



UNIVERSIDAD DE CUENCA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

**EVALUACIÓN INVERSA DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**

**Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Ingeniero
Eléctrico**

Modalidad: Artículo Académico

Autores:

Milton Patricio Agudo Guiracocha

CI: 0106445497

patricio.agudo95@gmail.com

Marcelo Sebastián Tenesaca Caldas

CI: 0105916563

marcelotenesacac@gmail.com

Director:

Ing. Santiago Patricio Torres Contreras, PhD.

CI: 0102448958

Tutor:

MSc. Sergio Patricio Zambrano Asanza

CI: 0703328302

Cuenca, Ecuador

29 de octubre de 2021



Resumen:

La evaluación de confiabilidad generalmente se aborda encontrando los índices de confiabilidad, a partir de los parámetros de confiabilidad de los componentes que conforman el sistema eléctrico. En este artículo se aborda el problema de forma inversa, encontrando los parámetros desconocidos a partir de los índices del sistema, a eso se le denomina problema IRE (Inverse Reliability Evaluation). El modelo del problema IRE se formula y resuelve mediante un sistema de ecuaciones no lineales. Se agrega granularidad al problema realizando la división de los alimentadores en zonas de confiabilidad usando un registro de interrupciones de servicio. Para ello se ha implementado un algoritmo en Python, con la ayuda del software DIgSILENT PowerFactory. Con la finalidad de verificar la efectividad del modelo y el método de solución, estos se implementan en 3 subestaciones de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.

Palabras claves: Confiabilidad. Evaluación inversa. Índices de confiabilidad. Parámetros de confiabilidad. Zonas.



Abstract:

Generally, the reliability evaluation is approached by finding the reliability indices, from the reliability parameters of the components that make up the electrical system. This article addresses the problem in reverse, finding the unknown parameters from the system indexes, this is called the IRE (Inverse Reliability Evaluation) problem. The IRE problem model is formulated and solved using a system of non-linear equations. Granularity is added to the problem by dividing the feeders into reliability zones using an outage log. For this, an algorithm has been implemented in Python, with the help of the DlgSILENT PowerFactory software. In order to verify the effectiveness of the model and the solution method, these are implemented in 3 substations of the Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.

Keywords: Reliability. Inverse evaluation. Reliability indices. Reliability parameters. Zones.



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Milton Patricio Agudo Guiracocho, en calidad de autor/a y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "EVALUACIÓN INVERSA DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 29 de octubre del 2021

Milton Patricio Agudo Guiracocho

C.I: 0106445497



Cláusula de Propiedad Intelectual

Milton Patricio Agudo Guiracocho, autor del trabajo de titulación “EVALUACIÓN INVERSA DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 29 de octubre del 2021

Milton Patricio Agudo Guiracocho

C.I: 0106445497



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Marcelo Sebastián Tenesaca Caldas, en calidad de autor/a y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “EVALUACIÓN INVERSA DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 29 de octubre de 2021

Marcelo Sebastián Tenesaca Caldas

C.I: 0105916563



Cláusula de Propiedad Intelectual

Marcelo Sebastián Tenesaca Caldas, autor del trabajo de titulación "EVALUACIÓN INVERSA DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 29 de octubre de 2021

Marcelo Sebastián Tenesaca Caldas

C.I: 0105916563



**ESTE TRABAJO DE TITULACIÓN HA SIDO DESARROLLADO DENTRO DEL
CONVENIO MARCO ENTRE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA Y LA EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**

Los autores agradecen al departamento de planificación de la Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A. por la información y los conocimientos aportados durante el desarrollo de este trabajo de titulación.



I. INTRODUCCIÓN

El sistema de distribución es una parte importante del sistema eléctrico de potencia (SEP), ya que es el encargado de suministrar la energía desde la subestación de distribución hasta los consumidores finales. La confiabilidad de este sistema debe estar garantizada a niveles razonables, ya que existen diversos tipos de cargas o procesos industriales que son sensibles a los cortes de energía, y esto puede traer consecuencias tanto sociales como económicas. Es por ello la importancia de un adecuado estudio de confiabilidad, que permita mejorar los índices de confiabilidad del sistema, reduciendo la frecuencia y duración de las interrupciones [1], [2].

Un sistema de distribución se dice que es confiable cuando tiene la capacidad de suministrar energía de forma ininterrumpida [3]. Sin embargo, esto no ocurre en la práctica ya que en toda empresa de distribución de energía existen diversas fuentes de interrupciones, que son clasificadas en interrupciones programadas y no programadas [4]. También, hay que tener en cuenta que las fallas en el sistema de distribución son las que tienen una mayor frecuencia comparadas con las que ocurren en el sistema de generación y transmisión. De acuerdo a [1],[5], cerca del 80% de las interrupciones que producen la pérdida de servicio eléctrico ocurren debido a fallas en el sistema de distribución, por lo que son las que tienen un mayor impacto en la confiabilidad de los clientes, siendo el principal enfoque de mejora de las empresas de servicios públicos que buscan una mejor calidad de servicio para el consumidor final.

La evaluación de confiabilidad en los sistemas de distribución, tiene como objeto derivar medidas, criterios e índices adecuados de desempeño confiable [6], maximizando así la confiabilidad de los usuarios de la empresa proveedora de energía. Una vez se haya identificado y analizado la raíz de las interrupciones, se plantean técnicas de mitigación que se pueden clasificar en dos categorías: eléctricas y no eléctricas [7]. La eficiencia y el impacto de estas técnicas pueden ser analizadas de manera cuantitativa por la evaluación de la confiabilidad [8].

Múltiples estudios sobre la evaluación de la confiabilidad del sistema de distribución de energía, se basan en el uso del índice de duración promedio de las interrupciones del sistema (SAIDI) y el índice de frecuencia promedio de las interrupciones del sistema (SAIFI) [1], [5], [9], [10]. Estos trabajos describen que ambos son índices que pueden determinar si el sistema tiene o no un adecuado nivel de confiabilidad, ya que aportan la mayor parte de información del estado del sistema, dado que a partir de una combinación lineal de SAIFI y SAIDI se puede obtener el resto de índices, a excepción de la energía no suministrada que no será objeto de estudio del presente artículo. Así, este estudio se enfocará en el uso de estos dos índices.

Comúnmente la evaluación de confiabilidad de un SEP implica encontrar los índices de confiabilidad partiendo de parámetros conocidos de los componentes, en este caso se abordará este problema de evaluación de forma inversa, el cual consiste en utilizar los índices del sistema para obtener los parámetros de confiabilidad de un componente, este problema se lo conoce como: Evaluación Inversa de la Confiabilidad (IRE Inverse Reliability Evaluation). Este ha sido abordado en [11] en un sistema compuesto por generación y transmisión, en el cual se formulan ecuaciones no lineales de intervalo, y para su solución se desarrolla un algoritmo de operador Krawczyk modificado basado en un esquema de eliminación de bisección por intervalos. Por otro lado, en [12] se analiza un sistema de distribución, en el cual el problema se aborda como un sistema de ecuaciones no lineales, en el que se tiene infinitas soluciones, por lo que para resolver este problema se asumen los tiempos de reparación como conocidos, dando paso a un sistema de solución única.

En este artículo se modela el problema IRE para el análisis de los alimentadores de un sistema de distribución, estos alimentadores se dividen en zonas en base a los dispositivos de protección que se tengan disponibles en la red. Los dispositivos de protección ayudan a determinar los límites de las zonas formadas, ya que estos definen el rango de efecto que tendrá una falla [13]. La solución planteada para el problema IRE permite obtener los parámetros de confiabilidad de los elementos de cada zona.

Para la evaluación del problema IRE en las zonas definidas, se desarrolla un algoritmo que se basa en el aprendizaje del comportamiento de la red a través de una regresión multivariable, de la cual se obtiene un sistema de ecuaciones que describen el comportamiento de la confiabilidad de cada zona del alimentador. Para esto se hace uso del lenguaje de programación “Python” y el software “DIGSILENT PowerFactory” [13]. La solución del sistema de ecuaciones, junto con una evaluación de los resultados, permite obtener valores óptimos de los parámetros de confiabilidad.

II. EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

La evaluación de confiabilidad en los sistemas de distribución tiene como objetivo maximizar la confiabilidad de los usuarios de la empresa proveedora de energía, aplicando técnicas de mitigación una vez se haya identificado y analizado la raíz de las interrupciones, estas técnicas se pueden clasificar en dos categorías: eléctricas y no eléctricas [7]. Las eléctricas hacen referencia, a la adición de dispositivos de protección (reconectores y fusibles), dispositivos de conmutación (interruptores manuales y automáticos) y reconfiguración de la red, los cuales tienen un impacto directo sobre sistema de distribución. Por otro lado, las técnicas de mitigación no eléctricas incluyen: manejo de la vegetación, instalación de pararrayos y protectores de animales en los equipos, los cuales no afectan el modelo de distribución.

Los parámetros de confiabilidad que se utilizan para la evaluación de un sistema de distribución son la tasa promedio de falla (λ) y el tiempo de reparación (r) [14]. A partir de estos parámetros se pueden calcular una amplia gama de índices de confiabilidad. Los principales índices utilizados en los sistemas de distribución para representar estos valores son (SAIFI) y (SAIDI)[1], [5], [9], [10]. Para una evaluación de confiabilidad más precisa las empresas de servicios públicos poseen un registro histórico de interrupciones que recolectan a través de los años, estos son de gran utilidad ya que permite crear un modelo de confiabilidad con resultados más representativos del sistema de distribución. Los datos de interrupciones registradas generalmente se clasifican por evento, causa, duración, localización, clientes afectados, numero de equipo, etc. Estos datos se aplican al modelo de distribución en forma de λ y r , que pueden ser usados en un conjunto de equipos o elementos de forma individual. En cualquier caso, un modelo que contiene de λ y r debe calibrarse para proporcionar índices de confiabilidad realistas en su configuración base [7].

III. DESCRIPCIÓN DEL MODELO PARA LA EVALUACIÓN INVERSA DE CONFIABILIDAD EN ZONAS.

En este artículo se determinan los parámetros de confiabilidad desconocidos de los componentes, a partir de los índices del sistema, esto se define como problema IRE [12]. Los componentes a evaluar en el modelo presentado, son las líneas aéreas y subterráneas del sistema de distribución de media tensión.

Para abordar este tema, se parte de índices de confiabilidad orientados al consumidor, centrándose así únicamente en los índices SAIFI y SAIDI, los cuales se expresan en las ecuaciones (1) y (2) definidas en [5] [16].

$$SAIFI = \left(\sum_{i=1}^{N_{LP}} N_i \lambda_i \right) \left(\sum_{i=1}^{N_{LP}} N_i \right)^{-1} \quad (1)$$

$$SAIDI = \left(\sum_{i=1}^{N_{LP}} N_i \lambda_i r_i \right) \left(\sum_{i=1}^{N_{LP}} N_i \right)^{-1} \quad (2)$$

donde N_i representa el número de clientes en el punto de carga i , N_{LP} es el número de puntos de carga, λ_i y r_i representa tasa de falla y el tiempo de reparación en el punto de carga i respectivamente.

En las ecuaciones (1) y (2), se observa que SAIFI es función de las tasas de falla y SAIDI es función de las tasas de falla y tiempos de reparación, por ende, estos vendrían a ser los parámetros de confiabilidad desconocidos en el modelo presentado, obteniendo así, una ecuación de SAIFI y SAIDI para cada zona definida. Dado que los índices de cada zona son función de los parámetros de confiabilidad de todas las zonas

que conforman un alimentador, a partir de [12], las ecuaciones quedan representadas de la siguiente manera:

$$SAIFI_j = \sum_{i=1}^{NZ} [(a_{j,z_i} * \lambda_{A_{z_i}}) + (b_{j,z_i} * \lambda_{S_{z_i}})] \quad (3)$$

$$= f(\lambda_{A_{z_i}}, \lambda_{S_{z_i}})$$

$$SAIDI_j = \sum_{i=1}^{NZ} [(c_{j,z_i} * \lambda_{A_{z_i}} * r_{A_{z_i}}) + (d_{j,z_i} * \lambda_{S_{z_i}} * r_{S_{z_i}})] \quad (4)$$

$$= f(\lambda_{A_{z_i}}, r_{A_{z_i}}, \lambda_{S_{z_i}}, r_{S_{z_i}})$$

donde $SAIFI_j$ y $SAIDI_j$ son los índices objetivos de la zona j , $\lambda_{A_{z_i}}$ es la tasa de falla aérea, $\lambda_{S_{z_i}}$ es la tasa de falla subterránea, $r_{A_{z_i}}$ es el tiempo de reparación aéreo, $r_{S_{z_i}}$ es el tiempo de reparación subterráneo, a_{j,z_i} y b_{j,z_i} son constantes, de cada zona i , que definen el comportamiento de $SAIFI_j$, $c_{j,i}$ y $d_{j,i}$ son constantes, de cada zona i , que definen el comportamiento de $SAIDI_j$ y NZ es el numero total de zonas del alimentador.

