



Modelo de confiabilidad basado en la norma de gestión de riesgos ISO 31000 para empresas de distribución de energía eléctrica en circuitos radiales

Reliability model based on risk management standard ISO 31000 for electricity in radial circuits

Andrés Mauricio Rueda Triana¹, Iván Felipe Bonilla Vargas², Yaqueline Garzón Rodríguez³

Fecha de recepción: Agosto 28 de 2015

Fecha de aceptación: Septiembre 25 de 2015

Como citar: Rueda, A., Bonilla, I., & Garzón, Y. (2015). Modelo de confiabilidad basado en la norma de gestión de riesgos ISO 31000 para empresas de distribución de energía eléctrica en circuitos radiales. Revista Tecnura, 19 (CITIE), 41-50. doi: <http://dx.doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2015.ICE.a04>

Resumen

Actualmente, la calidad del servicio en Sistemas de Distribución Local (SDL) se encuentra regulada mediante resoluciones emitidas por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG). Cuyo objeto es buscar que los servicios de energía eléctrica se presten de manera competitiva, logrando la mayor cobertura al menor costo posible. Este documento, propone un modelo de confiabilidad basado en la norma internacional de gestión de riesgos ISO 31000, permitiendo a las compañías distribuidoras de energía considerar el riesgo dentro de la evaluación de confiabilidad, logrado implementar nuevas alternativas que traigan consigo una mejora para el análisis en la calidad del servicio, convirtiéndose en una herramienta de fácil aplicación para el cumplimiento de los niveles de calidad establecidos por el ente regulador.

Palabras Clave: Calidad del Servicio de Energía, Sistema de Distribución Local (SDL), Confiabilidad, International Organization for Standardization ISO 31000, Gestión de Riesgos-Principios y directrices.

Abstract

Currently the service quality in Local Distribution Systems (LDS) is defined and regulated through resolutions issued by the Commission for the Regulation of Energy and Gas (CREG), its aim is to seek that the services of electrical energy are provided in a competitive manner, achieving the highest level of coverage at the lowest possible cost. This document proposes a model of reliability based on the international standard for risk management, ISO 31000, allowing to the energy distribution companies consider the risk within the assessment of reliability, achieving to implement new alternatives that will bring about an improvement for the analysis in the service quality, becoming in a tool of easy application for the fulfillment of the quality levels established by the regulator body.

Keywords: Quality of energy service, Local Distribution System (SDL), reliability, International Organization for Standardization-ISO 31000, risk management, guiding principles.

¹ Ingeniero Eléctrico, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá D.C., Colombia. Contacto: andresmruedat@gmail.com

² Ingeniero Eléctrico, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá D.C., Colombia. Contacto: ibonilla@endesacolombia.com.co

³ Ingeniera en Distribución y Redes Eléctricas, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá D.C., Colombia. Contacto: ygarzonr@udistrital.edu.co

INTRODUCCIÓN

La calidad del servicio eléctrico se define como la capacidad del sistema para proporcionar dentro de los límites establecidos un suministro aceptable. Hoy en día, para mejorar la calidad del servicio, las compañías de distribución pueden realizar inversiones y/o ajustes en la operación. Sin embargo, para seleccionar la mejor alternativa es necesario tener en cuenta el marco regulatorio definido por el gobierno de cada país.

Actualmente, empresas del sector eléctrico adoptan modelos en confiabilidad que permitan evaluar la calidad del servicio ofrecido, facilitando la toma de decisiones en busca de mejores resultados dando cumplimiento con lo establecido por el ente regulador.

Bajo este contexto, se crea un modelo de confiabilidad utilizando herramientas en gestión de riesgo que permiten identificar aquellos tramos que más intervienen en la calidad del servicio, logrando no solo gestionar los riesgos del sistema a partir del impacto o probabilidad de fallas, sino que a partir del control de estas variables se logra identificar los parámetros que más influyen dentro de la confiabilidad del sistema de distribución.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La creciente demanda de energía eléctrica y la búsqueda de una mayor rentabilidad de los sistemas eléctricos, hacen necesario disponer de modelos que simulen de manera precisa el comportamiento de sus elementos. Sin embargo, la planificación óptima del sistema resulta una difícil labor debido al gran tamaño de los circuitos y a la gran variedad de equipos que componen el sistema [3].

