$U_i = \lambda_i * r_i \quad (1)$$

Para calcular la posición T0-T0, se multiplica el número de fallas del tramo T0 por el tiempo medio de reparación del tramo T0.

$$U_{00} = 2,4884 * 1,0160$$

$$U_{00} = 2,5282 \frac{\text{Horas}}{\text{Año}}$$

Se calcula de la misma forma para los demás tramos del circuito. Para calcular la posición T0-T1, se multiplica el número de fallas del tramo T0 por el tiempo medio de reparación del tramo T1 cuando falla el tramo T0.

$$U_{01} = 2,4884 * 2,0513$$

$$U_{01} = 5,1045 \frac{\text{Horas}}{\text{Año}}$$

En la tabla 10, se relacionan los resultados de indisponibilidad para cada uno de los tramos

del circuito.

Tabla 10. Indisponibilidad de los tramos del Sistema

Indisponibilidad [Horas/Año]						
Tramo	T0	T1	T2	T3	T4	T5
T0	2,5282	5,1045	5,1045	0,2065	0,2065	0,2065
T1	0,7404	0,7312	1,4600	0,0597	0,0597	0,0597
T2	0	0	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160
T3	0	0	3,3072	3,3072	3,3072	3,3072
T4	0	0	0	0	0,1012	0,1012
T5	0	0	0	0	3,7276	3,7276

Se emplea la ecuación (5), para calcular el indicador SAIDI en los tramos del circuito.

$$SAIDI = \frac{U_i * C_i}{N} \quad (5)$$

Para calcular la posición T0-T0, se multiplica el tiempo de indisponibilidad del tramo en la posición T0-T0 por el número de usuarios conectados al tramo T0, y se divide entre el número total de usuarios.

$$SAIDI_{00} = \frac{2,5282 * 2}{3639}$$

$$SAIDI_{00} = 0,0014 \frac{Horas}{Usuario - Año}$$

Se calcula de la misma forma para los demás tramos del circuito. Para calcular la posición T0-T1, se multiplica el tiempo de indisponibilidad del tramo en la posición T0-T1 por el número de usuarios conectados al tramo T1, y se divide entre el número total de usuarios.

$$SAIDI_{01} = \frac{5,1045 * 2}{3639}$$

$$SAIDI_{01} = 0,0028 \frac{Horas}{Usuario - Año}$$

En la tabla 11, se relacionan los SAIDI para cada uno de los tramos del circuito.

Tabla 11. SAIDI de los tramos del sistema

SAIDI [Horas/Usuario-Año]							
Tramo	T0	T1	T2	T3	T4	T5	Total
T0	0,0014	0,0028	0,0028	0,0001	0,0001	0,0001	0,0073
T1	0,0838	0,0828	0,1653	0,0061	0,0061	0,0061	0,3503
T2	0	0	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0476
T3	0	0	0,9906	0,9906	0,9906	0,9906	3,9625
T4	0	0	0	0	0,0213	0,0213	0,0427
T5	0	0	0	0	1,0192	1,0192	2,0385

3.3.2 Evaluación de Energía No Suministrada La energía no suministrada es calculada de acuerdo a la ecuación (7).

$$ENS = D_i U_i \quad (7)$$

Esta energía no suministrada es calculada teniendo en cuenta la demanda de los usuarios conectados al tramo (i). Esta es una aproximación que podría introducir un error en la estimación de la ENS, por lo cual se recomienda contrastar la información con datos reales del sistema. Para este caso se tiene en cuenta la demanda del tramo y la indisponibilidad en la posición de acuerdo a la tabla 10. Para la posición T0-T0, se multiplica la demanda del tramo T0 por el tiempo de indisponibilidad del tramo en la posición T0-T0.

$$ENS_{00} = 6 * 2,5282$$

$$ENS_{00} = 15,1694 \frac{kW - Hora}{Año}$$

Se calcula de la misma forma para los demás tramos del circuito. Para la posición T1-T0, se multiplica la demanda del tramo T1 por el tiempo de indisponibilidad del tramo en la posición T1-T0.