Se debe recalcar que cada ecuación de una zona j ($SAIFI_j$ y $SAIDI_j$), es función de los parámetros ($\lambda_{A_{z_i}}, r_{A_{z_i}}, \lambda_{S_{z_i}}, r_{S_{z_i}}$) de todas las zonas.

A partir de las ecuaciones (3) y (4) para cada zona del alimentador, se obtiene dos sistemas de ecuaciones. En (5) se presenta un sistema de ecuaciones lineales que definen SAIFI y en (6) un sistema no lineal que definen SAIDI.

$$\begin{cases} f_1(\lambda_{A_{z_1}}, \lambda_{S_{z_1}}, \lambda_{A_{z_2}}, \lambda_{S_{z_2}}, \dots, \lambda_{A_{z_i}}, \lambda_{S_{z_i}}) \\ \quad - SAIFI_{z_1} = 0 \\ f_2(\lambda_{A_{z_1}}, \lambda_{S_{z_1}}, \lambda_{A_{z_2}}, \lambda_{S_{z_2}}, \dots, \lambda_{A_{z_i}}, \lambda_{S_{z_i}}) \\ \quad - SAIFI_{z_2} = 0 \\ \quad \vdots \\ f_j(\lambda_{A_{z_1}}, \lambda_{S_{z_1}}, \lambda_{A_{z_2}}, \lambda_{S_{z_2}}, \dots, \lambda_{A_{z_i}}, \lambda_{S_{z_i}}) \\ \quad - SAIFI_{z_j} = 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} f_1(\lambda_{A_{z_1}}, \lambda_{S_{z_1}}, r_{A_{z_1}}, r_{S_{z_1}}, \dots, \lambda_{A_{z_i}}, \lambda_{S_{z_i}}, r_{A_{z_i}}, r_{S_{z_i}}) \\ \quad - SAIDI_{z_1} = 0 \\ f_2(\lambda_{A_{z_1}}, \lambda_{S_{z_1}}, r_{A_{z_1}}, r_{S_{z_1}}, \dots, \lambda_{A_{z_i}}, \lambda_{S_{z_i}}, r_{A_{z_i}}, r_{S_{z_i}}) \\ \quad - SAIDI_{z_2} = 0 \\ \quad \vdots \\ f_j(\lambda_{A_{z_1}}, \lambda_{S_{z_1}}, r_{A_{z_1}}, r_{S_{z_1}}, \dots, \lambda_{A_{z_i}}, \lambda_{S_{z_i}}, r_{A_{z_i}}, r_{S_{z_i}}) \\ \quad - SAIDI_{z_j} = 0 \end{cases} \quad (6)$$

Los sistemas (5) y (6), son sistemas de n ecuaciones por $2n$ incógnitas, por lo que no tienen solución. Es por ello que, a partir de datos basados en literatura especializada en la confiabilidad de los sistemas de distribución [1]–[3], [5], [16], [17], se sabe que las tasas de falla aéreas son mayores a las subterráneas, mientras que la relación entre los tiempos de reparación es inversa. Esto, junto con los registros históricos de



la Centro Sur C.A. permite relacionar dichas variables, definiendo un rango aceptable, tal que:

$$\lambda_{A_{Z_i}} = k * \lambda_{S_{Z_i}} \quad (7)$$

$$r_{S_{Z_i}} = k * r_{A_{Z_i}} \quad (8)$$

donde k ($1.5 \leq k \leq 2.5$) representa la relación entre las tasas de fallas aéreas y subterráneas, al igual que en los tiempos de reparación. Dada la relación de (7) y (8), se iguala el número de ecuaciones al número de incógnitas de los sistemas (5) y (6), dando paso a un sistema con solución.

Por lo tanto, el sistema lineal en (5) puede ser resuelto por cualquier método, obteniendo así $\lambda_{A_{Z_i}}$ y $\lambda_{S_{Z_i}}$ que llevan al SAIFI_{Zj} objetivo planteado para cada zona. Una vez determinadas las tasas de falla $\lambda_{A_{Z_i}}$ y $\lambda_{S_{Z_i}}$ estas se mantienen constantes en la calibración de los SAIDI_{Zj} objetivos, dando paso a un sistema de ecuaciones lineales en (6), el cual al ser resuelto permite obtener $r_{A_{Z_i}}$ y $r_{S_{Z_i}}$.

IV. MÉTODO DE SOLUCIÓN

Como se mencionó en la Sección III. el comportamiento de los índices de una zona, está en función de los parámetros de todas las zonas del alimentador, a partir de esto los sistemas planteados en (5) y (6) relacionan el comportamiento de una variable dependiente (SAIFI_j y SAIDI_j), con un conjunto de variables independientes ($\lambda_{A_{Z_i}}$, $r_{A_{Z_i}}$, $\lambda_{S_{Z_i}}$, $r_{S_{Z_i}}$). La solución planteada hace uso de una regresión lineal múltiple la cual permite modelar la relación entre una variable dependiente y más de una variable independiente. Las ecuaciones (9) y (10) representan el modelo de regresión lineal múltiple de SAIFI y SAIDI para cada zona, respectivamente.

$$SAIFI_j = \beta_{0,j} + (\beta_{1,j} * \lambda_{A_{Z_i}} + \beta_{2,j} * \lambda_{S_{Z_i}}) + \dots + (\beta_{2*i-1,j} * \lambda_{A_{Z_i}} + \beta_{2*i,j} * \lambda_{S_{Z_i}}) \quad (9)$$

$$SAIDI_j = \theta_{0,j} + (\theta_{1,j} * r_{A_{Z_i}} * \lambda_{A_{Z_i}} + \theta_{2,j} * r_{S_{Z_i}} * \lambda_{S_{Z_i}}) + \dots + (\theta_{2*i-1,j} * r_{A_{Z_i}} * \lambda_{A_{Z_i}} + \theta_{2*i,j} * r_{S_{Z_i}} * \lambda_{S_{Z_i}}) \quad (10)$$

donde $\beta_{0,j}, \beta_{1,j}, \beta_{2,j}, \dots, \beta_{2*i,j}$ son coeficientes desconocidos de SAIFI_j, $\theta_{0,j}, \theta_{1,j}, \theta_{2,j}, \dots, \theta_{2*i,j}$ son coeficientes desconocidos de SAIDI_j, las variables ($\lambda_{A_{Z_i}}, r_{A_{Z_i}}, \lambda_{S_{Z_i}}, r_{S_{Z_i}}$) representan las variables independientes de la zona j, SAIFI_j y SAIDI_j representan las variables dependientes de la zona j.

Para la implementación de la regresión multivariable se hace uso de librería abierta scikit-learn [18] de “Python”, a partir de un conjunto de muestras obtenidas a través del módulo de confiabilidad del software “DIGSILENT”, lo que permite

obtener las ecuaciones (9) y (10) de cada zona. Esto se expresa de forma matricial en (11) y (15)

$$SAIFI_{Z_j} = \lambda_{Z_j} \cdot \beta_j \quad (11)$$

donde SAIFI_{Zj} es la matriz de variables independientes de todas las muestras, para una zona j, λ_{Z_j} es la matriz de tasas de falla de muestra, para una zona j, β_j es la matriz de los coeficientes desconocidos de la zona j.

$$\lambda_{Z_j} = \begin{pmatrix} 1 & \lambda_{A_{Z_{1,1}}} & \lambda_{S_{Z_{1,1}}} & \dots & \lambda_{A_{Z_{i,1}}} & \lambda_{S_{Z_{i,1}}} \\ 1 & \lambda_{A_{Z_{1,2}}} & \lambda_{S_{Z_{1,2}}} & \dots & \lambda_{A_{Z_{i,2}}} & \lambda_{S_{Z_{i,2}}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 1 & \lambda_{A_{Z_{1,m}}} & \lambda_{S_{Z_{1,m}}} & \dots & \lambda_{A_{Z_{i,m}}} & \lambda_{S_{Z_{i,m}}} \end{pmatrix} \quad (12)$$

$$SAIFI_{Z_j} = \begin{pmatrix} SAIFI_{1,j} \\ SAIFI_{2,j} \\ \vdots \\ SAIFI_{m,j} \end{pmatrix} \quad (13)$$

$$\beta_j = \begin{pmatrix} \beta_{0,j} \\ \beta_{1,j} \\ \beta_{2,j} \\ \vdots \\ \beta_{(2*i-1),j} \\ \beta_{(2*i),j} \end{pmatrix} \quad (14)$$

donde i es el número de zonas relacionadas con la zona j. $\lambda_{A_{Z_{i,m}}}$ y $\lambda_{S_{Z_{i,m}}}$, son las tasas de fallas aérea y subterránea de la zona i para una muestra m , respectivamente. SAIFI_{m,j} es el índice de la muestra m para una zona j.

Una vez determinado $\lambda_{A_{Z_i}}$ y $\lambda_{S_{Z_i}}$, estas se mantienen constantes en (10), resultando en:

$$SAIDI_{Z_j} = r_{Z_j} \cdot \theta_j \quad (15)$$

donde SAIDI_{Zj} es la matriz de variables independientes de todas las muestras, para una zona j, r_{Z_j} es la matriz de tiempos de reparación de muestra, para una zona j, θ_j es la matriz de los coeficientes desconocidos de la zona j. Además, en (18), los términos $\theta_{0,j}, \theta_{1,j}, \theta_{2,j}, \dots, \theta_{2*i,j}$ son valores obtenidos de la multiplicación de los coeficientes desconocidos $\delta_{(2*i),j}$ por $\lambda_{A_{Z_i}}$ y $\lambda_{S_{Z_i}}$ que se mantienen constantes.

$$r_{Z_j} = \begin{pmatrix} 1 & r_{A_{Z_{1,1}}} & r_{S_{Z_{1,1}}} & \dots & r_{A_{Z_{i,1}}} & r_{S_{Z_{i,1}}} \\ 1 & r_{A_{Z_{1,2}}} & r_{S_{Z_{1,2}}} & \dots & r_{A_{Z_{i,2}}} & r_{S_{Z_{i,2}}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 1 & r_{A_{Z_{1,m}}} & r_{S_{Z_{1,m}}} & \dots & r_{A_{Z_{i,m}}} & r_{S_{Z_{i,m}}} \end{pmatrix} \quad (16)$$

$$SAIDI_{Z_j} = \begin{pmatrix} SAIDI_{1,j} \\ SAIDI_{2,j} \\ \vdots \\ SAIDI_{m,j} \end{pmatrix} \quad (17)$$

$$\theta_j = \begin{pmatrix} \delta_{0,j} * 1 \\ \delta_{1,j} * \lambda_{A_{Z_1}} \\ \delta_{2,j} * \lambda_{S_{Z_1}} \\ \vdots \\ \delta_{(2*i-1),j} * \lambda_{A_{Z_i}} \\ \delta_{(2*i),j} * \lambda_{S_{Z_i}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \theta_{0,j} \\ \theta_{1,j} \\ \theta_{2,j} \\ \vdots \\ \theta_{(2*i-1),j} \\ \theta_{(2*i),j} \end{pmatrix} \quad (18)$$

El proceso de solución consta de dos pasos, en primera instancia se calculan $\lambda_{A_{Z_i}}$ y $\lambda_{S_{Z_i}}$ a partir de (11), estos permiten calibrar el SAIFI objetivo de cada zona.

Una vez determinadas $\lambda_{A_{Z_i}}$ y $\lambda_{S_{Z_i}}$, estas se mantienen constantes en la calibración de SAIDI, y a partir de (15) se obtienen $r_{A_{Z_i}}$ y $r_{S_{Z_i}}$.

Para la solución de (12), se obtiene un número de muestras i . Así, se obtienen valores de $SAIFI_{Z_j}$, a partir de parámetros aleatorios de $\lambda_{A_{Z_i,m}}$ y $\lambda_{S_{Z_i,m}}$, que sirven para el entrenamiento del algoritmo. Haciendo uso de la regresión multivariable se obtienen las ecuaciones que describen el comportamiento de SAIFI en cada zona.