Algunos aspectos que influyen en el análisis, evaluación y toma de decisiones al interior de la organización que afectan la calidad del servicio y en particular la continuidad de suministro de electricidad tiene asociado el recurso económico, esto hace que muchas empresas del sector inviertan su capital

sólo donde y cuando se necesite [2][3], otra problemática que se presenta para la aplicación de la confiabilidad es en torno a la indisponibilidad de sistema de información confiables, de fácil análisis y procesamiento [5] y ausencia de análisis de sensibilidad mediante modelos que permiten hacer un análisis más profundo, identificando variables que afectan directa o indirectamente la calidad del servicio permitiendo analizar tendencias y comportamientos ante variaciones de algunos de los parámetros.

METODOLOGÍA

Se enlistan a continuación una serie de pasos que se consideran importantes al momento de plantear un modelo de confiabilidad basado en la norma de riesgo ISO 31000.

Valoración de confiabilidad

La evaluación de confiabilidad en los sistemas de distribución de energía, permite valorar la severidad de las fallas del sistema, hacer un análisis y formular a futuro una predicción en calidad [6].

Para determinar los parámetros básicos empleados en la evaluación de la confiabilidad, para cada tramo o punto de carga se emplean las ecuaciones (1), (2) y (3) según [5] y [7].

$$\lambda_{(i)} = \sum_i^j \lambda_{ij} \quad (1)$$

$$U_{(i)} = \sum_i^j \lambda_{ij} \times r_{(i)} \quad (2)$$

$$r_{(i)} = \frac{U_{(i)}}{\lambda_{(i)}} \quad (3)$$

Donde $\lambda_{(i)}$ es la tasa de fallas del tramo i , i representa el tramo o punto de carga en evaluación, j es el número de tramos del circuito, λ_{ij} es la tasa de fallas percibida por el tramo (i) debido a las fallas del tramo (j), $U_{(i)}$ es el tiempo de indisponibilidad del tramo i , $r_{(i)}$ es el tiempo medio de reparación del tramo i . Este último se encuentra en función de los tiempos de conocimiento (T_c), localización

(**Tl**), maniobras (**Tm**), reparación (**Tr**) y normalización (**Tn**). Tomado de [5] y [7].

Una vez determinados los 3 parámetros básicos empleados para la evaluación de la confiabilidad λ, r, U , se calculan los indicadores de confiabilidad establecidos en la norma IEEE 1366, los cuales se obtienen mediante las ecuaciones (4), (5), (6) y (7).

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

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

$$CAIDI = \frac{\sum U_i * N_i}{\sum \lambda_i * N_i} \quad (6)$$

$$ENS = \sum La_{(i)} * U_i \quad (7)$$

Donde **N** es el número de clientes, **N_i** el número de clientes conectados al punto de carga (i) y **La** es la carga media anual del tramo (i). Los indicadores de calidad percibidos por cada tramo o grupo de clientes representan la salida del modelo de confiabilidad, estas salidas permiten facilitar la toma de decisiones para evaluar la calidad del servicio.

Modelo propuesto

Tomando como base el estudio en [3], se propone un modelo de confiabilidad basado en riesgo,

apropiando diversas técnicas de confiabilidad como el modelo propuesto por Roy Billinton [7], teniendo en cuenta el uso de nuevas tecnologías de operación y tipo de control de equipos instalados sobre el sistema de distribución.

El modelo existente [3], se actualiza y optimiza implementando nuevas técnicas de estudio a través del uso de herramientas de evaluación de riesgo (ISO 31000) [1] permitiendo a las compañías de distribución tomar decisiones considerando el riesgo dentro de la evaluación de confiabilidad, analizando tendencias y comportamientos del sistema ante variaciones de los parámetros de tasa de fallas, disponibilidad de equipos telecontrolados, actuación de las protecciones y disponibilidad de suplencia.

Matriz de Estados

Los estados representan las operaciones que se realizan al ocurrir un evento no programado ejecutado por el centro de control de cada empresa.

En la Tabla 1, se determinan los posibles estados que describen el comportamiento de cada uno de los tramos en presencia de una falla.

Cada estado va a depender de los equipos de corte y maniobra instalados en la cabecera de cada tramo.