$$ENS_{10} = 1236 * 0,7404$$

$$ENS_{10} = 915,0769 \frac{kW - Hora}{Año}$$

Se aplica la fórmula de acuerdo a la demanda que presenta el tramo, en este caso para la posición T2-T2, se multiplica la demanda del tramo T2 por el tiempo de indisponibilidad del tramo en la posición T2-T2.

$$ENS_{22} = 1119 * 0,1160$$

$$ENS_{22} = 129,8557 \frac{kW - Hora}{Año}$$

En este caso para el cálculo de la energía no suministrada del tramo 3-2, se multiplica la

demanda del tramo T3 por el tiempo de indisponibilidad del tramo en la posición T3-T2.

$$ENS_{32} = 3270 * 3,3072$$

$$ENS_{32} = 10.814,6575 \frac{kW - Hora}{Año}$$

En la tabla 12, se relacionan los valores de ENS para cada uno de los tramos del circuito.

Tabla 12. ENS de los tramos del sistema

Tramo	ENS						Total
	T0	T1	T2	T3	T4	T5	
T0	15,1694	30,6271	30,6271	1,2392	1,2392	1,2392	80,1413
T1	915,0769	903,7358	1804,5806	73,8288	73,8288	73,8288	3844,8797
T2	0	0	129,8557	129,8557	129,8557	129,8557	519,4227
T3	0	0	10814,6575	10814,6575	10814,6575	10814,6575	43258,6298
T4	0	0	0	0	232,9423	232,9423	465,8846
T5	0	0	0	0	4622,2390	4622,2390	9244,4781

Con la información anteriormente obtenida, se muestra en la tabla 13 los indicadores finales de calidad del circuito por tramos y del sistema.

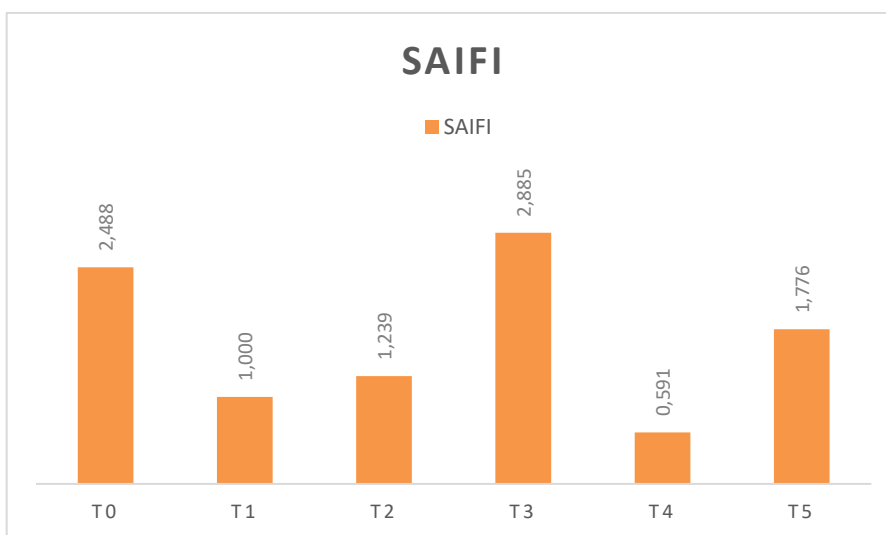
Tabla 13. Indicadores de Calidad del Circuito

Tramo	SAIFI [Interrup/Usuario- Año]	SAIDI [Horas/Usuario- Año]	CAIDI [Horas/Interrup- Año]	ENS [kW- Hora/Año]
T0	2,488	0,0073	0,0030	80,14
T1	1,000	0,3503	0,3503	3844,88
T2	1,239	0,0476	0,0384	519,42
T3	2,885	3,9625	1,3736	43.258,63
T4	0,591	0,0427	0,0723	465,88
T5	1,776	2,0385	1,1475	9244,47
Total	9,9794	6,4488	2,9849	57.413,43