La relación k varía en pasos de 0.1, y partiendo de (5) y (9) se obtiene un sistema de ecuaciones lineal con una solución válida para cada valor k , por lo tanto, no se puede determinar con precisión el valor de los parámetros desconocidos. Para dar solución a esto, primero se verifica que una respuesta obtenida, para un valor de k dado, sea una solución válida, es decir, que cumpla con los rangos óptimos de las tasas de falla mostrados en la Tabla I, en la que se muestra el valor mínimo, máximo y típico de las tasas de falla. A continuación, la respuesta obtenida es evaluada mediante el error medio cuadrático entre las tasas de falla calculadas y los valores típicos, dicha respuesta se establece como solución óptima. Finalmente, se repite el proceso para cada valor de k , si una nueva respuesta válida calculada, tiene un menor error cuadrático con respecto al valor típico, la solución óptima se actualiza. Dado de no existir valores que cumplan con los rangos establecidos, el proceso ya descrito se repite utilizando las soluciones disponibles, estableciendo como respuesta final la que más se acerque al valor típico. Puede darse el caso de que el índice objetivo planteado sea muy bajo, resultando en valores de tasas de fallas negativas, lo cual no podría ser una solución del problema, para esto, se aplica un factor de actualización al índice inicial, hasta obtener $\lambda_{A_{Z_i}}$ y $\lambda_{S_{Z_i}}$, que arroje el resultado más cercano al valor del índice objetivo inicial, este nuevo valor representaría el mínimo índice al que se podría calibrar una zona.

TABLA I. Tasas de falla aéreas y subterráneas en km [2].

	λ_c		
	Mínimo	Típico	Maximo
Líneas Aéreas	0.0124	0.0621	0.1864
Líneas Subterráneas	0.0018	0.0435	0.3647

Para comprobar la calibración de los índices objetivos SAIFI_j, las tasas de fallas $\lambda_{A_{Z_i}}$ y $\lambda_{S_{Z_i}}$, obtenidas se ingresan en DIGILENT y a través del módulo de confiabilidad se verifican los índices de las zonas.

Para la solución del sistema (13) el procedimiento es el mismo que el descrito para el cálculo de los parámetros $\lambda_{A_{Z_i}}$ y $\lambda_{S_{Z_i}}$, con la consideración de que estos serán valores fijos, enfocando el cálculo únicamente en la obtención de $r_{A_{Z_i}}$ y $r_{S_{Z_i}}$, según los rangos establecidos en la Tabla II.

TABLA II. Tiempos de reparación [2].

	r_c		
	Mínimo	Típico	Maximo
Líneas Aéreas	2	4	8
Líneas Subterráneas.	1.5	10	30

En la Figura 1. se presenta el diagrama del flujo del algoritmo implementado para la resolución del problema IRE.

V. CASO DE ESTUDIO

Para el caso de estudio se implementará el método IRE, en tres subestaciones de la Centro Sur C.A. que se localizan en la provincia de Morona Santiago. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se indican las subestaciones y sus respectivos alimentadores. En la Figura 2 se muestran los alimentadores del caso del estudio.

TABLA III. Subestaciones del caso de estudio.

No. Subestación	Nombre	Alimentadores
S/E 21	Macas	0500210V01
		0500210V02
		0500210V03
		0500210V05
		0500210V07
		0500210V08
S/E 22	Méndez	0500220T01
		0500220T02
		0500220V03
S/E 23	Limón	0500230T01
		0500230T02

A. Definición de zonas

Para definir las zonas de estudio de cada alimentador, se hace uso del registro histórico de interrupciones de la Centro Sur C.A., el cual posee información georreferenciada que permite visualizar la distribución de las fallas a lo largo del alimentador, esto permite identificar los dispositivos de protección, que sirven como límites para definir nuestras zonas. Dado que un equipo de protección, decide el área mínima del efecto de una falla [19], [20], las interrupciones en una zona, no influyen en la confiabilidad de las zonas aguas arriba.

En la Figura 3 (a) se muestra un alimentador donde B1 B2 y B3 son los equipos de protección que permiten delimitar las zonas. Por otro lado, en la Figura 3 (b) se muestra la distribución de fallas, donde cada color representa una causa, que está definida según la IEEE [21], y en la Figura 3 (c) se puede ver como se aglomeran las fallas formando 3 zonas diferentes (Z1, Z2, Z3).

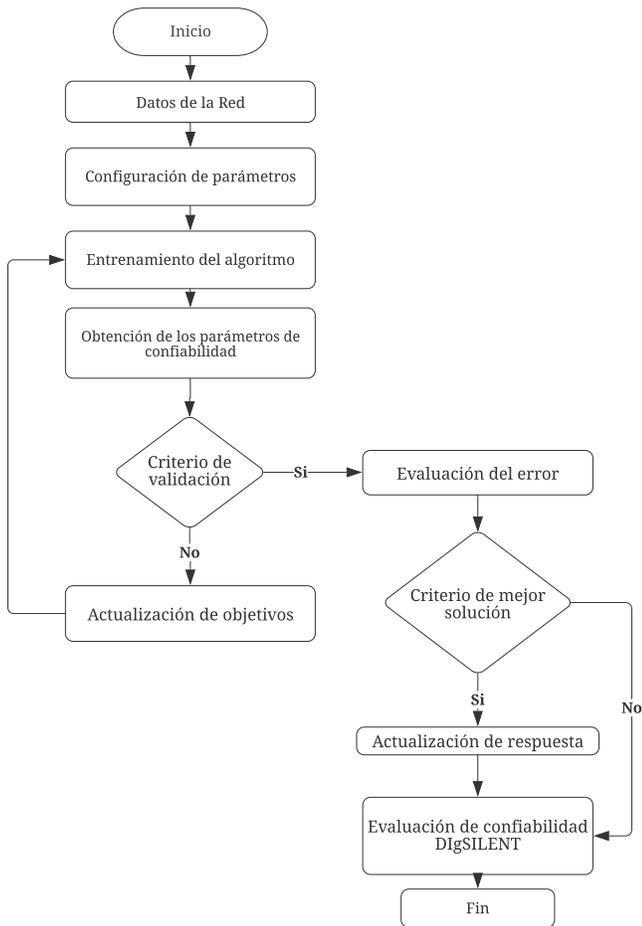


Fig. 1. Diagrama de flujo del algoritmo para resolver el problema IRE.

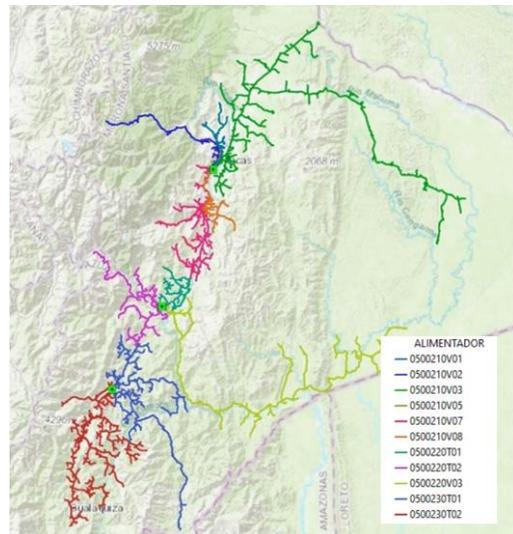
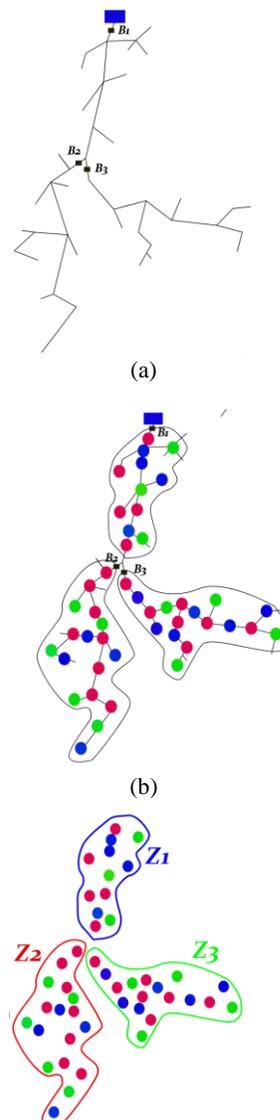


Fig. 2. Alimentadores del caso de estudio.





(c)

Fig. 3. Proceso de división de un alimentador en zonas.

Existen dos parámetros fundamentales para la división en zonas, una es la distribución de fallas a lo largo del alimentador, y otra los equipos de protección disponibles, por lo que los límites de una zona serán establecidos siempre y cuando existan dispositivos de protección que permitan aislar dicha zona. Cabe mencionar, que los alimentadores menos extensos (0500210V05, 0500220T01) serán considerados como una sola zona. Este procedimiento es usado para la división de todos los alimentadores del caso de estudio. En el Anexo 1 se presentan las zonas de cada alimentador, así como su distribución de fallas.

B. Definición de índices objetivo

La definición de los índices objetivos a nivel de alimentador se realiza aplicando una media móvil a los índices del registro histórico de interrupciones, en un periodo de 365 días, lo cual permite determinar el comportamiento del índice [4]. Para ello, se tomó la estadística de interrupciones desde enero de 2015 hasta septiembre de 2019, en donde se considera únicamente las interrupciones “No programadas” de media tensión. Esto se aplica a las zonas definidas de cada alimentador, en donde se debe tener en cuenta que una interrupción en un ramal que pertenece a una zona, afecta a dicha zona y a las zonas aguas abajo del punto de falla. En la Tabla IV se muestran los índices objetivos de cada una de las zonas.

TABLA IV. Índices objetivos de las zonas por alimentador.

Alimentadores	Zonas	Índices objetivos	
		SAIFI	SAIDI
0500210V01	1	3.9955	3.2148
	2	7.9475	10.9339
0500210V02	1	5.1388	7.7146
	2	12.8015	37.2306
0500210V03	1	6.4811	16.4988
	2	30.4744	69.4503
	3	17.4890	85.9734
0500210V05	1	3.5353	5.2231
0500210V07	1	12.5891	19.459
	2	18.1483	34.0547
0500210V08	1	4.7860	10.9909
	2	13.0963	18.9301
0500220T01	1	5.2812	15.1499
0500220T02	1	5.5718	10.9954
	2	29.7941	49.7341
0500220V03	1	11.6480	38.3613
	2	34.1556	94.7340
	3	47.2798	119.0077
0500230T01	1	6.6821	18.6851
	2	11.9995	39.0107
	3	13.9740	56.412
0500230T02	1	5.1715	13.1676
	2	13.0848	77.4223

VI. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

Con ayuda del lenguaje Python se procedió a elaborar un programa el cual permite aplicar el método IRE, este proporciona un conjunto de parámetros de confiabilidad

factibles, con los cuales se busca obtener los índices objetivos para cada zona del alimentador, definido en III. Los resultados de la implementación del método IRE sobre el caso de estudio se describen a continuación.

Los resultados obtenidos de las tasas de falla que determinan el índice SAIFI calculado, para cada una de las zonas definidas, se muestran en la Tabla V. La columna 3 muestra las tasas de fallas obtenidas para las líneas aéreas, la columna 4 las tasas de fallas obtenidas para las líneas subterráneas, en la columna 5 se encuentra la relación óptima entre las tasas de falla aéreas y subterráneas.

TABLA V. Tasas de falla obtenidas para cada zona.

