

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

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

Artículo Académico:

**“METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL FACTOR DE
CONSECUENCIA DE LA FALLA FINAL DE TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCIÓN”**

Autor:

Wilson Patricio Borja Arbito

Tutor:

Ing. Diego Paul Chacon Troya, Mdhd.

Cuenca - Ecuador

2019

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo Wilson Patricio Borja Arbito, con documento de identificación N° 0106068125, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy el autor del trabajo de titulación: **“METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CONSECUENCIA DE LA FALLA FINAL DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN”**, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: *Ingeniero Eléctrico*, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, febrero del 2019



Wilson Patricio Borja Arbito

C.I.: 0106068125

CERTIFICACIÓN

Yo declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **“METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CONSECUENCIA DE LA FALLA FINAL DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN”**, realizado por Wilson Patricio Borja Arbito, obteniendo el *Artículo Académico*, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, febrero del 2019



Ing. Diego Paul Chacon Troya, Mdhd

C.I.: 1900268168

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Yo, Wilson Patricio Borja Arbito con número de cédula 0106068125, autor del trabajo de titulación: **“METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CONSECUENCIA DE LA FALLA FINAL DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN”** certifico que el total contenido del *Artículo Académico*, es de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, febrero del 2019



Wilson Patricio Borja Arbito

C.I.: 0106068125

RESUMEN

Los transformadores de distribución forman parte de los activos de la red de medio voltaje, pese a que el costo individual de cada unidad es bajo, en conjunto el valor del parque de transformación es considerable. El presente proyecto plantea una metodología para la evaluación del factor de consecuencia de la indisponibilidad final de un transformador de un sistema de distribución. Para realizar esta evaluación se empleó información pública proveniente del sistema de información geográfica implementado en la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR. Mediante una revisión del estado del arte se han definido seis indicadores, que por medio del criterio experto, permiten evaluar el riesgo de la indisponibilidad de cada unidad. Los indicadores utilizados en esta propuesta son: potencia nominal, cargabilidad, número de clientes servidos, distancia respecto a la bodega para su reposición, antigüedad y tipo de transformador; cada una de estas entradas recibió un tratamiento estadístico para definir los rangos utilizados en esta tesis. La integración de los indicadores se realizó mediante dos herramientas: una suma ponderada y un sistema de inferencia difuso. Para validar los resultados se tomó la base de datos de transformadores de CENTROSUR y se aplicó las dos herramientas, los resultados obtenidos demuestran la congruencia entre los resultados obtenidos y el criterio experto. Estas herramientas permiten la toma de decisiones a nivel administrativo y operativo respecto a las inversiones en ampliación y renovación del parque de transformadores de distribución.

ABSTRACT

The distribution transformers are part of the assets of the medium voltage network, although the individual cost of each unit is low, the overall value of a transformation station is considerable. This project proposes a methodology for the evaluation of a consequential factor of a final unavailability of a transformer in a distribution system. To carry out this evaluation, it was used public information coming from the system of geographical information, implemented in the Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR. Through a revision of the state of the art, it has been defined six indicators, by the means of an expert criteria, that allows an evaluation of the risk of unavailability of each unit. The indicators used in this proposal are: nominal power, chargeability, number of served clients, distance from the warehouse to get fixed, antiquity and the type of transformer. Each one of this points received a statistical treatment to define the ranges used in this thesis. The integration of the indicators was carried out through two tools: weighted addition and a diffuse inference system. To validate the results, the data bases of the transformers at CENTROSUR were taken, and the two tools were applied. The obtained results show the congruence between the obtained results and the expert criteria. These tools allow decision-taking at an administrative level and operative on its investments and the enlargement and renewal of the distribution transformation station