Tabla 1. Estados por tramo

Estado		Descripción
N	Normal	Un tramo es normal, cuando su operación no se ve afectada por una falla en otro tramo.
R	Restablecible	Será restablecible manual (RM) ó automático (RA) cuando el tramo afectado puede volver a la normalidad antes de reparar el tramo en falla mediante la operación manual ó automática del elemento del tramo en el que existe el problema.
T	Transferible	Será transferible manual (TM)ó automático (TA) cuando exista la posibilidad de suplencia antes de realizar la reparación del tramo en falla mediante maniobra manual ó automática de la suplencia.
I	Intransferible	Son tramos intransferibles aquellos que sufren la falla, por consiguiente no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras de suplencia.
J	Irrestablecible	El tramo se define como irrestablecible, cuando una falla en otro tramo lo deja por fuera de servicio, ya que no es posible darle suplencia.

Fuente. [3]

Tiempos de Interrupción por Estado

Los tiempos de interrupción dependen de las características propias del sistema. Cada estado representa diferencias de tiempo para cada uno de los tramos, aumentando o reduciendo los tiempos de atención de incidencias. En la Tabla 2. Se relacionan los tiempos de interrupción por estado.

Tabla 2. Tiempo de interrupción por estado

Estado	Tiempos de Interrupción	
	Manual (RM)-(TM)	Automático(RA)- (TA)
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	$T_c + T_l + T_r$	$T_c + T_l + T_r$

Fuente. [3]

Dónde: **T_c** es el tiempo de conocimiento de una falla, **T_l** el tiempo de localización de la falla, **T_m** el tiempo utilizado de maniobra, **T_r** el tiempo de reparación, **T_n** el tiempo de restablecimiento de la configuración original del circuito y **T_a** el tiempo de automatización de los equipos programados.

Los tiempos de interrupción de los estados R y T se diferencian del tipo de dispositivo manual ó automático instalado en la cabecera de cada uno de los tramos.

Gestión de Riesgo

El nuevo modelo implementa nuevas técnicas de estudio a través del uso de herramientas de evaluación de riesgo establecidas en la norma internacional ISO 31000. Para el análisis de riesgo se implementa la matriz de impacto y probabilidad descrita en la norma; permitiendo comparar tendencias y comportamientos del sistema ante variaciones de algunos de los parámetros del sistema.

Muchos eventos de riesgo pueden tener una serie de resultados con diferentes probabilidades asociadas. En la Figura. 1 se clasifican los riesgos

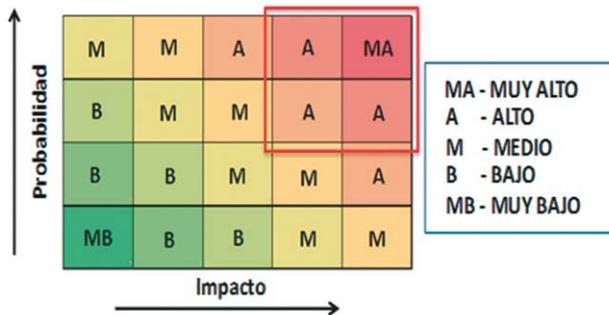


Figura. 1. Matriz de Impacto y Probabilidad

Fuente: Elaboración propia.

por niveles, desde el más bajo hasta el más alto con el fin de ubicar los resultados más relevantes. De esta manera, la matriz ayuda a tomar decisiones con mayor certeza.

Efecto de las variables en confiabilidad

El modelo propuesto en gestión de riesgo, contempla variables que afectan directamente la calidad del servicio, y que están implícitas en los cálculos de confiabilidad. A continuación se describen las variables contempladas en el nuevo modelo.

Equipos con Teleseñal

Estos equipos permiten optimizar los tiempos de localización de fallas, ya que identifican el momento en el que se presenta una falla, reduciendo los tiempos de conocimiento y localización de la misma. El tiempo de conocimiento T_c está dado por la ecuación (8).

$$T_c = (T'_c \times \alpha) \tag{8}$$

$$\alpha = 1; \alpha = 0$$

$$T_c = 1, 2, 3, 4, \dots \text{ Horas}$$

Donde T_c es el tiempo medio de conocimiento de una falla y α será el coeficiente que dependerá de las particularidades del equipo. Cero (0) si el equipo cuenta con teleseñal y uno (1) para los demás casos.