Alimentador	Zonas	Tasas de Falla (λ)		k
		Aérea	Subterránea	
0500210V01	1	0.2857	0.1298	2.2
	2	0.0331	0.0138	2.4
0500210V02	1	0.2053	0.0933	2.2
	2	0.0993	0.0413	2.4
0500210V03	1	0.0520	0.0273	1.9
	2	0.1797	0.0898	2
	3	0.1412	-	-
0500210V05	1	0.2229	0.0929	2.4
0500210V07	1	0.1856	0.0843	2.2
	2	0.2870	0.1195	2.4
0500210V08	1	0.2873	0.1306	2.2
	2	0.2391	0.0996	2.4
0500220T01	1	0.0478	0.0266	1.8
0500220T02	1	0.0298	0.0142	2.1
	2	0.4669	-	-
0500220V03	1	0.1579	0.0831	1.9
	2	0.2696	0.1348	2
	3	0.0155	-	-
0500230T01	1	0.0623	0.0367	1.7
	2	0.0169	0.0089	1.9
	3	0.1144	-	-
0500230T02	1	0.0330	0.0158	2.1
	2	0.0129	0.0076	1.7
Promedio		0.1501	0.0661	2.1

Las tasas de fallas se representan en fallas/año/km, de la Tabla V se observa que los valores de: Zona 1 – Alim 2121, Zona 1 – Alim 2122, Zona 1 – Alim 2125, Zona 2 – Alim 2127, Zona 1 y 2-Alim 2128, Zona 2 – Alim 2212, Zona 1 y 2 – Alim 2223, se encuentran fuera del valor máximo planteado en la Tabla I, esto no representa un problema, debido que los valores obtenidos indican un amplio margen de mejora, ya que, aun con valores más altos de lo normal se obtienen los índices de confiabilidad planteados, tal como se muestra en la Tabla VI, por lo que estas zonas podrían llegar a ser potenciales áreas de mejoras para la empresa. Por otro lado, se puede observar que la relación entre las tasas de fallas de las líneas aéreas y subterráneas k , que permite una óptima calibración de las zonas en promedio es 2.1, lo que concuerda con la literatura.

En la Tabla VI, se muestran los índices calibrados a partir de los parámetros presentados en la Tabla V, en la columna 5 se presenta el error entre los índices objetivos y los calibrados por el modelo. En la cual se puede observar que el error en todos



los alimentadores, a excepción del 0500230T02, es bastante bajo, por lo que se comprueba que el método es eficiente. El resultado obtenido en la zona 2 de 0500230T02, se debe a que los objetivos planteados fueron demasiado bajos, por lo que el mínimo valor al que se puede calibrar las zonas de dicho alimentador es el presentado en la columna 3.

TABLA VI. Índices SAIFI calibrados y objetivos de cada zona.

Alimentador	Zonas	SAIFI		Error
		Calibrados	Objetivo	
0500210V01	1	3.9955	3.9955	7.5E-08
	2	7.9475	7.9475	1.2E-07
0500210V02	1	5.1388	5.1388	-2.3E-09
	2	12.8015	12.8015	7E-08
0500210V03	1	6.4811	6.4811	-1.7E-06
	2	30.4744	30.4744	-3.1E-06
	3	17.4890	17.4890	-5.2E-06
0500210V05	1	3.5353	3.5353	-1E-07
0500210V07	1	12.5891	12.5891	4.7E-07
	2	18.1483	18.1483	6.8E-07
0500210V08	1	4.7860	4.7860	1.7E-08
	2	13.0963	13.0963	-4.1E-07
0500220T01	1	5.2812	5.2812	-1.2E-07
0500220T02	1	5.5718	5.5718	9.2E-08
	2	29.7941	29.7941	-1.8E-06
0500220V03	1	11.6480	11.6480	7.6E-07
	2	34.1556	34.1556	-1.9E-06
	3	47.9798	47.2798	8.3E-07
0500230T01	1	6.6821	6.6821	-7.5E-07
	2	11.9995	11.9995	6.4E-07
	3	13.9740	13.9740	-2.5E-06
0500230T02	1	5.1715	5.1715	-1.5E-06
	2	13.9248	13.0848	0.8E0

A continuación, en la Tabla VII se presenta los tiempos de reparación que permiten calibrar las zonas al índice SAIDI objetivo. La columna 3 muestra los tiempos de reparación obtenidas para las líneas aéreas, la columna 4 los tiempos de reparación obtenidas para las líneas subterráneas, en la columna 5 se encuentra la relación óptima entre los tiempos de reparación de líneas aéreas y subterráneas.

TABLA VII. Tiempos de reparación obtenidas para cada zona.

Alimentador	Zonas	Tiempos de reparación (r)		k
		Aérea	Subterránea	
0500210V01	1	2.2236	4.6696	2.1
	2	27.589	46.9021	1.7
0500210V02	1	7.6028	15.9661	2.1
	2	12.1378	20.6344	1.7
0500210V03	1	14.3323	27.2314	1.9
	2	3.1471	6.2941	2
	3	14.4616	-	-
0500210V05	1	9.9531	17.9156	1.8
0500210V07	1	18.3455	38.5255	1.9
	2	17.3361	29.4713	2.9
0500210V08	1	7.5016	15.7534	2.1
	2	11.0104	18.7177	1.7
0500220T01	1	12.9094	23.2369	1.8
0500220T02	1	26.0726	54.7524	1.9
	2	5.7386	-	-
0500220V03	1	10.0703	17.1195	2.5

0500230T01	2	1.4450	2.7455	1.6
	3	19.8143	-	-
	1	42.2695	71.8581	2.5
	2	180.3722	342.7072	1.6
0500230T02	3	47.8711	-	-
	1	17.7593	37.2945	2.1
	2	95.4940	162.3399	1.7
Promedio		21.2805	41.9174	1.98

Los tiempos de reparación presentados en la Tabla VII están en horas, en donde se observa que existen varios valores que exceden el límite superior de los rangos establecidos en la Tabla II. Al igual que lo mencionado para las tasas de falla, estas zonas serian potenciales áreas de mejoras para la empresa. Por otro lado, se puede observar que la relación entre los tiempos de reparación de las líneas aéreas y subterráneas k, que permite una óptima calibración de las zonas en promedio es 1.98, lo que concuerda con la literatura.

En la Tabla VIII, se muestran los índices calibrados a partir de los parámetros presentados en la Tabla VII, en la columna 5 se presenta el error entre los índices objetivos y los calibrados por el modelo. Los resultados del alimentador 0500220V03 en la zona 3, presenta el mismo caso que el mencionado en la calibración del índice SAIFI.

TABLA VIII. Índices SAIDI calculados y objetivos para cada zona.

Alimentador	Zonas	SAIDI		Error
		Calibrados	Objetivo	
0500210V01	1	3.2148	3.2148	-7.4E-08
	2	10.9339	10.9339	-6.2E-08
0500210V02	1	7.7146	7.7146	1.5E-08
	2	37.2306	37.2306	-1.3E-06
0500210V03	1	16.4988	16.4988	-1.3E-06
	2	69.4503	69.4503	-6.3E-06
	3	85.9734	85.9734	-3.6E-06
0500210V05	1	5.2231	5.2231	-3.9E-08
0500210V07	1	19.4590	19.4590	-7.5E-07
	2	34.0547	34.0547	1.2E-08
0500210V08	1	10.9909	10.9909	-7.6E-07
	2	18.9301	18.9301	3.3E-08
0500220T01	1	15.1499	15.1499	-1.5E-07
0500220T02	1	10.9954	10.9954	1.1E-08
	2	49.7341	49.7341	-4.1E-06
0500220V03	1	38.3613	38.3613	-3.2E-06
	2	94.7340	94.7340	4.8E-08
	3	119.0077	116.1241	2.8E0
0500230T01	1	18.6851	18.6851	1.8E-08
	2	39.0107	39.0107	1.3E-06
	3	56.4120	56.4120	2.2E-06
0500230T02	1	13.1676	13.1676	-5.9E-07
	2	77.4223	77.4223	1.8E-06

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este artículo ha presentado el modelo analítico y el método de solución del problema IRE, para determinar los parámetros de confiabilidad de las líneas de distribución a partir de los índices SAIFI Y SAIDI objetivos, a nivel de zonas. Gracias a la función de aislamiento de los dispositivos de protección de la red de distribución del caso de estudio, fue posible dividir los



alimentadores en zonas, obteniendo un modelo para cada una de ellas.

Se ha seleccionado 3 subestaciones de la Centro Sur C. A. para verificar la efectividad del modelo y método de solución propuesto. Los resultados han demostrado una alta precisión en el cálculo de las tasas de falla y tiempos de reparación, tanto en líneas aéreas como subterráneas, ya que la calibración de los índices objetivos para la mayoría de las zonas en promedio presenta un error del orden de 10^{-6} .

En los resultados de las Tablas V y VII, se observa que existen varios casos en los que las tasas de falla y tiempos de reparación exceden el valor máximo de los rangos establecidos, esto, como ya se mencionó, lejos de ser un problema, indica las zonas en las que la Centro Sur C.A. tiene un amplio margen de mejora, sin incurrir en estrategias complejas y costos excesivos en la mejora de la confiabilidad, ya que incluso reduciendo los parámetros de confiabilidad al máximo valor establecido por los rangos, los índices de dichas zonas presentarían una mejora importante.

Para trabajos futuros se recomienda la división de los alimentadores enfocándose en las causas de interrupciones que tienen una mayor incidencia en un área determinada del alimentador, lo que permite dar un mejor enfoque de las técnicas de mitigación que se pueden implementar en base a un análisis causa-raíz de las interrupciones registradas. Por lo que se recomienda llevar un registro de interrupciones más riguroso, para obtener resultados más representativos del sistema.

Además, a partir de este modelo se puede optimizar el trabajo presentado en [22] diseñando esquemas de autorestauración del servicio, que gracias a la división en zonas, permite definir la ubicación óptima de los reconectores en los alimentadores del sistema de distribución de la Centro Sur C.A.

VIII. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.”, por la información brindada y el apoyo colaborativo.

IX. REFERENCIAS

[1] A. Chowdhury and D. Khoval, *Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2009.

[2] R. E. Brown, *Electric power distribution reliability*, 2nd ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press Taylor & Francis Group, 2017.

[3] R. E. Brown, G. Frimpong, and H. L. Willis, “Failure rate modeling using equipment inspection data,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 782–787, 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825824.

[4] J. L. C. Balaresco and G. R. A. Pedroza, “Diseño De Esquemas De Auto-Reconexión Para La Restauración Del Sistema De Distribución De La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.a.,” *Cuenca*, p. Ingeniería de la Universidad de Cuenca..

34,56, 2012.

[5] R. Billinton and A. Ronald, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York, NY, USA: Plenum Press, 1996.

[6] A. M. Al-Shaalan, “Reliability Evaluation of Power Systems,” *Reliab. Maint. - An Overv. Cases*, pp. 1–25, 2020, doi: 10.5772/intechopen.85571.

[7] C. Gedemer, “Reliability simulation shows results,” *IEEE Comput. Appl. Power*, vol. 15, no. 3, pp. 39–43, 2002, doi: 10.1109/MCAP.2002.1018821.

[8] M. G. Da Silva *et al.*, “An application of predictive reliability analysis techniques in Brazil’s northeast distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 155–162, 2007, doi: 10.1016/j.jepes.2006.06.004.

[9] O. Y. Bonat, P. E. Pambudi, and B. Firman, “ANALISIS KEANDALAN JARINGAN DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK 20 KV MENGGUNAKAN INDEKS SAIDI & SAIFI PADAPT. PLN (PERSERO) APJ YOGYAKARTA,” *Jur. Tek. Elektro Fak. Teknol. Ind. Inst. Sains Teknol. AKPRIND Yogyakarta*, vol. 5, pp. 12–17, 2019.

[10] R. E. Brown and J. R. Ochoa, “Distribution system reliability: Default data and model validation,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 17, no. 9, pp. 39–40, 1997.

[11] B. Hu, K. Xie, and H. M. Tai, “Inverse problem of power system reliability evaluation: Analytical model and solution method,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6569–6578, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2839841.

[12] S. Sharifinia, M. Rastegar, M. Allahbakhshi, and M. Fotuhi-Firuzabad, “Inverse Reliability Evaluation in Power Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 818–820, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2952518.

[13] “Digsilent PowerFactory.” [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/>.

[14] O. Shavuka, K. O. Awodele, S. P. Chowdhury, and S. Chowdhury, “Reliability analysis of distribution networks,” *2010 Int. Conf. Power Syst. Technol. Innov. Mak. Power Grid Smarter, POWERCON2010*, 2010, doi: 10.1109/POWERCON.2010.5666066.

[15] “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,” *IEEE Std 1366-2012 (Revision IEEE Std 1366-2003)*, pp. 1–43, 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6209381.

[16] “IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (Gold Book),” *IEEE Std 493-1997 [IEEE Gold Book]*, pp. 1–464, 1998, doi: 10.1109/IEEESTD.1998.89291.

[17] EPRI, “A Review of the Reliability of Electric Distribution System Components: EPRI White Paper,” 2001.

[18] Scikit-learn, “scikit-learn Machine Learning in Python.” [Online]. Available: <https://scikit-learn.org/stable/>.

[19] H. Liu and H. Hu, “An improved network-equivalent method of reliability evaluation for complex medium-voltage distribution system based on feeder partition,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, pp. 3–6, 2009, doi: 10.1109/APPEEC.2009.4918140.