ÍNDICE

1

ÍNDICE.....	VII
INDICE DE FIGURAS	IX
INDICE DE TABLAS	X
AGRADECIMIENTOS	XIII
DEDICATORIA	XIV
INTRODUCCIÓN.....	XV
ANTECEDENTES	XVI
JUSTIFICACIÓN	XVII
OBJETIVOS	XVIII
• GRUPO OBJETIVO	XVIII
• OBJETIVOS	XVIII
○ OBJETIVO GENERAL	XVIII
○ OBJETIVOS ESPECÍFICOS	XVIII
METODOLOGIA	XIX
1. Fundamentación Teórica.....	1
1.1 GESTION DE ACTIVOS.....	1
1.2 FACTOR DE CONSECUENCIA.	2
1.2.1 Herramienta para la Evaluación del factor de Consecuencia.	3
1.3 ÍNDICE DE RIESGO.	3
1.3.1 Evaluación de indicadores de riesgo.	4
1.4 LOGICA DIFUSA.....	5
1.4.1 Diagrama de bloques de un Sistema de Lógica Difusa.	5
1.5 Fuzzy (Fuzzy logic Toolbox).....	5
1.6 PROBABILIDAD DE FALLA	6
1.7 HISTOGRAMAS.	6
1.8 SISTEMA DE INFORMACION GEOGRAFICA SIG.	7
1.9 SUMA PONDERADA.	7
1.10 TRANSFORMADOR.....	8
1.10.1 Tipos o Clases de Transformadores.	8
1.10.2 Transformador de Distribución.	8
1.10.3 Transformador de distribución monofásico convencional.	8

1.10.4	Características constructivas del transformador de distribución convencional..	9
1.10.5	Transformadores Trifásicos.....	10
1.10.6	Transformadores Monofásicos.	10
2	Metodología PROPUESTA	11
2.1.1	LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN DEL GIS.....	11
2.2	DATOS SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO	14
2.3	Descripción de Datos	15
2.3.1	Datos técnicos.....	15
2.3.2	Información geográfica	16
3	Implementación y análisis de resultados.....	22
3.1	Indicadores de entrada.	22
3.1.1	Potencia kVA.	22
3.1.2	Cargabilidad	24
3.1.3	Clientes.....	24
3.1.4	Distancia	25
3.1.5	Antigüedad.	26
3.1.6	Tipo de Transformador de distribución.....	28
3.2	Sistema propuesto para la evaluación del factor de consecuencia de la falla de un transformador de distribución.....	29
3.2.1	Sistema de inferencia difusa.....	29
3.2.2	Suma ponderada	37
3.3	Comparación de Metodologías.	38
3.3.1	Análisis TD críticos.....	39
3.4	Análisis General.....	44
4	Conclusiones y Recomendaciones.....	46
	ANÉXOS	48
A.1	Tabla Cargabilidad	48
A.2	Tabla Distancia en Km.....	50
A.3	Reglas Del Sistema De Evaluación Del Factor De Consecuencia.....	54
A.4	Código De Programación Para Suma Ponderada.	57
A.5	Tabla Datos Críticos Lógica Difusa.	60
A.6	Tabla Datos Críticos Suma Ponderada.	62
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	64

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diferentes niveles de integración de un sistema de gestión de activos [4].	2
Figura 2. Plano de probabilidad de falla vs factor de consecuencia [1].	4
Figura 3. Esquema general de un sistema De lógica difusa [15].	5
Figura 4. Interfaz gráfica del Toolbox de fuzzy en Matlab.	6
Figura 5. Partes de un transformador de distribución [21].	9
Figura 6. Puntos GPS de los transformadores de Distribución en la concesión de la CENTROSUR. Fuente: GIS	11
Figura 7. Información de los transformadores de distribución en el sistema en el GIS.	12
Figura 8. Área de Concesión de la CENTROSUR.	12
Figura 9. Segmentación porcentual de los transformadores de distribución de la EERCS....	13
Figura 10. Cantidad de transformadores de distribución de acuerdo a su potencia.	14
Figura 11. Segmentación porcentual de los transformadores de distribución de la EERCS sin unidades con carga 0 y unidades con datos inconsistentes.	14
Figura 12. Cantidad de transformadores de distribución de acuerdo a su potencia, excluyendo unidades con cargabilidad 0 y unidades con datos inconsistentes.	15
Figura 13. Histograma del número de unidades por potencia.	23
Figura 14. Histograma del número de unidades por Cargabilidad.	24
Figura 15. Distribucion de los TD según la distancia.	26
Figura 16. Histograma del número de unidades por Antigüedad.	27
Figura 17. Bloque principal de Fuzzy Toolbox, ingreso de entradas y salidas del FC.	29
Figura 18. Reglas Difusas.	30
Figura 19. Ventana de simulación del FIS EDITOR.	31
Figura 20. Elementos de un conjunto difuso [1].	32
Figura 21. Definición de las funciones de membresía.	32
Figura 22. Sistema de inferencia difusa.	33
Figura 23. FM ingresadas para el indicador de potencia.	33
Figura 24. FM ingresadas para el indicador de cargabilidad.	34
Figura 25. FM ingresadas para el indicador de clientes.	35
Figura 26. FM ingresadas para el indicador de distancia.	35
Figura 27. FM ingresadas para el indicador de antigüedad.	36
Figura 28. FM ingresadas para el indicador del tipo de TD.	36
Figura 29. Función de membresía de salida del factor de consecuencia.	37
Figura 30. Resultado del FC de las diferentes metodologías.	39
Figura 31. Análisis de TD crítico según su potencia.	40
Figura 32. Análisis de los transformadores de distribución críticos según su Cargabilidad.	41
Figura 33. Análisis de los transformadores de distribución según sus clientes.	42
Figura 34. Análisis de los transformadores de distribución según su distancia.	43
Figura 35. Análisis de TD críticos según su Antigüedad.	44
Figura 36. Métodos utilizados para el estudio propuesto.	45