Estos equipos determinan la zona en la que ocurrió una falla y los tramos asociados a esta zona permiten determinar los tiempos de respuesta mediante la ecuación (9).

$$\zeta_i = \sum \frac{1}{2} \frac{l_i}{V_{loc}} \quad (9)$$

Donde ζ_i es el tiempo de la zona i con teleseñal, l_i es la longitud de los tramos asociados a la zona i y V_{loc} será la velocidad del móvil para la localizar el tramo en falla. El tiempo de localización por zona (T_{Li}) no solo va a depender de los tiempos de las zonas con teleseñal, sino también dependerá del tiempo de recorrido del tramo en falla cuyo cálculo se define mediante las ecuaciones (10) y (11).

$$T_{Li} = \zeta_i + \frac{1}{2} T_{recj} \quad (10)$$

$$T_{recj} = \frac{1}{2} \frac{l_j}{V_{rec}} \quad (11)$$

Donde T_{recj} es el tiempo de recorrido del tramo en falla, l_j es la longitud del tramo en falla y V_{rec} será la velocidad del móvil para recorrer y despejar el tramo en falla.

Efectividad del Telecontrol

Esta variable incide directamente sobre los tiempos de conocimiento y maniobra; ya que aísla o restablece el servicio de manera remota (aperturas y cierres), así como brindar suplencias en aquellos tramos en los que es posible restablecer el servicio. Teniendo en cuenta los estados por tramo, restablecible "R" y transferible "T" mostrados en la (Tabla 2), se calcula la efectividad del telecontrol Ef_{tcl} mediante la ecuación (12).

$$Ef_{tcl} = \delta Ta_{(R-T)} + (1 - \delta) Tm_{(R-T)} \quad (12)$$

$$0 \leq \delta \leq 1$$

Donde δ es la probabilidad de efectividad de maniobra del telecontrol, $Ta_{(R-T)}$ es el tiempo de automatización del telecontrol para los estados R ó T y $Tm_{(R-T)}$ es el tiempo de maniobra para los estados

R ó T. Si la probabilidad de efectividad de maniobra del telecontrol es igual a 0, la efectividad del telecontrol será igual al tiempo de maniobra (Tm) del estado en el que se encuentre el tramo.

Disponibilidad de Suplencia

En algunos casos se encuentra sujeta a restricciones de carga, que se evalúan mediante la ecuación (13).

$$D = \theta T_{(A-M)} + (1 - \theta) T_{(r)} \quad (13)$$

$$0 \leq \theta \leq 1$$

Donde D_{sup} es la disponibilidad de suplencia, $T_{(A-M)}$ es el valor del estado "T" ya sea manual ó automático descritos en los tiempos de interrupción por estado. θ es la probabilidad de transferencia y $T_{(r)}$ son los tiempos de reparación por tramo a razón de la probabilidad (real ó promedio $i-j$).

Probabilidad de Operación en los Equipos de Protección.

La coordinación de protecciones permite aislar un tramo en falla sin afectar el servicio en todo el circuito. El estado "N" se ve afectado por el parámetro de tasa de fallas (λ) como se muestra en la ecuación (14).

$$N = (1 - \gamma) \lambda \quad (14)$$

$$0 \leq \gamma \leq 1$$

Donde N es el estado normal del tramo, γ es la probabilidad de falla en las protecciones y λ es la tasa de falla a razón de la probabilidad del impacto, la longitud y datos históricos.

Implementación del modelo

El modelo propuesto se implementa en un circuito de distribución X. La información insumo es el histórico de eventos ocurridos en los últimos 5 años y medio (5,5 años) de una empresa distribuidora de energía eléctrica. A continuación se describe paso a paso el análisis de la información recolectada.

Diagrama Unifilar

El diagrama unifilar hace referencia del trazado eléctrico. Este se elabora transponiendo la información técnica del circuito con el propósito de facilitar su análisis y posterior estudio. En la Figura 3. Los tramos se encuentran separados unos de otros por medio de elementos de protección y/o maniobra. Los elementos de protección y/o maniobra incluidos en este circuito son: interruptores, reconectadores (RC) y seccionadores (S). Cada uno tiene una forma de operación diferente permitiendo evaluar el comportamiento en cada tramo ante la presencia de una falla.

Gestión de la Información

En la Tabla 4 se presentan las características generales del circuito en estudio.