[20] A. Heidari, “Reliability Analysis of Power Distribution System in Presence of Distributed Generation Units,” no. August, 2015.

[21] “IEEE Guide for Collecting, Categorizing, and Utilizing Information Related to Electric Power Distribution Interruption Events,” *IEEE Std 1782-2014*, pp. 1–98, 2014, doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6878409.

[22] S. Zambrano, P. Novillo, and M. Molina, “Diseño de Esquemas de Autorestauración mediante la Ubicación Estratégica de Reconectores utilizando un Modelo Predictivo de Confiabilidad,” *Rev. Técnica “Energía”*, vol. 12, no. 1, pp. 102–111, 2016, doi: 10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.32.

ANEXO 1

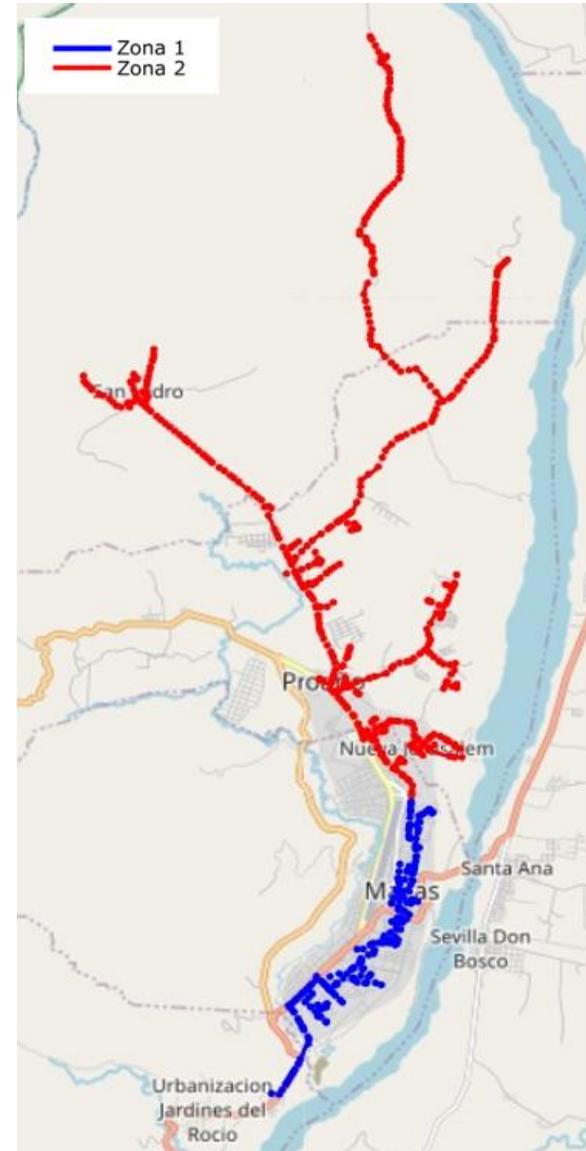
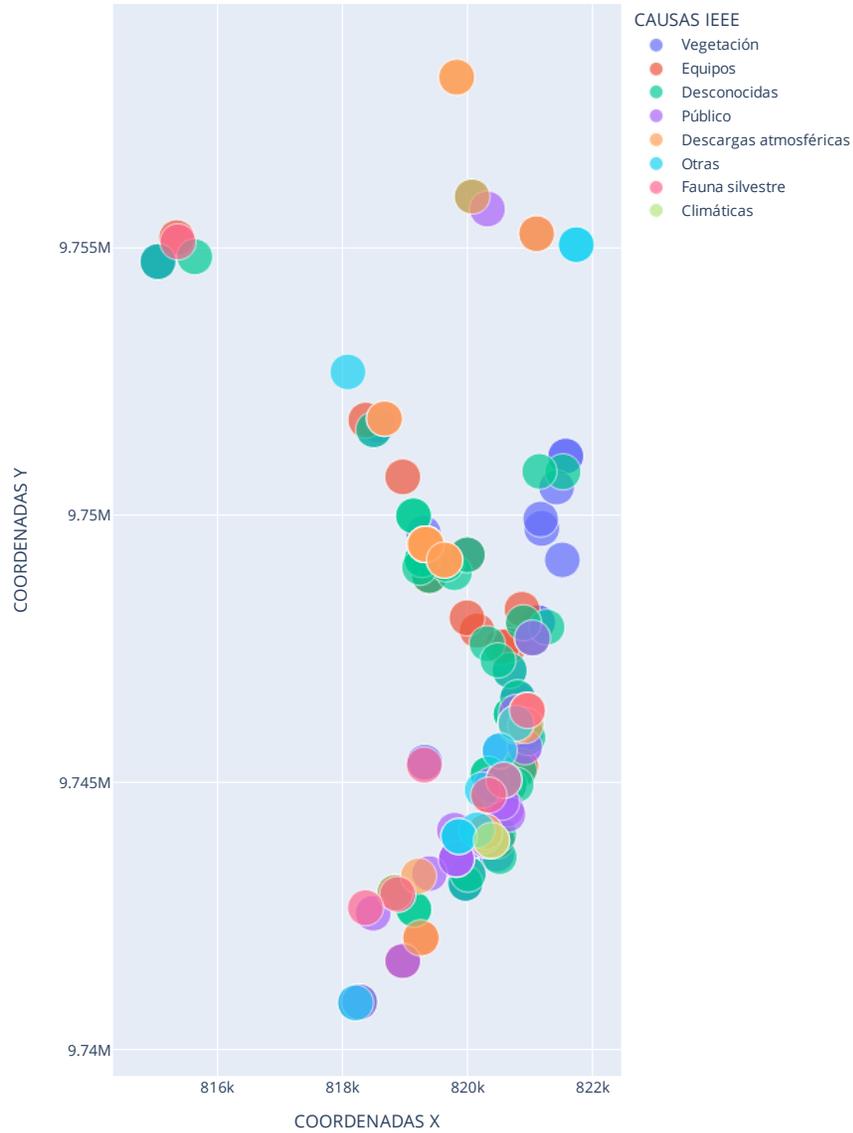


Fig. 4. Zonas del alimentador 0500210V01.

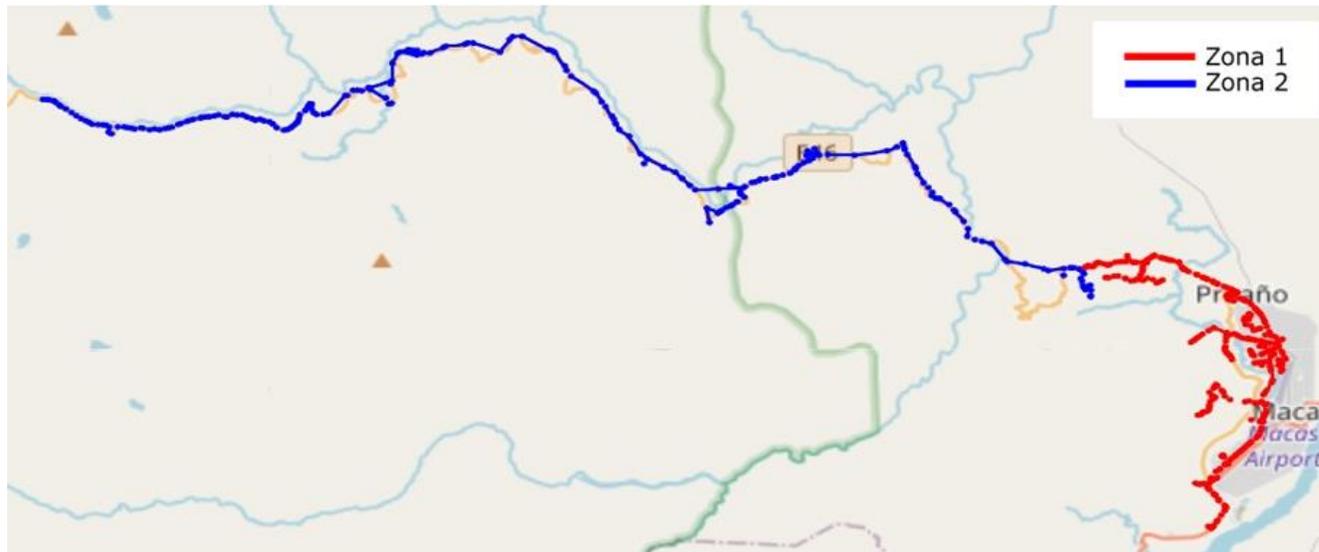
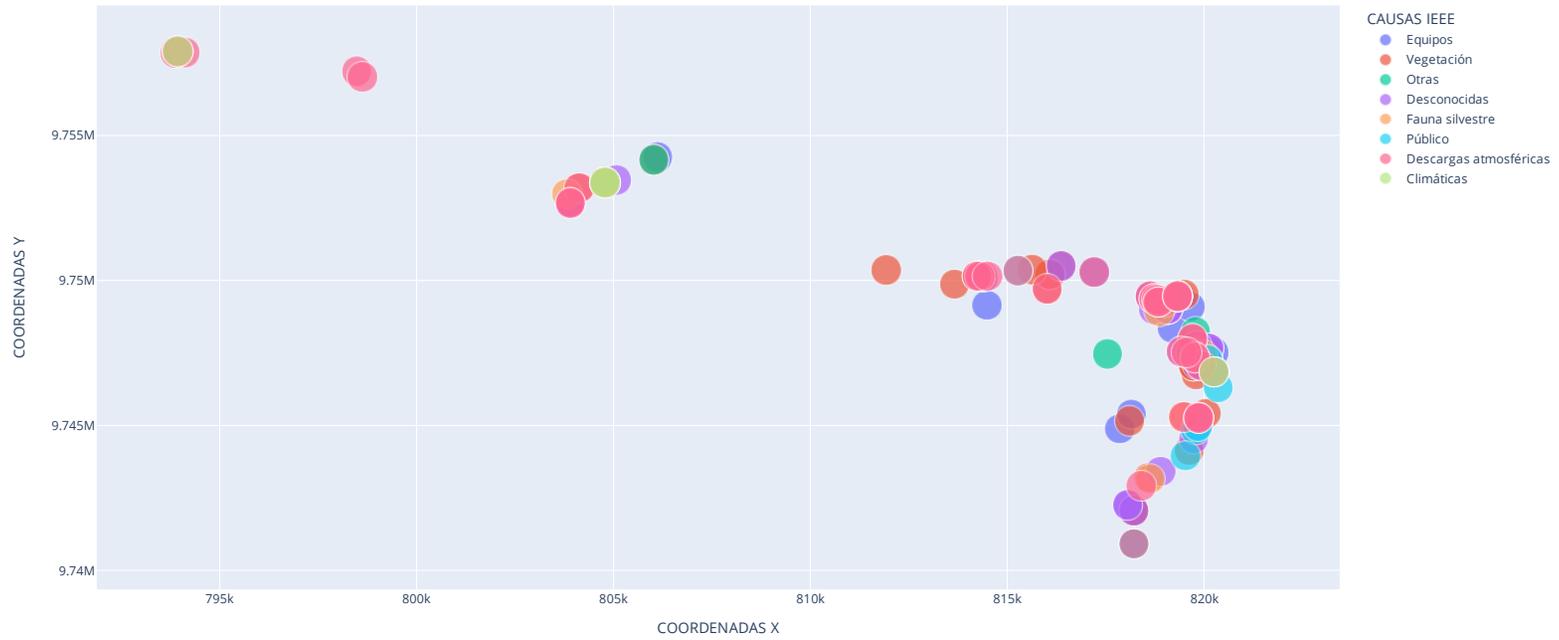


Fig. 5. Zonas del alimentador 0500210V02.