Se observa que en promedio los clientes asociados al sistema, perciben 2,885 fallas/año (SAIFI) a causa de la salida del tramo 3. La afectación del tramo 3 representa un aporte del 28,908% de la totalidad de las interrupciones del sistema y de calidad del circuito, lo que asegura que intervenir este tramo, trae consigo mejoras en la calidad del servicio. La falla en el tramo 3 está afectando alrededor de 1090 clientes, los cuales perciben en

promedio una duración de 3,9625 horas de interrupción al año (SAIDI), que representa el 61,445% del tiempo total de interrupciones que se presentan en el sistema. En relación a la duración de las interrupciones que experimenta cada cliente (CAIDI), cada usuario del tramo 3, tiene en promedio 1,3736 horas de interrupción del servicio de energía al año, esto es un 46,017% del tiempo total. La energía total no suministrada al año (ENS) es de 43,25 MWh/año, que representa un 75,346% del total en el sistema al año.

Figura 9. Gráfico de Barras SAIFI del Sistema



La figura 9 muestra el desempeño del indicador de calidad SAIFI en cada uno de los tramos del circuito. Esto permite identificar las necesidades de implementar mejoras en la infraestructura eléctrica en los tramos cuya afectación es mayor. De acuerdo a la gráfica, es evidente que un punto débil a atacar es el tramo 3, debido a que presenta la frecuencia más alta de fallas. Las inversiones en estos tramos donde se evidencia que la cantidad en el promedio de las interrupciones del circuito es significativa, impactará positivamente el comportamiento del indicador de calidad SAIFI. La inversión en equipos de telecontrol permitirá reducir los tiempos de duración de las fallas.

Una forma de visualizar los tramos que generan mayor impacto en la calidad del servicio del sistema, y con lo cual se prioriza una mejor gestión para la toma de decisiones, consiste en indicar los índices de calidad en relación al impacto sobre el valor total en porcentaje. La tabla 14, relaciona los tramos de mayor impacto del sistema. Esta tabla

toma los valores porcentuales de los índices de calidad SAIFI, SAIDI, CAIDI y ENS vistos en la tabla 13, y los clasifica de acuerdo a su ponderación porcentual, priorizando así los tramos que mayor impacto y afectación presentan sobre la calidad del servicio.

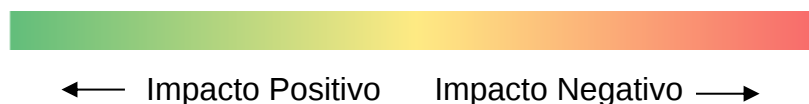


Tabla 14. Tramos de mayor impacto en la calidad

Tramo	Indicadores de Calidad			
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS
T0	24.936%	0.114%	0.099%	0.140%
T1	10.021%	5.432%	11.735%	6.697%
T2	12.416%	0.738%	1.286%	0.905%
T3	28.908%	61.445%	46.017%	75.346%
T4	5.918%	0.662%	2.421%	0.811%
T5	17.802%	31.610%	38.442%	16.102%

De la tabla 14 se concluye que los tramos 3 y 5, afectan de manera importante la calidad del servicio. El aporte del tramo 3 en relación a los demás es significativo, lo que asegura que la intervención de este, trae consigo mejoras en la calidad del servicio. Los usuarios conectados al tramo 3 y 5, presentan experimentan mayores tiempos de interrupción del servicio, lo cual podría traducirse como los usuarios peor servidos del sistema. Se recomienda dar suplencia al tramo 3 y mitigar así tanto la cantidad de clientes afectados como las penalizaciones por energía no suministrada al sistema.

Por lo anterior los índices de calidad sufren variación debido al impacto en la instalación de la suplencia en el tramo 3. Por lo tanto la matriz de estados queda configurada como lo muestra la tabla 15.

Tabla 15. Matriz de Estados del Circuito Carrera 33 con Suplencia

Estado	T0	T1	T2	T3	T4	T5
T0	I	T	T	T	T	T
T1	R	I	J	T	T	T
T2	N	N	I	T	T	T
T3	N	N	R	I	T	T
T4	N	N	N	N	I	T
T5	N	N	N	N	R	I

A partir de la matriz de estados se evalúa la condición de cada elemento en su impacto en tiempos de reparación, el cual va a mitigar los tiempos de localización de falla y el tramo estará supeditado a un tiempo de automatización. El equipo de telecontrol permite optimizar el tiempo de localización de la falla, ya que identifica el momento en el que se presenta la falla, reduciendo los tiempos de conocimiento y de localización de la misma.