En la Tabla 5 se presentan los datos generales de los respectivos tramos que conforman el circuito.

Dentro de la totalidad de eventos relacionados en la Tabla 5 y de acuerdo a lo establecido en la regulación CREG 097 de 2008 [8], sólo se consideran aquellos que presentan afectación a clientes de intervalos superiores a tres minutos, distintos a trabajos programados y que involucren un elemento que genere falla.

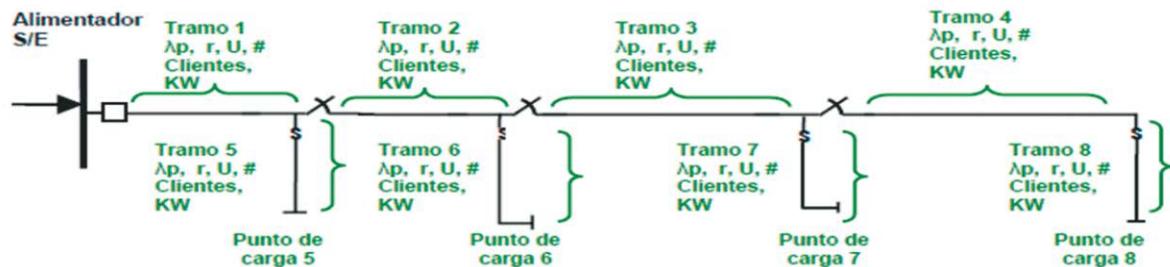


Figura. 3 Unifilar del Circuito

Fuente: (3)

Tabla 4. Información general del circuito

V nominal (kV)	11,4	Suplencias	2
Número de Clientes	1580	Demanda de Energía (MWh/Mes)	79,290
Longitud Total (Km)	193,534		

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 5. Información general del circuito por tramo

Tramo	Equipo	% Clientes	% Demanda	% Longitud
Tramo 0	Interruptor de Cabecera	0%	0,00%	1,08%
Tramo 1	Seccionador	7,4%	6,89%	1,35%
Tramo 2	Fusible	16,01%	10,57%	16,02%
Tramo 3	Interruptor	6,20%	18,80%	11,81%
Tramo 4	Interruptor	14,87%	5,59%	17,03%

Fuente: *Elaboración propia*

Una vez obtenida esta información, se calcula la tasa de fallas longitudinal del circuito teniendo en cuenta el número de fallas, el tiempo de análisis y la longitud del circuito. Para el caso de estudio se obtuvo un total de 618 fallas en un periodo de 5,5 años y una longitud total de 193,534 km, dando como resultado una tasa de fallas longitudinal de 0,58 fallas/año-km. En la Tabla 7. Se relaciona el cálculo de los parámetros básicos de confiabilidad por tramo durante este periodo de tiempo.

Adicionalmente se calcula el tiempo medio de reparación total del circuito a partir del promedio de todos los tiempos en los que se presentó afectación, para el caso este tiempo es de 10,83 horas/

falla. Una vez se obtiene la información técnica y general del circuito, se implementa a partir de esta información el nuevo modelo en gestión de riesgo propuesto, contemplando las variables en confiabilidad mencionadas en el numeral 3.3 para el cálculo de los indicadores de calidad, establecidos en la norma IEEE 1366, desde el punto de vista de impacto, probabilidad longitudinal y probabilidad real. En la Tabla 8 y 9 se relaciona el resultado del cálculo de los indicadores desde dos perspectivas (indicadores propios e indicadores externos).

En la Tabla 8 se observa que en promedio los clientes asociados al sistema perciben 1,64 fallas/año (SAIFI) a causa de la salida del Tramo 1,

Tabla 6. Total de eventos

Tipo de Incidente	Año						Total
	2009	2010	2011	2012	2013	1erSem. 2014	
Avería	54	37	26	28	110	74	329
Protecciones Intermedias	60	33	13	4	64	115	289

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 7. Parámetros básicos de confiabilidad

Tramo	Tasa de Falla Real (Fallas/Año)	Tasa de Fallas Longitud (Fallas/Año)	Tiempo Medio de Reparación (Horas/Falla)
Tramo 0	0,000	1,220	0,000
Tramo 1	1,636	1,521	32,739
Tramo 2	12,000	17,988	57,048
Tramo 3	6,364	13,260	30,326
Tramo 4	28,182	19,120	62,900