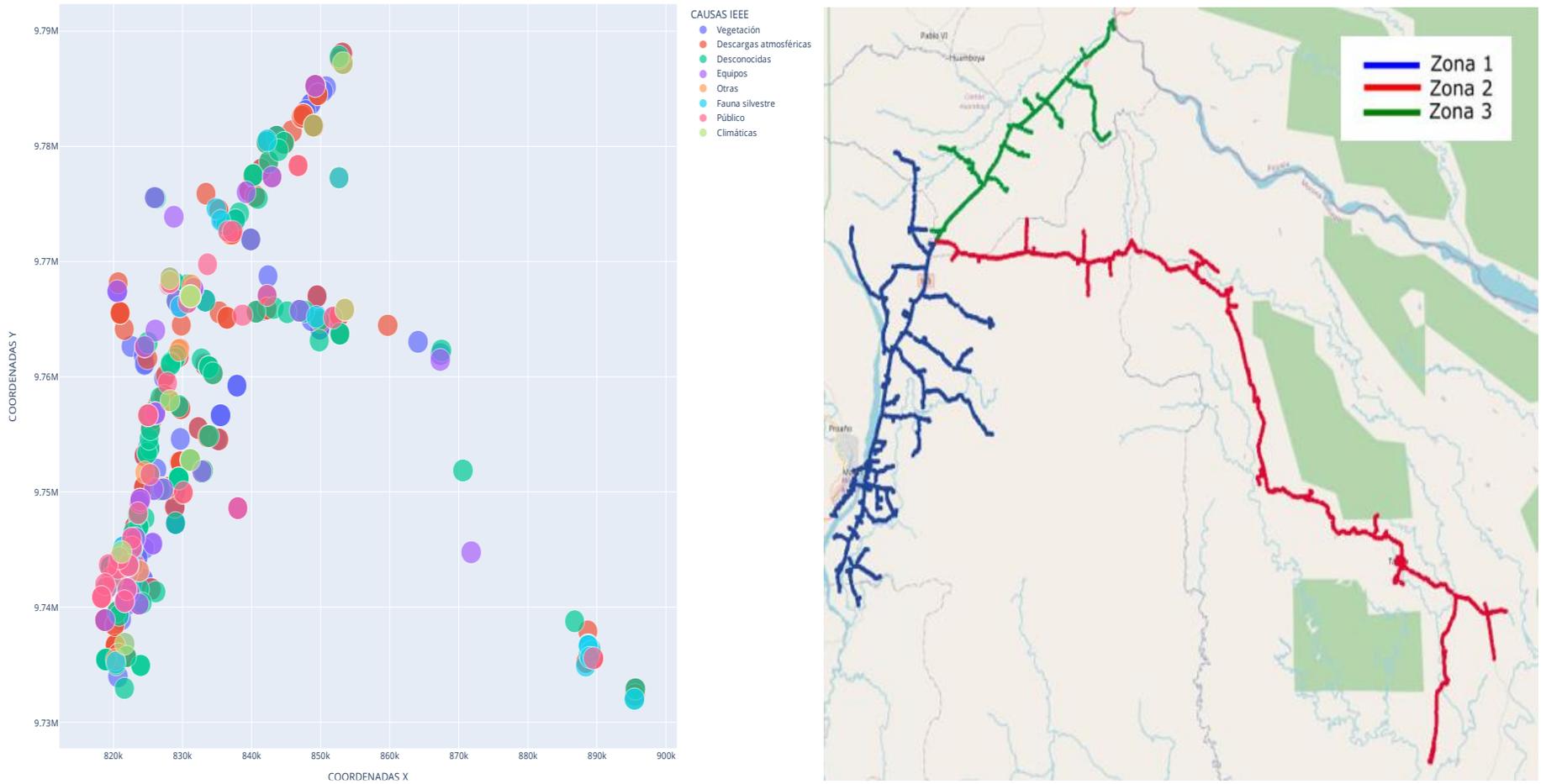


Fig. 6. Zonas del alimentador 0500210V03

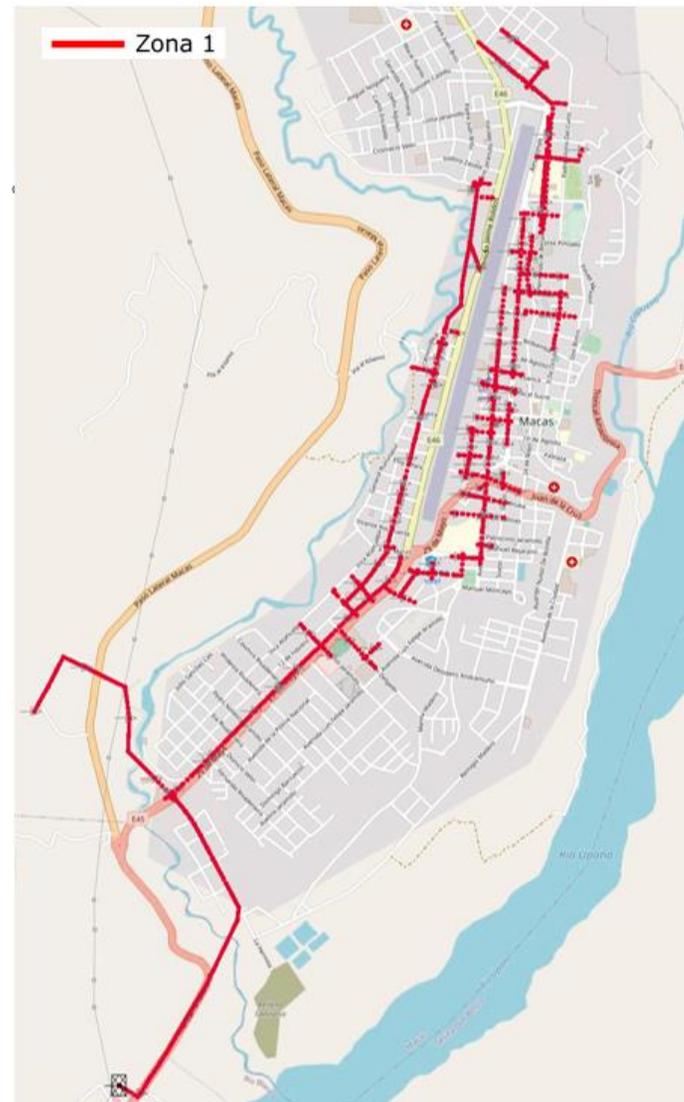
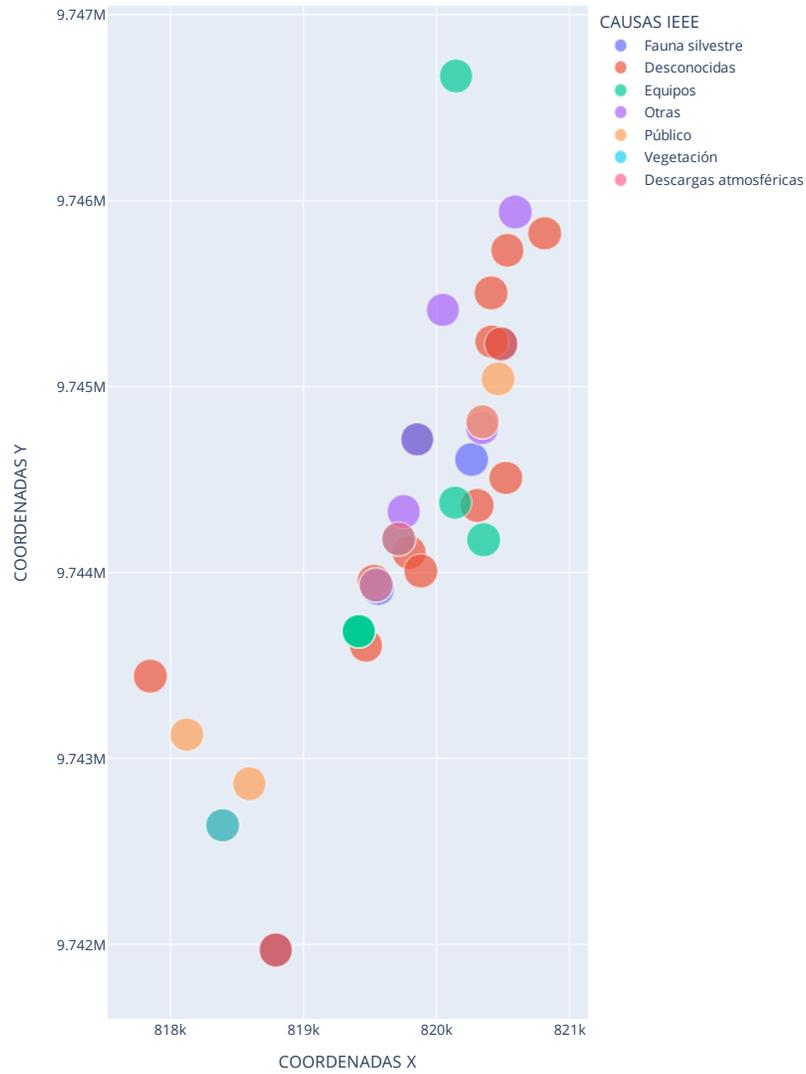


Fig. 7. Zonas del alimentador 0500210V05

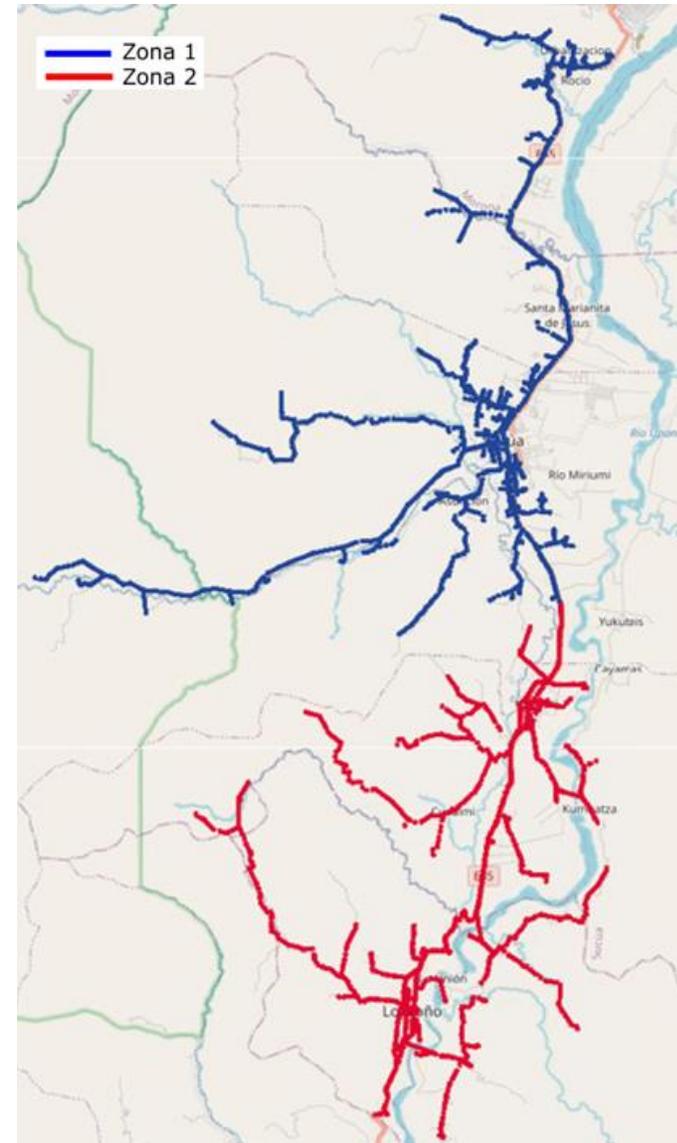
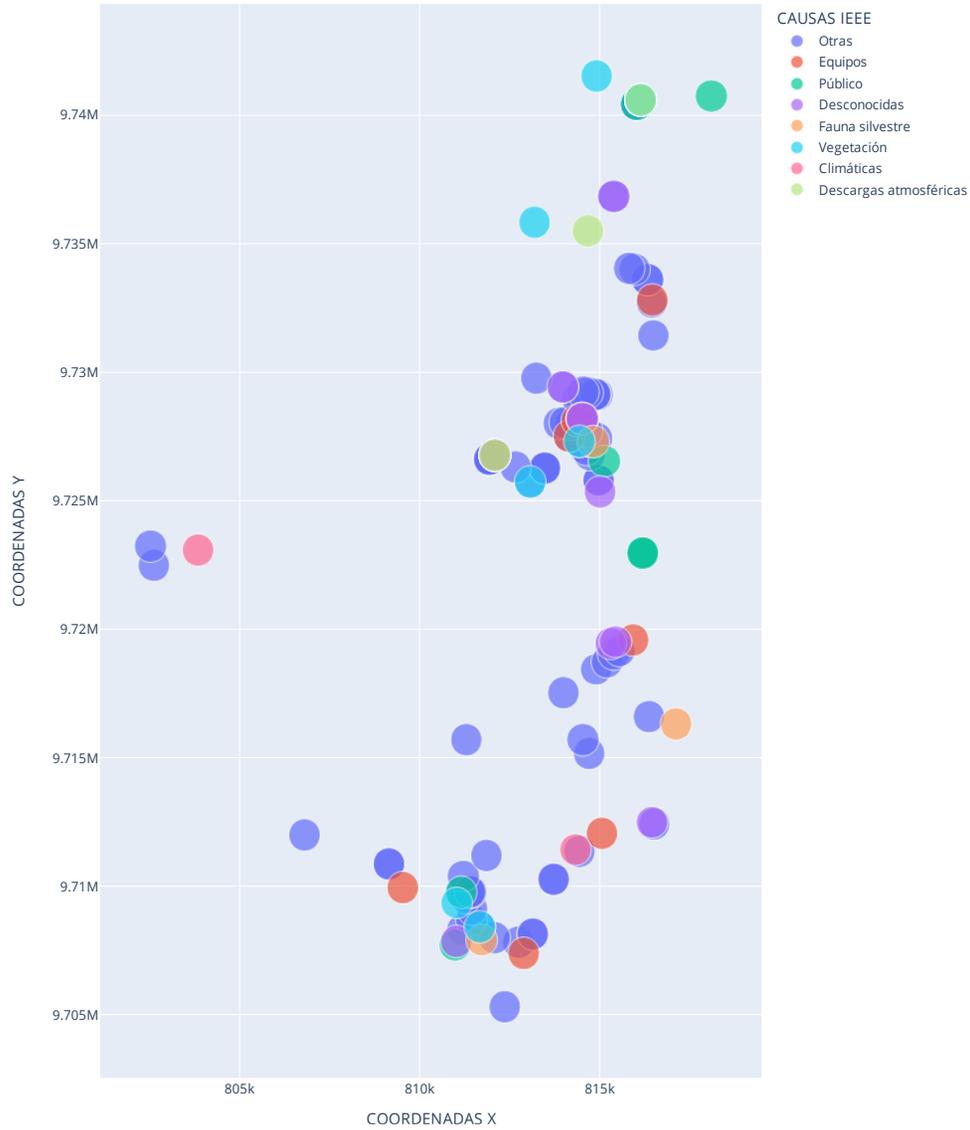