Tabla 16. *Tiempos Medios de Reparación con Suplencia*

Tiempos Medios de Reparación [Horas]						
Tramo	T0	T1	T2	T3	T4	T5
T0	1,0160	2,0513	2,0513	0,0830	0,0830	0,0830
T1	1,02875	1,0160	2,0288	0,0830	0,0830	0,0830
T2	0	0	0,0830	0,0830	0,0830	0,0830
T3	0	0	0,0830	0,0830	1,016	1,0160
T4	0	0	0	0	0,0830	0,0830
T5	0	0	0	0	1,0160	1,0160

El número de interrupciones al año puede ser susceptible de modificación supeditado a condiciones externas y a eventos aleatorios que pueden presentarse en el sistema, por lo cual la frecuencia en las interrupciones puede o no variar.

En la tabla 17, se relacionan los resultados de indisponibilidad para cada uno de los tramos del circuito, luego de la implementación de la suplencia.

Tabla 17. *Indisponibilidad de los tramos del Sistema con Suplencia*

Indisponibilidad [Horas/Año]						
Tramo	T0	T1	T2	T3	T4	T5
T0	2,5282	5,1045	5,1045	0,2065	0,2065	0,2065
T1	0,7404	0,7312	1,4600	0,0597	0,0597	0,0597
T2	0	0	0,1160	0,1160	0,1160	0,1160
T3	0	0	0,2702	0,2702	3,3072	3,3072
T4	0	0	0	0	0,1012	0,1012
T5	0	0	0	0	3,7276	3,7276

En la tabla 18, se relacionan los SAIDI para cada uno de los tramos del circuito con suplencia.

Tabla 18. SAIDI de los tramos del sistema con suplencia

SAIDI [Horas/Usuario-Año]							
Tramo	T0	T1	T2	T3	T4	T5	Total
T0	0,0014	0,0028	0,0028	0,0001	0,0001	0,0001	0,0073
T1	0,0838	0,0828	0,1653	0,0061	0,0061	0,0061	0,3503
T2	0	0	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119	0,0476
T3	0	0	0,0809	0,0809	0,9906	0,9906	2,1431
T4	0	0	0	0	0,0213	0,0213	0,0427
T5	0	0	0	0	1,0192	1,0192	2,0385

En la tabla 19, se relacionan los valores de ENS luego de darle suplencia al tramo 3.

Tabla 19. ENS de los tramos del sistema con suplencia

ENS							
Tramo	T0	T1	T2	T3	T4	T5	Total
T0	15,1694	30,6271	30,6271	1,2392	1,2392	1,2392	80,1413
T1	915,0769	903,7358	1804,5806	73,8288	73,8288	73,8288	3844,8797
T2	0	0	129,8557	129,8557	129,8557	129,8557	519,4227
T3	0	0	883,4809	883,4809	10.814,6575	10.814,6575	23.396,2767
T4	0	0	0	0	232,9423	232,9423	465,8846
T5	0	0	0	0	4622,2390	4622,2390	9244,4781

Con la información anteriormente obtenida, se muestra en la tabla 20 los indicadores finales de calidad del circuito por tramos y del sistema.