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.Indicadores relevados de la literatura para la evaluación del factor de consecuencia de un transformador [1].....	3
Tabla 2. Datos de los transformadores de distribución de la EERCS.	13
Tabla 3. Clasificación de los TD de acuerdo a su potencia y cantidad.	13
Tabla 4. Datos segmentados sin transformadores de distribución con carga 0 y datos inconsistentes.....	14
Tabla 5. Clasificación de los transformadores de distribución de acuerdo a su potencia y cantidad, sin unidades con cargabilidad 0 y unidades con datos inconsistentes.	15
Tabla 6.Tipos de Transformadores de EERCS	15
Tabla 7.Cantidad de transformadores de distribución por provincia.	16
Tabla 8. Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia del Azuay.....	17
Tabla 9. Cantidad de transformadores y Clientes en los cantones del Azuay.....	17
Tabla 10.Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia del Cañar.	18
Tabla 11. Cantidad de transformadores y Clientes en los cantones del Cañar.....	18
Tabla 12.Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia de El Oro.....	19
Tabla 13.Cantidad de transformadores y Clientes en el cantón de El Oro.....	19
Tabla 14. Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia del Guayas.	19
Tabla 15. Cantidad de transformadores y Clientes en el cantón del Guayas.	19
Tabla 16. Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia de Loja.....	20
Tabla 17. Cantidad de transformadores y Clientes en el cantón de Loja.	20
Tabla 18.Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia de Morona Santiago.	20
Tabla 19. Cantidad de transformadores y Clientes en los cantones de Morona Santiago.....	21
Tabla 20. Clasificación de unidades por Potencia.....	23
Tabla 21. Clasificación de unidades por Potencia y Clientes.....	25
Tabla 22. Rangos y Distancia de los transformadores de distribución.....	26
Tabla 23. Clasificación de unidades por Antigüedad.....	27
Tabla 24. Clasificación de Unidades por el Tipo de transformador.....	28
Tabla 25. Valor numérico asignado a cada grupo.	29
Tabla 26. Rangos para la función de membresía de la potencia.	33
Tabla 27. Rangos para la FM de la Cargabilidad	34
Tabla 28. Rangos para la FM de los clientes.....	34
Tabla 29. Rangos para la FM de la distancia.	35
Tabla 30. Rangos para la FM de la antigüedad.	36
Tabla 31. Rangos para la FM del tipo de TD.	36
Tabla 32. Rangos para la FM de la salida del sistema.....	37
Tabla 33. Pesos para el cálculo de suma ponderada y lógica difusa	37
Tabla 34 Resultado de la cantidad de transformadores de distribución en los diferentes estados.	38
Tabla 35.Comparación de la potencia entre LD y SP	39
Tabla 36. Comparación de la cargabilidad entre Lógica Difusa y Suma Ponderada	40
Tabla 37.Comparación de los clientes entre lógica difusa y suma ponderada	41

Tabla 38. Comparación de la distancia entre lógica difusa y suma ponderada.....	42
Tabla 39. Comparación de la antigüedad entre lógica difusa y suma ponderada.....	43

ÍNDICE DE NOMENCLATURA

TD.....	Transformador de Distribución.
EERCS.....	Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR
FC.....	Factor de Consecuencia.
GIS.....	Sistema de Información Geográfica.
LD.....	Lógica Difusa.
SP.....	Suma Ponderada.
FM.....	Función de Membresía.
kVA.....	kiloVoltaAmperio.
ARCONEL.....	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
PCBS.....	BIFENILOS POLICLORADOS

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, quiero agradecer a Dios, por permitirme culminar esta etapa de formación profesional, a mi madre por brindarme todo su apoyo y ser pilar fundamental en mi vida. Agradezco a mi tutor de trabajo de titulación Ingeniero Diego Chacón y al Doctor Ricardo Medina que con sus conocimientos y experiencia guiaron de forma generosa para la culminación de este proyecto.