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 8. Indicadores propios

TRAMO	IMPACTO				PROBABILIDAD							
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	LONGITUD				REAL			
					SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS
Tramo 0	1,00	2,63	2,63	285	1,22	3,20	2,63	347	0,00	0,00	0,00	0
Tramo 1	1,00	3,76	3,76	411	1,52	5,73	3,76	625	1,64	8,82	5,39	944
Tramo 2	0,88	10,42	11,83	1161	15,85	187,47	11,83	20877	10,57	605,13	57,05	67164
Tramo 3	0,06	0,67	10,83	224	0,82	8,91	10,83	2974	0,39	11,97	30,33	3996
Tramo 4	0,35	3,82	10,83	317	6,75	73,13	10,83	6062	9,95	626,04	62,90	51897

Fuente: *Elaboración propia*

mientras que de la Tabla 9 se evidencia que en promedio los usuarios conectados al Tramo 1 perciben 0,12 fallas/año a causa de la salida de los demás tramos del sistema.

Análisis de Riesgo

Considerando los aspectos regulatorios [8], se plantea la matriz de impacto y probabilidad evaluando tendencias y comportamientos del sistema ante alguna variación de los parámetros.

En las Tabla 10 y 11 se muestra el análisis de la matriz tomando los valores porcentuales de los indicadores de calidad SAIFI, SAIDI y ENS vistos en las Tablas 8 y 9. La matriz clasifica los resultados, de forma descendente por niveles, como se ilustra en la Figura. 1, priorizando así los tramos que mayor impacto presentan sobre la calidad del servicio y los clientes que presentan mayor afectación.

De la Tabla 10, se concluye mediante la matriz de priorización, que la selección de los tramos 1, 2 y 4, afectan considerablemente la calidad del servicio teniendo en cuenta el impacto y la probabilidad de las fallas ocurridas. Estos tramos tienen un aporte del 92,96% de la totalidad de la calidad del circuito asegurando que solo la intervención de estos, traería consigo mejoras en la calidad del servicio

En la Tabla 11, se encuentra el nivel de calidad percibida desde los clientes, y se encuentra que del 94,96% de las afectaciones que se producen en el circuito a causa de los tramos 1, 2, y 4, los clientes más afectados se encuentran conectados al tramo 4 de los cuales el 76,19% es causado por la salida del tramo 2.

Adicionalmente, en la columna SELECCIÓN de la matriz de priorización, se observa que los

Tabla 9. Indicadores Externos

TRAMO	IMPACTO				PROBABILIDAD							
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	LONGITUD				REAL			
					SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS
Tramo 0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0
Tramo 1	0,15	0,97	6,53	99	0,20	1,42	7,01	146	0,12	3,97	32,74	407
Tramo 2	0,48	2,77	5,77	201	3,32	35,30	10,64	2565	2,18	110,47	50,59	8027
Tramo 3	0,25	1,75	7,04	583	2,11	22,58	10,71	7539	1,24	54,76	44,14	18282
Tramo 4	0,59	4,19	7,04	173	5,93	63,59	10,73	2634	6,22	366,26	58,89	15172

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 10. Tramos de mayor impacto en la calidad de servicio

TRAMO	INDICADORES PROPIOS									MATRIZ DE PRIORIZACIÓN [%]		
	IMPACTO [%]			PROBABILIDAD [%]						IMPACTO	PROBABILIDAD	SELECCIÓN
	SAIFI	SAIDI	ENS	LONGITUD			REAL					
SAIFI	SAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	ENS				
Tramo 0	23,7%	8,3%	8,1%	3,7%	0,9%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	11,3%	0,7%	● 0,45%
Tramo 1	23,7%	11,9%	11,6%	4,6%	1,6%	1,7%	5,4%	0,6%	0,6%	14,2%	1,9%	● 1,45%
Tramo 2	20,9%	32,9%	32,8%	48,1%	53,1%	55,3%	34,6%	38,0%	43,7%	30,5%	46,1%	● 76,19%
Tramo 3	1,5%	2,1%	6,3%	2,5%	2,5%	7,9%	1,3%	0,8%	2,6%	3,5%	2,9%	● 0,56%
Tramo 4	8,4%	12,1%	9,0%	20,5%	20,7%	16,1%	32,6%	39,4%	33,8%	10,3%	27,6%	● 15,32%