Fig. 8. Zonas del alimentador 0500210V07

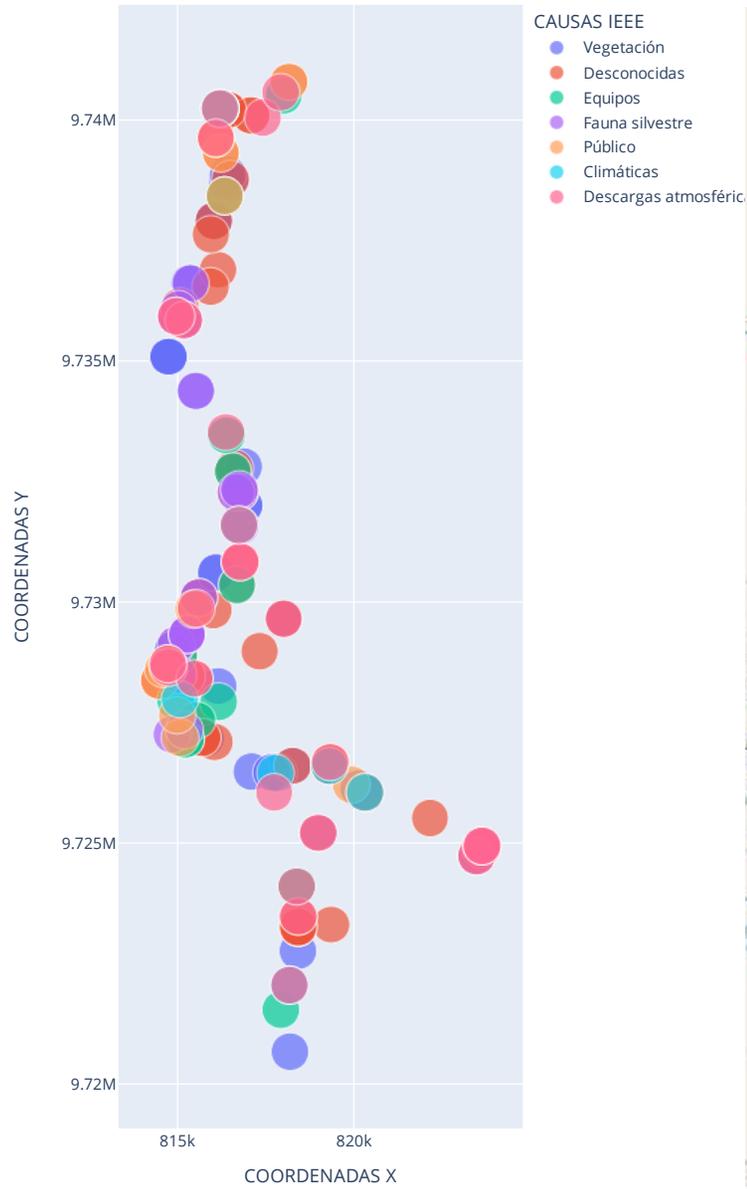


Fig. 9. Zonas del alimentador 0500210V08

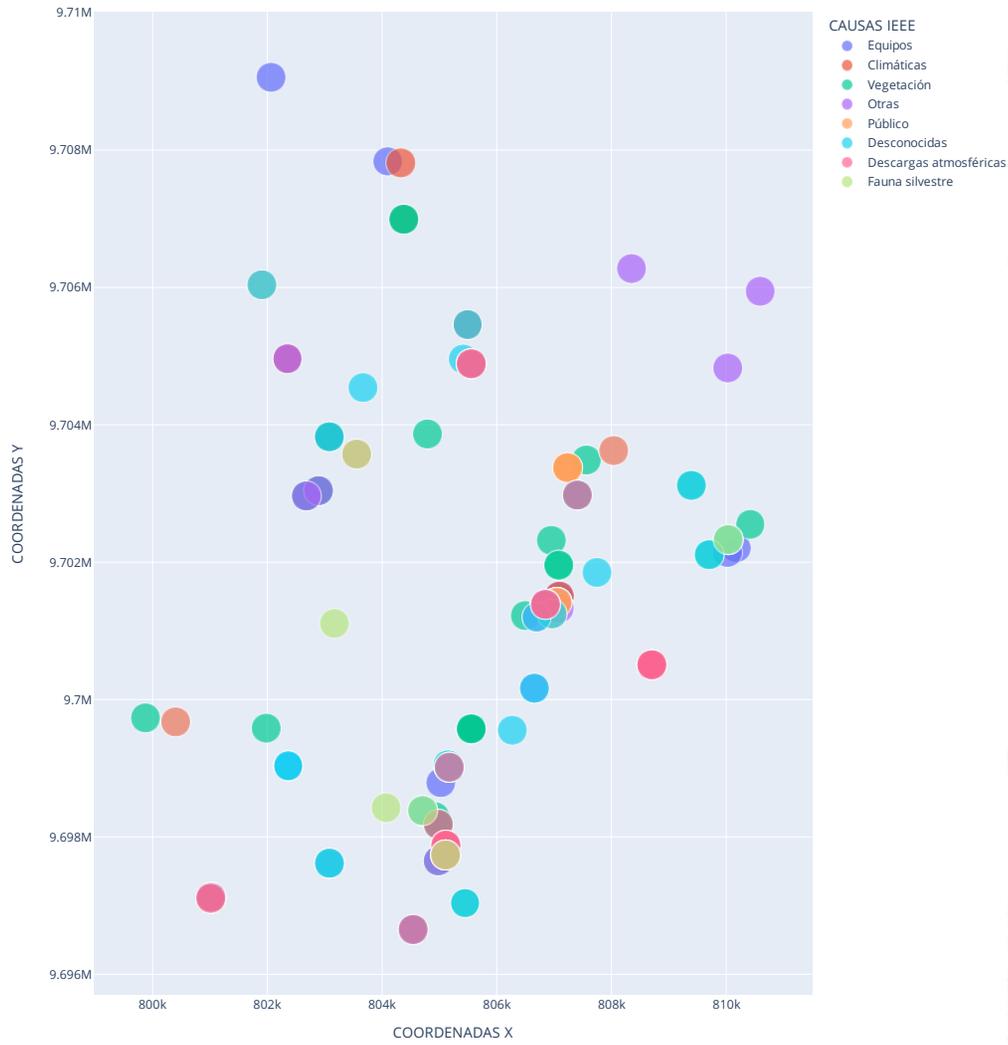


Fig. 10. Zonas del alimentador 0500220T01.

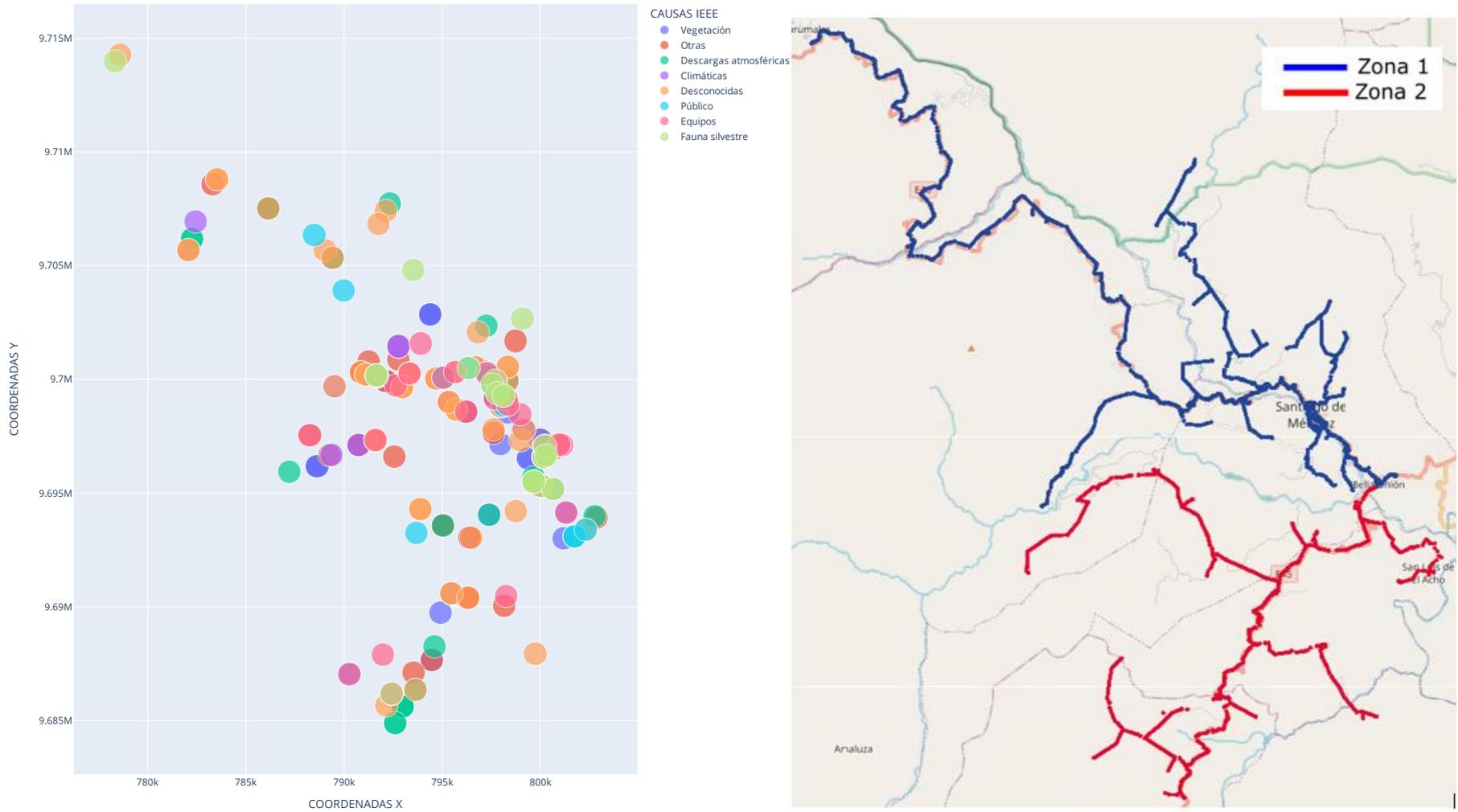


Fig. 11. Zonas del alimentador 0500220T02.