Wilson Borja Arbito

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia, en especial a mi madre, aunque este lejos siempre tendré su apoyo incondicional, a mis abuelitos Francisco y María a mi hermana por la confianza y apoyo brindada durante esta etapa de mi vida.

Quiero agradecer a mis amigos y compañeros quienes forman parte fundamental para cumplir este objetivo.

Wilson Borja Arbito.

INTRODUCCIÓN

Una de las innovaciones que ha elevado el nivel de vida del hombre en los sistemas de corriente alterna, es el transformador eléctrico. Este se encuentra presente en todo lo que refiere a transmisión y distribución de energía eléctrica. Las primeras investigaciones que antecedieron a su creación, tuvieron lugar a mediados del siglo XIX, sin embargo, fue entre los años 1884 y 1885 que los ingenieros de origen húngaro Karol Zipernowsky, miksa Deri y Otto Blathy lograron crear un aparato capaz de transformar la corriente alterna. Siendo en 1886, el año en el que se instaló el primer sistema de distribución eléctrica con transformadores en la localidad estadounidense de Great Barington, Massachusetts. Los transformadores de distribución se consideran un activo de suma importancia dentro de un sistema de suministro eléctrico.

En la gestión de activos, se encuentra inmerso el análisis del factor de consecuencia para los transformadores, esta debe tener una gestión organizada y estructurada mediante análisis estadísticos. Al momento de determinar un índice de consecuencia en los transformadores, el funcionamiento mejora, lo cual da como efecto un ahorro económico y previene riesgos innecesarios. Por lo tanto, en la presente tesis, se realiza un análisis de los transformadores que se encuentran en un estado de riesgo crítico. Lo cual posibilita manejar criterios que eviten efectos negativos en la red, además de prevenir gastos por daños de estos equipos, anticipando la planeación o inmediata ejecución de mantenimientos.

Previo al presente trabajo, se ha realizado investigaciones relacionadas al tema como [1] y [2] las cuales han sido sustento para dar continuidad al tema ya que el análisis del factor de consecuencia es nuevo en el medio local.

Este documento presenta de forma estructurada primero los fundamentos teóricos sobre la gestión de los activos, factor de consecuencia de los transformadores y sobre las diferentes herramientas de obtención del factor de consecuencia. Consecutivamente se describe las actividades más importantes que contiene el trabajo, tal como la descripción y procesamiento de los datos obtenidos del Sistema de información geográfica. Seguido por el análisis estadístico para el cálculo de los rangos para las funciones de membresía de los diferentes indicadores de entrada. Para en lo posterior exponer la función de membresía de salida y el factor de consecuencia mediante la aplicación de dos herramientas como la lógica difusa y la suma ponderada. Y finalmente se presenta un análisis de los datos críticos.

ANTECEDENTES

El sistema eléctrico de potencia está compuesto por varios subsistemas, en estos incluye, la generación, transmisión, subtransmisión y distribución de la energía eléctrica. Su finalidad es llevar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo, a los niveles de tensión requeridos por el usuario de manera continua y segura.

El subsistema de distribución además de ser, de gran impacto económico, es la etapa donde se presentan los porcentajes más elevados de pérdidas de energía, debido a los numerosos elementos que lo conforman para su operación. Este subsistema está conformado principalmente de subestaciones receptoras secundarias, circuitos primarios, transformadores de distribución y circuitos secundarios

Para las empresas de distribución del país, es importante conocer cómo operan sus activos, específicamente los transformadores de distribución que deben suministrar de manera continua la energía eléctrica. Teniendo en cuenta que cuando no se trata el factor de consecuencia de la falla final del transformador de distribución se pone en riesgo la continuidad del servicio afectando a diferentes sectores que se abastecen de la energía eléctrica.

Cuando no se cuenta con una metodología establecida para monitorear la operación del transformador, este equipo tiene altas probabilidades de fallar, lo que provocaría que se deba transferir la carga de este equipo a otros aledaños, haciendo que ciertos equipos operen fuera de sus rangos nominales.

JUSTIFICACIÓN

Las empresas de distribución se ven en la obligación de prestar un servicio a los usuarios bajo conceptos como calidad, confiabilidad y continuidad.