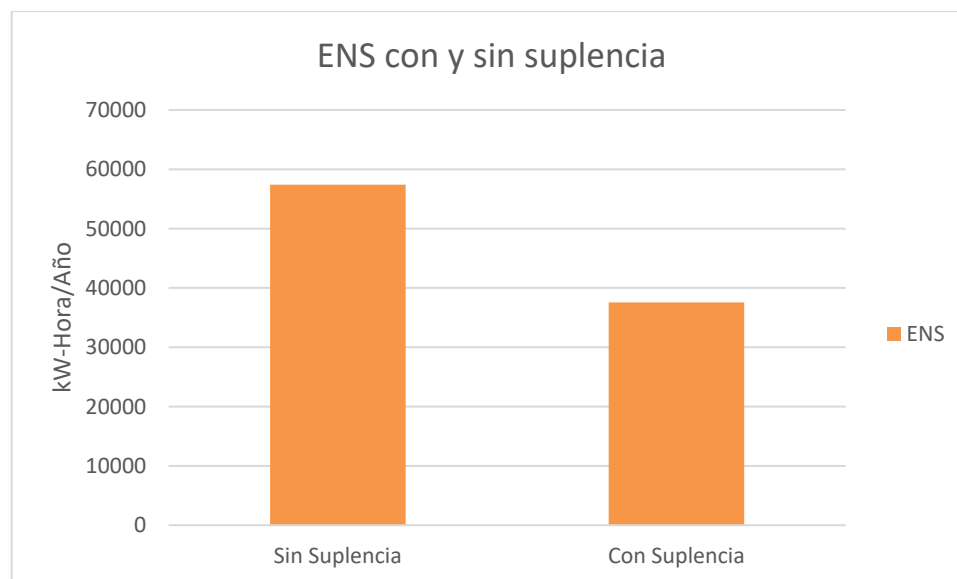
Tabla 20. Indicadores de Calidad del Circuito con Suplencia

Tramo	SAIFI [Interrup/Usuario -Año]	SAIDI [Horas/Usuario -Año]	CAIDI [Horas/Interrup -Año]	ENS [kW- Hora/Año]
T0	2,488	0,0073	0,0030	80,1413
T1	1,000	0,3503	0,3503	3844,8797
T2	1,239	0,0476	0,0384	519,4227
T3	2,885	2,1431	0,7429	23.396,2767
T4	0,591	0,0427	0,0723	465,8846
T5	1,776	2,0385	1,1475	9244,4781

Total	9,9794	4,6294	2,3542	37.551,0829
--------------	--------	--------	--------	-------------

Como se esperaba, los índices de confiabilidad mejoran al incluir una suplencia en el sistema. El impacto más grande es notable en la reducción en la energía no servida, pues disminuye su impacto en un 34,60% a nivel del sistema y en 45,92% en el tramo 3, pasando de 43.258,62 [kW-Hora/Año] a 23.396,27 [kW-Hora/Año], por otro lado disminuyen los tiempos en la duración de los usuarios afectados del tramo 3, pasando de 1,3735 [Horas/Interrup-Año] a 0,7429 [Horas/Interrup-Año] lo que permite mejorar la calidad en el suministro de energía al sistema, pues se respalda la continuidad del servicio con la implementación de la suplencia.

Figura 10. Gráfico de Barras ENS del Sistema con Suplencia



Este tipo de proyectos impacta de manera positiva los indicadores de calidad, lo cual requiere de una modernización de la redes de distribución, dando un paso hacia la construcción de una red inteligente y mejorando la calidad del servicio de los clientes. Esto permitió reducir la cantidad de clientes afectados, lo que permitió lograr la disminución de 1,819 horas de los tiempos de afectación a clientes (SAIDI), debido a las fallas presentadas en la red.

4. PRESUPUESTO

A continuación se presenta un presupuesto típico para la localización del equipo seccionalizador en la red de distribución de acuerdo a los materiales asociados a la norma LA515 establecida por el operador de red Codensa [5]. Las tablas 15 y 16 muestran el listado de materiales y la mano de obra asociada para la instalación del equipo.