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla 11. Clientes con mala calidad de servicio

TRAMO	INDICADORES EXTERNOS									MATRIZ DE PRIORIZACIÓN [%]			
	IMPACTO [%]			PROBABILIDAD [%]						IMPACTO	PROBABILIDAD	SELECCIÓN	
				LONGITUD			REAL						
	SAIFI	SAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	ENS				
Tramo 0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,00%
Tramo 1	3,5%	3,1%	2,8%	0,6%	0,4%	0,4%	0,4%	0,2%	0,3%	3,1%	0,4%	0,11%	0,11%
Tramo 2	11,4%	8,8%	5,7%	10,1%	10,0%	6,8%	7,2%	7,0%	5,2%	8,2%	7,6%	6,15%	6,15%
Tramo 3	5,9%	5,5%	16,5%	6,4%	6,4%	20,0%	4,1%	3,4%	11,9%	9,4%	8,8%	8,16%	8,16%
Tramo 4	14,1%	13,2%	4,9%	18,0%	18,0%	7,0%	20,4%	23,1%	9,9%	10,5%	16,0%	16,46%	16,46%

Fuente: *Elaboración propia*

usuarios conectados al tramo 4 presentan la peor calidad de servicio con un 16.46%. Esto se debe a la cantidad de clientes conectados y su demanda.

CONCLUSIONES

Se desarrolla un modelo de confiabilidad que mediante el uso de herramientas en gestión de riesgo no solo permite identificar el estado actual del sistema si no también brindar opciones de mejora mediante el análisis de sensibilidad de las variables que más afectan la calidad del servicio.

La implementación de la matriz de riesgos (impacto/probabilidad), permite identificar y jerarquizar aquellos tramos que generan mayor impacto en la calidad del servicio, así como también identificar aquellos usuarios que más se ven afectados a causa de estos tramos.

Los sistemas de distribución deben implementar nuevas tecnologías utilizando dispositivos electrónicos que permitan brindar mejores soluciones al sistema, reduciendo los tiempos de conocimiento de una falla permitiendo brindar mejor calidad de servicio a los usuarios.

La calidad de servicio eléctrico juega un papel fundamental en el desarrollo de las actividades cotidianas, por lo tanto, cualquier contribución o aporte en esta área de conocimiento, infunde beneficios no solo para las compañías distribuidoras sino también para la comunidad en general.

El nuevo modelo en confiabilidad no solo permite calcular los indicadores de calidad del servicio, si no también logra identificar aquellos tramos que traen consigo los más altos índices de calidad de servicio y por ende reconocer los usuarios “peor servidos” en todo el sistema.

FINANCIAMIENTO:

Universidad Distrital Francisco José de Caldas

REFERENCIAS

- International Standard Organization, “Risk management – Risk assessment techniques,” ISO 31000- 2009.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers-IEEE Std. 1366–2012. “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”.
- Bonilla Vargas F., I. Duarte Rico L., “Criterios de Planificación para Mejorar la Confiabilidad del Servicio en las Redes Eléctricas de Distribución Radiales de Bogotá y Cundinamarca” Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, Colombia, 2013.
- Castro Mesa F., “Modelo Óptimo de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para Redes de Distribución de Energía” Tesis de Grado, Dept. Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2002.

- Rojas Orbes A., *“Mejoramiento de la Gestión de la Calidad del Servicio en la Distribución de Energía Eléctrica Aplicando el Concepto de la Confiabilidad en el Suministro,”* Tesis Maestría, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, (2008).
- Ramírez Castaño S, Cano Plata E. A., *“Confiabilidad en Sistemas de Distribución,”* Calidad del Servicio de Energía, 1ra Edición. Manizales, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, (2003).
- Billinton, R, Allan N, “Distribution systems Basic techniques and radial networks” en “Reliability Evaluation of Power Systems” Ed. Plenum. N.Y. and London (1990).
- República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas, *“Calidad del Servicio”* Resolución 097, (2008).
- Arriagada MassG., *“Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución,”* Tesis Maestría, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, (1994).
- Castro G.M., “El Nuevo Estándar ISO par la Gestión del Riesgo,” Surlatina Consultores, (2010).