Con esta investigación se pretende analizar la falla final y posterior indisponibilidad de los transformadores de distribución, además los efectos negativos que produce en la red y en el entorno en el cual la unidad se encuentra conectada al sistema.

Las empresas de distribución del Ecuador deben implementar sistemas que analicen el factor de consecuencia ya que el mismo realiza mediante un análisis económico, basado en la premisa de que todo activo fallará en el futuro y tendrá consecuencias cuantificables en términos económicos para dicha empresa. Se debe tener en cuenta que este parámetro varía de acuerdo a cada unidad en base a su tamaño y su ubicación en el sistema eléctrico o carga asociada.

OBJETIVOS

- **GRUPO OBJETIVO**

Los resultados que se obtengan del trabajo investigativo sirven directamente a las empresas de distribución del Ecuador, las cuales podrán llevar de una mejor manera su gestión de activos reduciendo gastos a la misma.

- **OBJETIVOS**

- **OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar una metodología para la evaluación del factor de consecuencia de la falla final de los transformadores de distribución utilizando la información disponible en el sistema de información geográfico (GIS).

- **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Realizar un revelamiento de la información de los transformadores de distribución del Sistema de información geográfico GIS.

Determinar las variables de entrada para la evaluación del factor de consecuencia en base a la información disponible en las bases de datos.

Elaborar una metodología para evaluar el factor de consecuencia de la falla final de los transformadores de distribución, utilizando la información disponible en el sistema de información geográfica (GIS).

Aplicar la metodología propuesta para evaluar el factor de consecuencia a una empresa de distribución del Ecuador.

METODOLOGIA

En el presente trabajo se utilizará las metodologías de investigación en base a los objetivos propuestos, donde en una primera instancia se empelará el método cualitativo con el fin de recopilar información bibliográfica sobre las características técnicas y constructivas de los equipos, enfocándose en los transformadores de distribución. Además, se aplicará la metodología de investigación descriptiva con el fin de proponer una metodología de evaluación para la evaluación de consecuencia de la falla final de los transformadores de distribución. Por último, se utilizará los métodos evaluativos–explicativo para evaluar la factibilidad de la metodología aplicada.

CAPÍTULO 1

1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

1.1 GESTION DE ACTIVOS.

En principio se definen los términos que serán estudiados en este trabajo de investigación

Activo: Planta, maquinaria propiedad, construcción, vehículo, código de programación u otro ítem que tenga un valor evidente para la organización [1].

En general se podría decir que es posible definir la gestión de activos como: el conjunto de planes y acciones con los que una organización o empresa dispone y manipula sus activos, de tal manera que, estos tengan la mayor disponibilidad y sostenibilidad posible, optimizando los costos de operación y mantenimiento, alargando así su vida útil [2].

Por otra parte, existen normas como la PAS-55 e ISO 5500, que están dirigidas específicamente a cubrir la gestión del ciclo de vida de los activos. De las cuales, la norma PAS-55 define a la gestión de activos como: “el conjunto coordinado de actividades y practicas mediante las cuales una organización administra de forma óptima y sostenible la disponibilidad y el costo del ciclo de vida de sus activos con el fin de cumplir con sus planes estratégicos” [1]

La importancia que la gestión de activos puede llegar a dar a cada bien en los distintos niveles de integración variará de acuerdo a la jerarquía que pueda llegar a tener los objetivos de una organización. La jerarquía puede ir desde las partes de los equipos hasta los sistemas que implican alta complejidad de funcionalidad. En la Figura 1 se indica los niveles de integración, los que pueden identificar y gestionar los activos de acuerdo a su consideración [3].

No importa en qué nivel se identifique un activo, siempre que [3]:

- Las metas y prioridades estratégicas de la organización se reflejen directamente en el plan o planes de gestión de activos;
- Se consideran y optimizan los costos, riesgos y rendimiento del ciclo de vida de los activos.

- Las agrupaciones de activos (a través de sistema de activos integrados) y contribuciones de valor (como parte del portafolio de la organización) se gestionan de manera coordinada y coherente.
- Todas las partes de la organización entienden y utilizan la misma terminología en relación con los activos, sus componentes y sus agrupaciones o agrupaciones del sistema de activos.