Tabla 21. Listado de Materiales

DESCRIPCIÓN DEL MATERIAL	CANT	UNIDAD	VR. UNITARIO	VR TOTAL
Crucetas de Madera 2.5x0.1x0.1 m	1	C/U	\$97.724	\$293.173
Diagonal Metálica en varilla 5/8" X 770 mm	2	C/U	\$6.132	\$36.790
Grapa Terminal metálica recta 25-63 mm ²	6	C/U	\$11.941	\$71.645
Cinta en Acero inoxidable 5/8" x 30.48 m	0,5	C/U	\$47.434	\$23.717
Hebilla 5/8" de Acero Inoxidable	8	C/U	\$364	\$2.912
Cable 4 AWG Cu desnudo duro	6	M	\$4.530	\$27.179
Pararrayos 12kV 10kA Oxido metálico ET500	6	C/U	\$64.087	\$384.522
Conector bimetal T-pala 4 AWG, 1 hueco 5/16"	2	C/U	\$4.296	\$8.592
Conector bimetal T-pala 4/0 AWG, 1 hueco 1/2"	12	C/U	\$12.340	\$148.079
Conector bimetal T-pala 4 AWG, 1 hueco 5/16"	6	C/U	\$4.296	\$25.776
Tornillo Carruaje 5/8" X 1 1/2", tipo 2	4	C/U	\$706	\$2.825
Tornillo de Acero Galvanizado 5/8 X 5"	4	C/U	\$1.846	\$25.839
Tornillo Acero Galvanizado 1/2" X 6 1/2"	4	C/U	\$1.411	\$14.107
Tornillo de Acero Galvanizado 5/8 X 10"	4	C/U	\$2.757	\$11.029
Abrazadera sin salida 1 1/2"x1/4"Ø 200mm	0,5	C/U	\$8.358	\$4.179
Abrazadera 1 salida 1 1/2"x 1/4" 180mm	1	C/U	\$9.230	\$9.230
Abrazadera 2 salidas 1 1/2" x 1/4" 200mm	1	C/U	\$9.179	\$9.179
Seccionador 3f bajo carga 24kv 400a 12ka	1	C/U	\$7.711.046	\$7.711.046
Up telecontrol equipada -exterior	1	C/U	\$3.392.660	\$3.392.660
RGDAT a 70/o relé protección e indicador falla	1	C/U	\$3.679.485	\$3.679.485
Antena omnidireccional 7db	1	C/U	\$6.808.958	\$6.808.958
Modem para comunicaciones	1	C/U	\$767.892	\$767.892
Batería sellada Pb-ácido Vrla 12vcc 24ah	2	C/U	\$347.621	\$695.242
Kit de puesta a tierra DPS	1	C/U	\$150.961	\$150.961
Kit de puesta a tierra MT, acero inox.	1	C/U	\$135.494	\$135.494
Kit SPT Seccionador BCT	1	C/U	\$133.105	\$133.105
Cartucho azul para herramienta de Cuña	24	C/U	\$4.032	\$96.777
Conector Cuña P=95 D=70mm ² o 4/0-2/0AWG	24	C/U	\$5.247	\$125.924
Cable AAAC 63 mm ² semiaislado 15KV, ET-1	36	M	\$5.864	\$211.108
TOTAL				\$25.007.426

Tabla 22. Listado de Mano de Obra

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	CANT	UNIDAD	VR. UNITARIO	VR TOTAL
Instalación o Retiro de Cruceta simple o doble en Disposición de Remate C/LLEE	1	C/U	\$390.796	\$1.563.184
Apertura o cierre de Puentes 3F - (Malla o Fly - Tap) C/LLEE	3	C/U	\$254.113	\$762.339
Instalación o retiro de cortacircuito de cañuela o Seccionador monopolar de cuchilla o pararrayos, para MT.	3	Conjunto	\$423.852	\$1.271.556
Templar o Tensionar o Soltar conductor de Cualquier tipo y dimensión.	250	m	\$1.168	\$292.000
Instalación o retiro de PT en redes a 11.4kV, 13.2 kV, o 34.5kv con Línea Vivas	1	C/U	\$269.165	\$269.165
Instalación de Equipos y su estructura de soporte en primera posición C/LLEE	1	C/U	\$933.619	\$933.619
Instalación de puesta a tierra MT o BT	3	C/U	\$96.321	\$288.963
Mejora Tierra de protección o servicio	1	C/U	\$125.510	\$125.510
Disponibilidad Grupo técnico Tipo B1	1	1 Hora	\$146.143	\$146.143
Visita técnica a terreno por tecnólogo para atención de Solicitudes de clientes o Factibilidades de Servicio.	1	C/U	\$89.729	\$89.729
Instalación Placa o rotulación de equipo identificación de equipo (Reconectador, Seccionador, Fusible, Transform, etc.)	1	por apoyo	\$26.853	\$26.853
Instalación o retiro de pase o puente en LAMT. De 1 a 3 unidades	4	Conjunto	\$93.403	\$373.612
Marcación de Infraestructura Aérea:	1	C/U	\$27.164	\$27.164
TOTAL				\$6.169.837