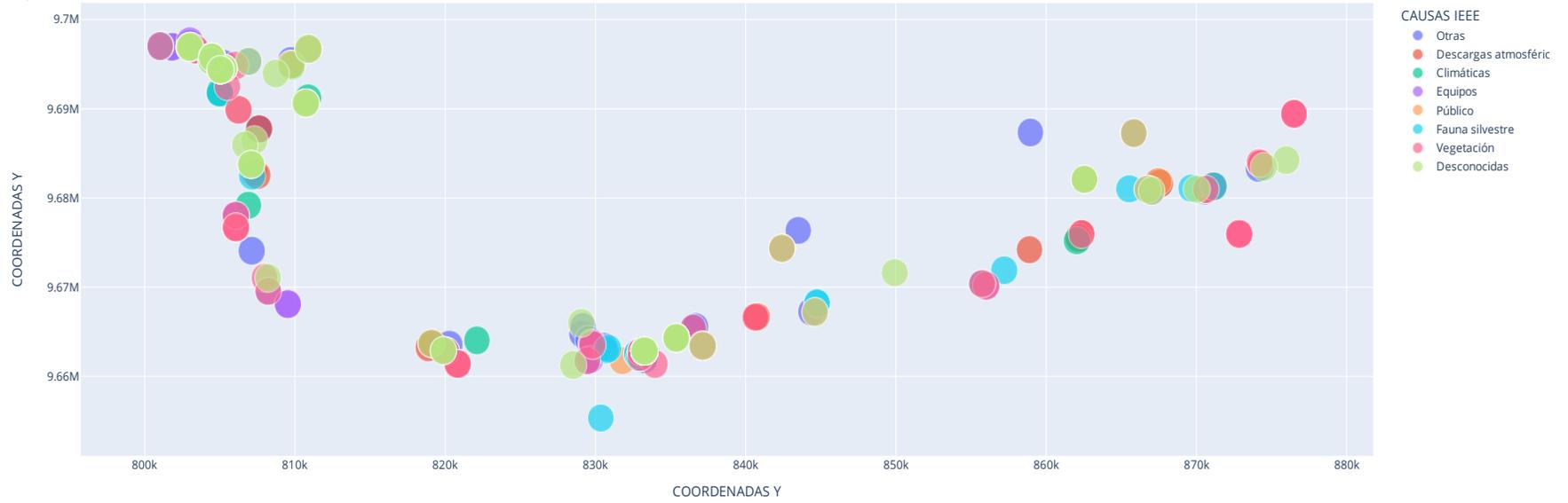


Fig. 12. Zonas del alimentador 0500220V03.

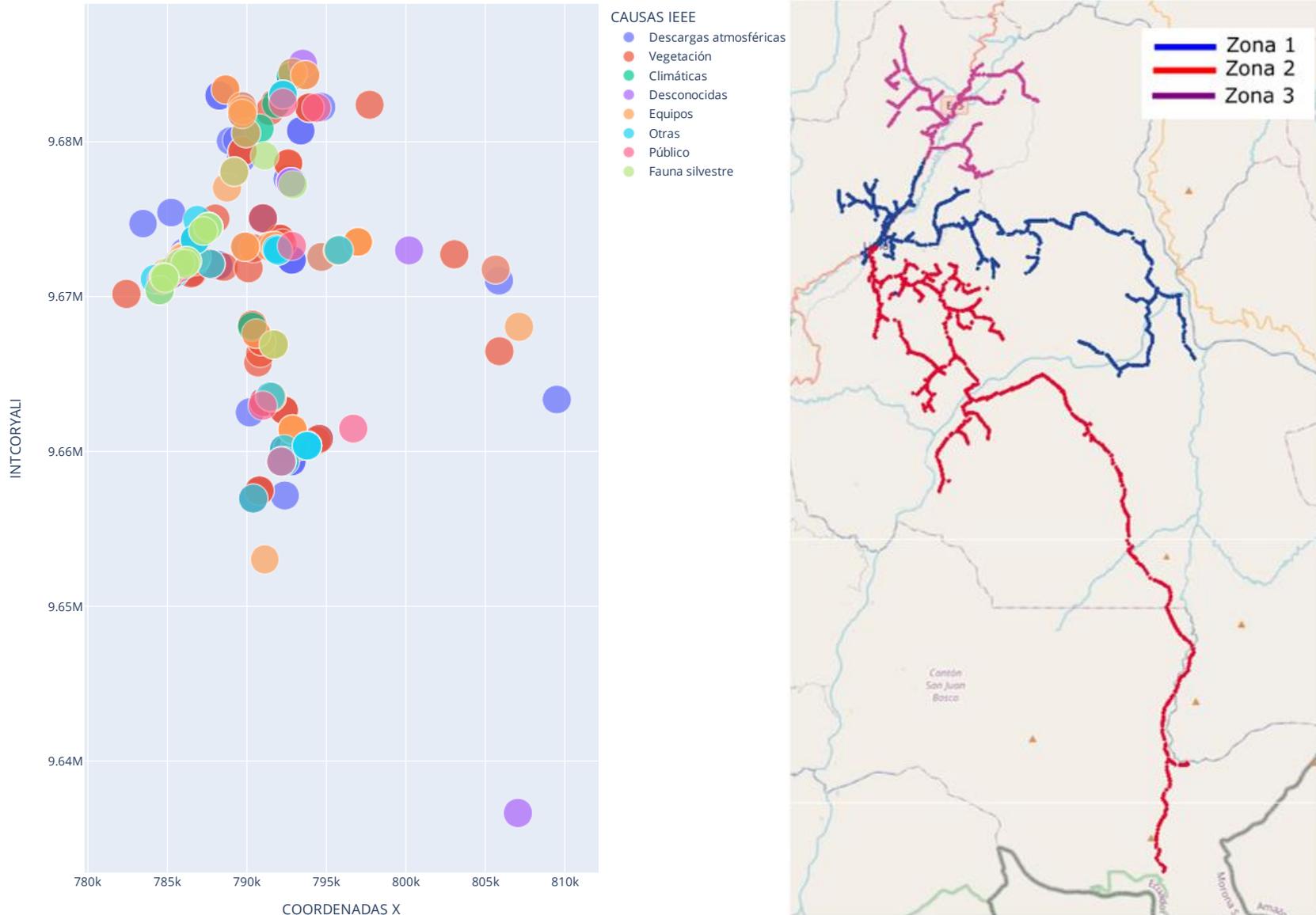


Fig. 13. Zonas del alimentador 0500230T01.

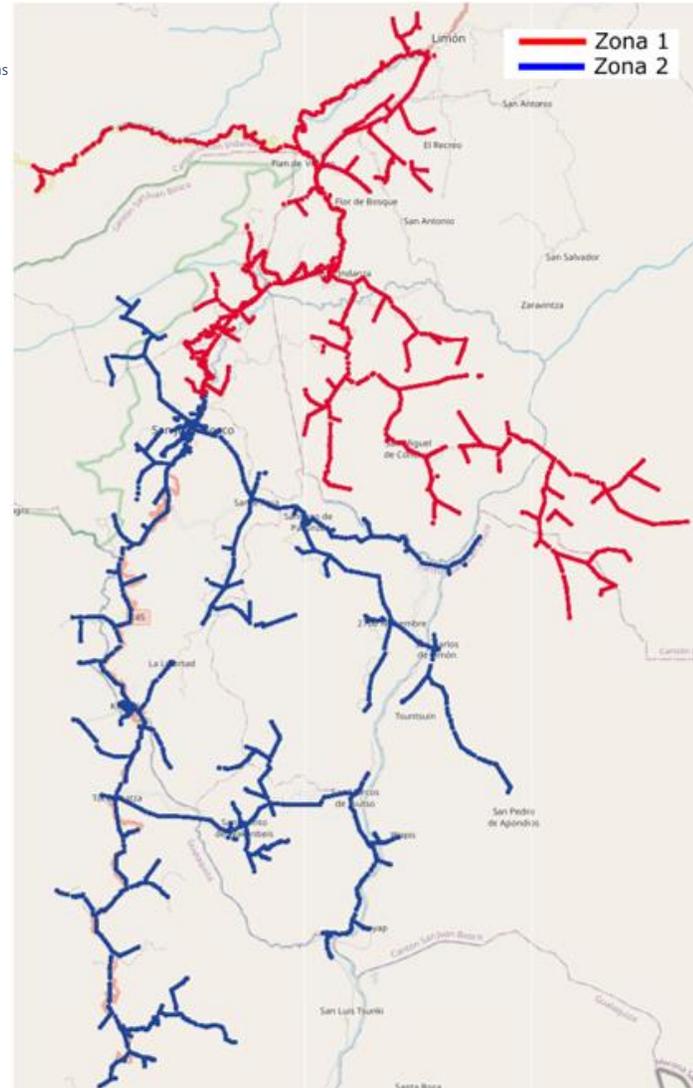
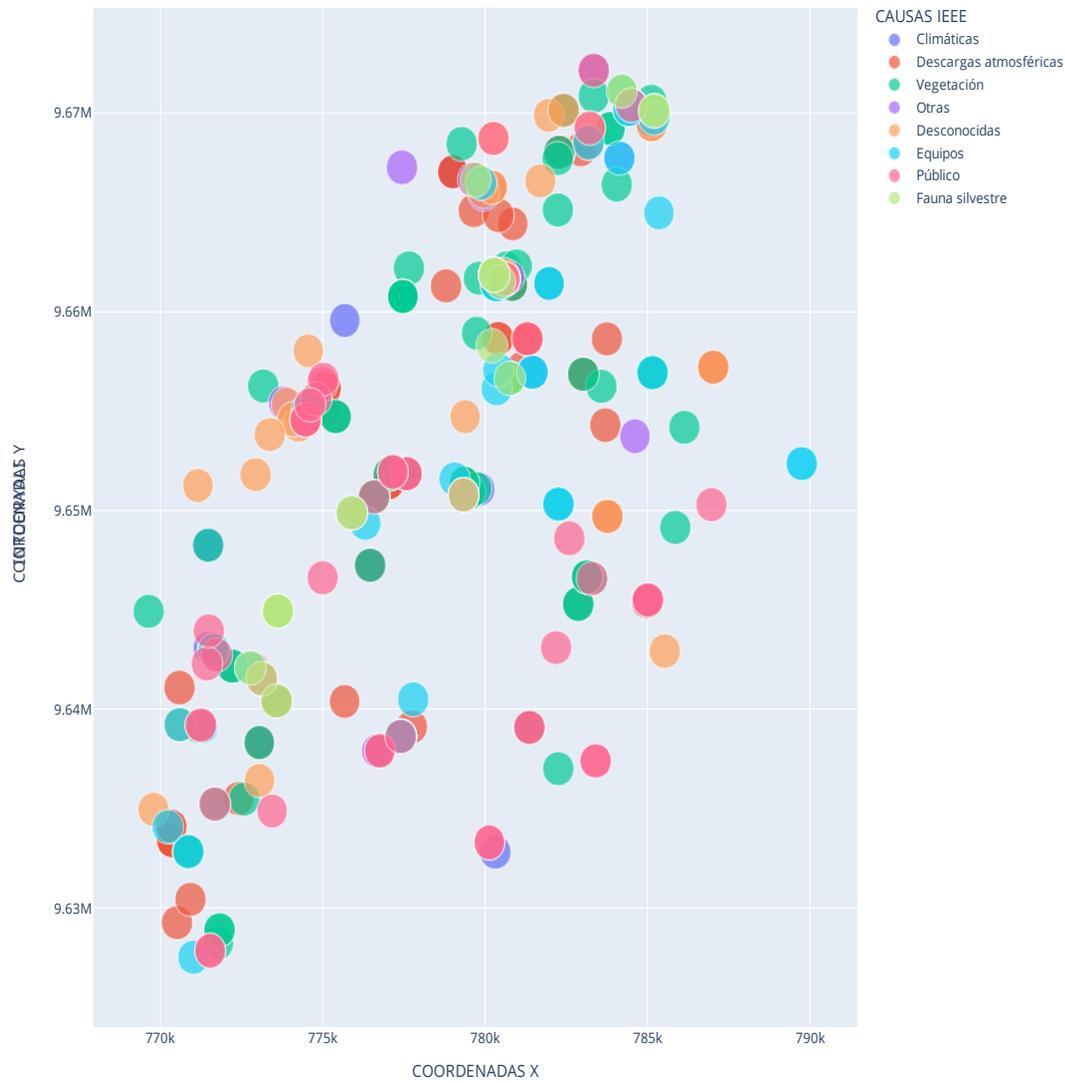


Fig. 14. Zonas del alimentador 0500230T02.