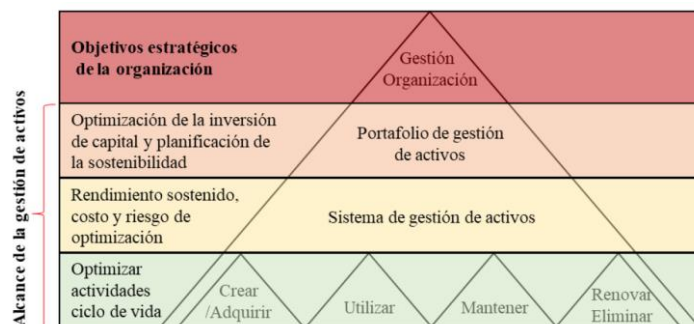


Figura 1. Diferentes niveles de integración de un sistema de gestión de activos [4].

1.2 FACTOR DE CONSECUENCIA.

El factor de consecuencia es un análisis técnico-económico, basado en la premisa de que, todo activo fallará en el futuro y tendrá consecuencias cuantificables en términos económicos. Cabe mencionar que este parámetro varía de acuerdo a cada unidad, esto es en base a su tamaño, carga asociada y ubicación en el sistema eléctrico. Algunas de las variables considerables para el cálculo de este factor son: confiabilidad y seguridad del sistema, seguridad pública, redundancia de capacidad de transformación e impacto ambiental [5].

Pueden ser enfocadas desde distintas perspectivas las consecuencias de una falla tales como: seguridad de los equipos, seguridad del personal, seguridad del entorno o el medio ambiente, imagen empresarial, consecuencias en la producción y retrasos en el cumplimiento de metas

Además que, la evaluación del factor de consecuencia de la indisponibilidad de un transformador se basa en indicaciones respecto a la afectación a la calidad del suministro y la seguridad del entorno [1].

Criterios	Referencia			
	[6]	[7]	[8]	[9]
Estabilidad del sistema –Impactos financieros	Costos del ciclo de vida asociados a la unidad	Competitividad. Consecuencias económicas; Reposición de la unidad, pérdidas de producción, costos de energía no suministrada	Estabilidad del SEE	Impacto en la confiabilidad del suministro
	Evaluación de la confiabilidad del SSEE		Consumidores críticos	Factores financieros
Seguridad del sistema	Seguridad del SSEE	Seguridad del SSEE	-	-
Impacto Ambiental	Impacto ambiental	Impacto ambiental	-	Factores ambientales
Seguridad Publica	Seguridad publica	Seguridad de las personas y propiedades	Seguridad pública, seguridad de personas	-
Imagen empresarial	-	Imagen empresarial	-	-

Tabla 1. Indicadores relevados de la literatura para la evaluación del factor de consecuencia de un transformador [1]

1.2.1 Herramienta para la Evaluación del factor de Consecuencia.

La herramienta para la evaluación del factor de consecuencia es basada en lógica difusa que integra las siguientes entradas: sobrecarga y cargabilidad de equipos, existencia de cargas sensibles servidas por la unidad, diferentes potencias, antigüedad de los equipos, volumen de aceite proximidad de construcciones [10].

1.3 ÍNDICE DE RIESGO.

La evaluación del riesgo en transformadores de distribución depende de aspectos netamente técnicos, asociados a la probabilidad de ocurrencia de una falla o probabilidad de falla (PF) que produzca la indisponibilidad definitiva de la unidad y las consecuencias de dicha indisponibilidad o factor de consecuencia (FC).

La medida de riesgo varía en general, la probabilidad de falla de un transformador se incrementa a medida que envejece, otra de las consecuencias de su falla, es la variación que se da con los cambios que suceden en el entorno de operación de la unidad [1].

El índice de riesgo es un indicador útil para la toma de decisiones estratégicas sobre un activo [4] se determina a partir de los componentes [11], [6]: el factor de consecuencia y la probabilidad de falla.

Una vez realizado los cálculos de estos factores, son graficados en una matriz de riesgo, similar a las presentadas en la Figura 2, en esta figura se observan que la matriz puede ser definida en términos de variables lingüísticas o términos de valores numéricos.