En el marco de instalación de equipos de telecontrol para la modernización de la red de distribución como herramienta para lograr mejoras en los índices de calidad del sistema, se requiere de una inversión de \$31.177.263 para la instalación del seccionalizador. Esto permitirá operar la red de una manera más eficiente frente a las fallas en el servicio eléctrico, conocer de manera más precisa la ubicación donde se presenta la falla y reducir la cantidad de clientes afectados. A este presupuesto debe adicionarse la construcción de la proyección de red nueva, es decir, el nuevo tramo de red con conductor y apoyos hasta el punto o nodo de conexión, de acuerdo a la disponibilidad que evidencie el grupo técnico en campo.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es importante modernizar las redes de distribución a través de proyectos de telecontrol que impacten positivamente sobre la infraestructura eléctrica. La instalación de este tipo de equipos es un paso hacia la construcción de una red inteligente, que permita operar la red de distribución de una manera más eficiente frente a las fallas en el servicio eléctrico, conociendo de manera más precisa la ubicación de la falla y reducir la cantidad de clientes afectados. Por ello, es evidente que para el mejoramiento en los índices de la calidad del servicio, es indispensable realizar frentes de trabajo o actividades que se enfoquen en:

- Proyectos de telecontrol o de automatización de la red
- Rediseño o Reposición de las Redes de Media Tensión
- Normalización de los Componentes de la Red de Distribución
- Gestión Forestal
- Mejoramiento en los Tiempos por impacto de lluvias

La ejecución de este tipo de proyectos de telecontrol, permite atender de manera remota fallas y así reducir el uso de móviles de emergencia al punto de su localización. Esto hace que las fallas en la red reduzcan su duración y generen un menor gasto en mano de obra con la reducción en atención a este tipo de operaciones. Cuando se requiere efectuar una reconfiguración del sistema de distribución para la conexión de una suplencia, se debe realizar un análisis para la conexión de ella.

Establecer en una matriz los tramos del circuito que quedan afectados u operativos después de una falla en el sistema y definir los tramos de red intransferibles para analizar las posibles viabilidades de suplencias, proporciona los criterios para su construcción. La matriz de estado no solo permite calcular los indicadores de calidad del servicio, sino también logra identificar aquellos tramos que traen consigo los tramos con los índices más altos, esto permite identificar los tramos de mayor afectación, lo cual ayuda a tomar decisiones que reduzcan los tiempos de falla y permitan brindar una mejor calidad a los usuarios.

Estos resultados muestran el enfoque que se debe gestionar en la red de distribución para mitigar y controlar los impactos en la calidad del servicio, por ello es importante que el operador de red realice acciones de inversión entorno a proyectos de red inteligente y modernización de su red, ya que no sólo se obtienen beneficios máximos propios y compensaciones, sino también la comunidad en general se beneficia de este tipo de proyectos. Se hizo una evaluación de la ENS basada en la determinación de los estados que conforman el circuito y se verificó su impacto en la cantidad de clientes afectados en el sistema.

En los resultados presentados en el ejemplo de esta monografía se observa que los índices de calidad obtenidos mejoran al instalar suplencias en la red de distribución, lo cual lleva a tomar decisiones en el proceso de planeamiento y operación del sistema eléctrico como hacer inversiones mayores en infraestructura eléctrica automatizada. La mayor variación en los índices de confiabilidad del sistema entre los análisis con suplencia y sin suplencia, se presenta para aquellos índices basados tanto en la demanda como en el tiempo. Esto indica que el enmallamiento de los sistemas de distribución tiene un impacto considerable en la reducción de la indisponibilidad al existir un número mayor de alimentaciones adicionales. Este tipo de mejoras evidentemente no reducen el número de interrupciones al sistema, pero si permite restringir de manera importante el impacto de éstas en distintas zonas de la red. Esto produce, además de la disminución en la ENS, una reducción importante en los índices de confiabilidad SAIDI y CAIDI. En cuanto a la determinación de las matrices de estado, es posible realizar una diferenciación en los tiempos de reparación con base a una optimización previa de los equipos presentes en la red de distribución. De esta forma, se obtendría un modelo más realista. Es posible que las inversiones en la red lleguen a ser altas, sin embargo, los beneficios asociados se incrementan al modernizar la red dado el constante crecimiento de la demanda.

CITAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] CREG Resolución 070. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Colombia 1998. Capítulo 6
- [2] CREG Resolución 097. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Colombia 2008.
- [3] CREG Resolución 015. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Colombia 2008.
- [4] ZAPATA CARLOS J. Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia. Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia 2016.
- [5] CODENSA.http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_urbanas_distribucion/equipos_redes_aereas/la515_linea_13_2_11_4_kv_montaje
- [6] B. A. ORELLANA. Calidad de suministro en la planificación de redes de distribución. Technical report, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2010.
- [7] Institute of Electrical and Electronics EngineersIEEE Std. 1366–2012. “*Guide for Electric PowerDistributionReliabilityIndices*”.
- [8] RAMÍREZ CASTAÑO S. Redes de distribución de energía. Tercera Edición. Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2004.
- [9] BILLINTON, R, ALLAN N, “Distribution systems Basic techniques and radial networks” en “Reliability Evaluation of Power Systems” Ed. Plenum. N.Y. and London (1990).

- [10] MONTTOYA G, OSCAR D, HINCAPIÉ I, RICARDO A, & GRANADA E, MAURICIO. (2016). A new approach to optimal allocation of reclosers in distribution systems considering service quality and fixed costs. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 24(1), 55-69. <http://sci-hub.cc/10.4067/S0718-33052016000100006>
- [11] H. ZHENG, Y. CHENG, B. GOUB, D. FRANKC, A. BERNIC AND W. MUSTONC. "Impact of automatic switches on power distribution system reliability". *Electric Power Systems Research*. Vol. 83, pp. 51-57. February, 2011.
- [12] S. JAMALI AND H. SHATERI. "Optimal siting of recloser and sectionalizers to reduce non-distributed energy". In *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific*. Dalian, China, 2005
- [13] TT. LANTHARTHONG, N. PHANTHUNA "Techniques for Reliability Evaluation in Distribution System Planning". *World Academy of Science, Engineering and Technology*. 2012

BIBLIOGRAFÍA

BILLINTON, R, ALLAN N, "Distribution systems Basic techniques and radial networks" en "Reliability Evaluation of Power Systems" Ed. Plenum. N.Y. and London (1990).

CODENSA.http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_urbanas_distribucion/equipos_redes_aereas/la515_linea_13_2_11_4_kv_montaje.

CREG Resolución 015. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Colombia 2008.

CREG Resolución 070. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Colombia 1998. Capítulo 6.

CREG Resolución 097. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Colombia 2008.

JAMALI AND H. SHATERI. "Optimal siting of recloser and sectionalizers to reduce non-distributed energy". In IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific. Dalian, China, 2005

ZHENG, Y. CHENG, B. GOUB, D. FRANKC, A. BERNIC AND W. MUSTONC. "Impact of automatic switches on power distribution system reliability". Electric Power Systems Research. Vol. 83, pp. 51-57. February, 2011.

MONTOYA G, OSCAR D, HINCAPIÉ I, RICARDO A, & GRANADA E, MAURICIO. (2016). A new approach to optimal allocation of reclosers in distribution systems considering service quality and fixed costs. Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, 24(1), 55-69. <http://sci-hub.cc/10.4067/S0718-33052016000100006>

ORELLANA, B. A. Calidad de suministro en la planificación de redes de distribución. Technical report, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2010.

RAMÍREZ CASTAÑO S. Redes de distribución de energía. Tercera Edición. Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2004.

TT LANTHARTHONG, N. PHANTHUNA “Techniques for Reliability Evaluation in Distribution System Planning”. World Academy of Science, Engineering and Technology. 2012

ZAPATA CARLOS J. Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia. Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia 2016.