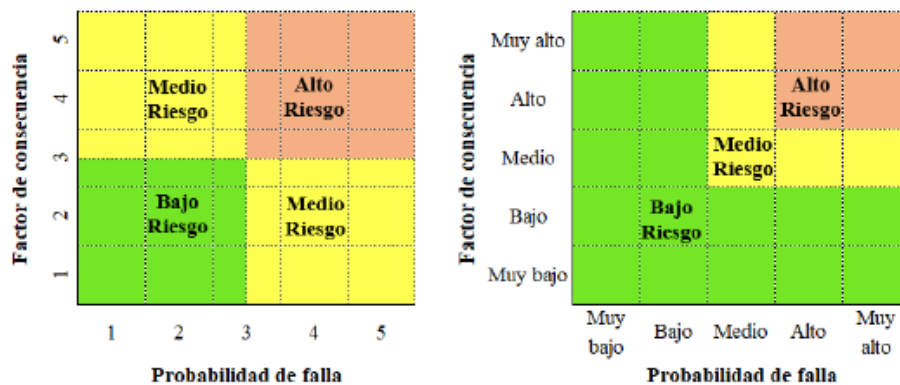


Figura 2. Plano de probabilidad de falla vs factor de consecuencia [1].

Cuando las unidades son ubicadas en la matriz de riesgo, cada unidad tendrá asociado un valor de riesgo. La gestión de las unidades puede realizarse priorizando aquellas cuyo índice de riesgo sea alto [3].

1.3.1 Evaluación de indicadores de riesgo.

Para que un indicador de riesgo sea apto para la gestión de activos debe responder afirmativamente a todas las siguientes preguntas [1]:

- ¿El riesgo es relevante?
- ¿El indicador es ambiguo o está bien definido?
- ¿El indicador está vinculado con los objetivos de la organización?
- ¿Los recursos invertidos para obtener el indicador son proporcionales a los beneficios esperados?
- ¿El indicador es fácil de usar en el proceso de toma de decisiones?
- ¿El indicador puede ser influenciado por acciones de control presentes o futuras?

1.4 LOGICA DIFUSA

El origen de la lógica difusa inicia en 1965 por Lotfi A. Zadeh, catedrático de la Universidad de California en Berkeley. Esta herramienta importante surge para el control de sistema y procesos industriales complejos [12].

La lógica difusa se aplica en procesos muy complejos, cuando no existe un modelo de solución simple o un modelo matemático preciso, también es útil cuando se necesite usar el conocimiento de un experto que utiliza conceptos ambiguos o imprecisos [12].

La lógica difusa trabaja con conceptos valorados con cierta veracidad que están en conjunto de valores que varían entre 0 y 1, permitiendo a su vez que, elementos de un universo asuman grados de pertenencia a un conjunto por medio de una función característica, esta lógica trabaja con casos que no son cien por ciento ciertos ni cien por ciento falsos, la misma se sitúa en la lógica de los multivalores [13] [14], un sistema de lógica difusa es un grupo no lineal de datos de ingreso, el cual será mapeado para dar una salida de datos escalar [15].

1.4.1 Diagrama de bloques de un Sistema de Lógica Difusa.

El siguiente esquema es de un sistema basado en técnicas de lógica difusa:

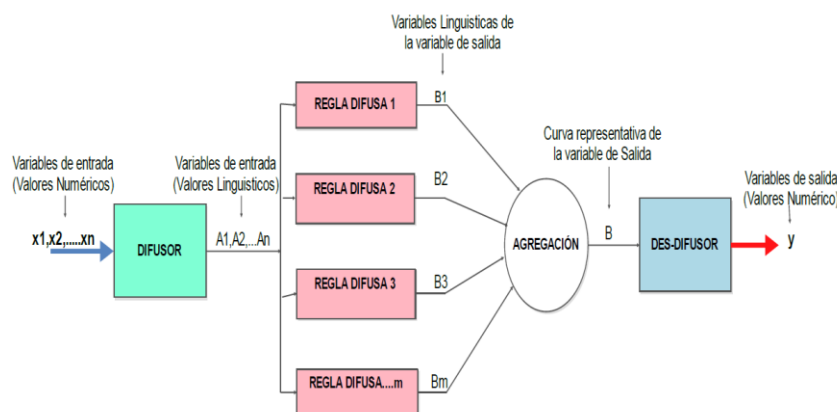


Figura 3. Esquema general de un sistema De lógica difusa [15]

1.5 FUZZY (FUZZY LOGIC TOOLBOX)

Fuzzy “Fuzzy Logic Tool box” es una herramienta que permite desarrollar programas difusos de manera simple en el software MATLAB y permite simular el funcionamiento de un controlador difuso mediante un Fuzzy Inference Sistem (FIS) o sistema difuso de interferencia.

Un FIS, al igual que los bloques de SimMechanics puede integrarse al ambiente de Simulink sin ningún problema. La interfaz gráfica de un FIS hace que la programación de un controlador difuso sea muy sencilla y amigable.

Para utilizar la herramienta “Fuzzy”, se debe escribir en la ventana de comandos de MATLAB la palabra fuzzy y aparecerá la siguiente ventana [16] [12] [17].

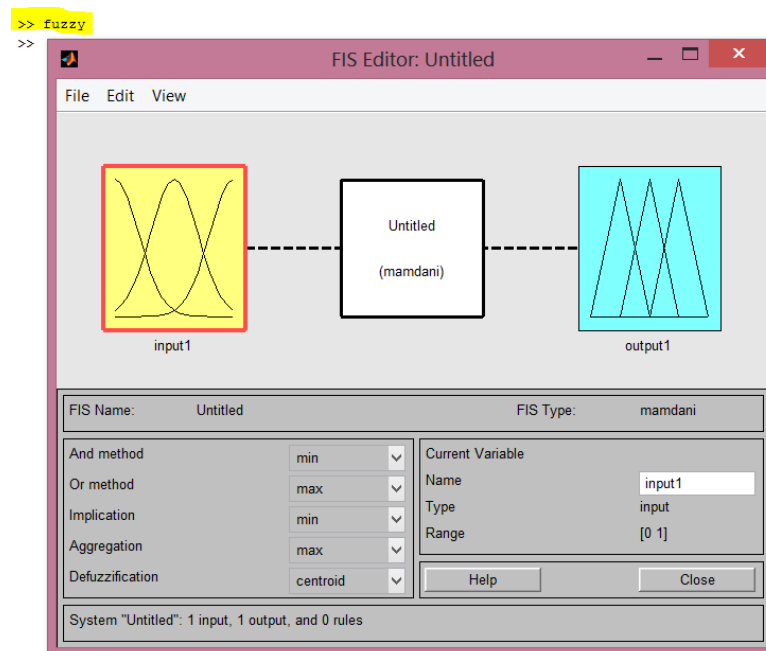


Figura 4. Interfaz gráfica del Toolbox de fuzzy en Matlab.

1.6 PROBABILIDAD DE FALLA

La probabilidad de falla es un concepto que integra el estado de la unidad, así como los eventos que podrían desencadenar una falla del transformador. Tales eventos externos pueden ser de distinta índole, como descargas atmosféricas, sabotaje, líneas propensas a sufrir eventos como cortocircuitos o sobrecarga. La presencia de estos casos puede influir en la probabilidad de falla de un equipo y variará según su ubicación geográfica en la red, por ello este particular debe ser abordada de forma específica por cada empresa de distribución [1].

1.7 HISTOGRAMAS.

En estadística un histograma es una representación gráfica de la distribución de un conjunto de datos en forma de barras, en donde una barra va pegada a la otra, es decir no tienen espacio entre las barras y cada barra representa un conjunto de datos.

Los histogramas se utilizan cuando se realiza una el estudio de una variable continua, además muestra la acumulación o tendencia, la variabilidad o dispersión y la forma de la distribución.

Un histograma es una gráfica adecuada para representar variables continuas, aunque se usa para variables discretas. Es decir, mediante un histograma se puede mostrar gráficamente la distribución de una variable cuantitativa o numérica, los datos se deben agrupar en intervalo de igual tamaño, llamados clases. [18] [19].

1.8 SISTEMA DE INFORMACION GEOGRAFICA SIG.

El Sistema de Información Geográfica (SIG o GIS, en su acrónimo inglés “Geographic Information System”) es una herramienta que permite controlar y administrar el sistema de distribución en todo su conjunto en espacio y tiempo en forma real, con información actualizada y precisa.

Se compone de un conjunto de elementos de hardware, software de procedimientos diseñados para adquirir, administrar, manipular, modelar visualizar datos referenciados en el espacio y representar de una forma eficiente cualquier tipo de información geográfica referenciada asociada a un territorio. La información geográfica va a ser aquella información que tiene algún componente espacial, es decir, la ubicación además, una información atribuida que nos detalle más sobre ese elemento en cuestión [20] [21].

1.9 SUMA PONDERADA.

La suma ponderada es una media de centralización. Consisten otorgar a cada observación del conjunto de datos $(X_1, X_2, \dots, X_N)$ unos pesos $(p_1, p_2, \dots, p_N)$, según la importancia de cada elemento.

$$SP = \frac{p_1 \cdot X_1 + p_2 \cdot X_2 + \dots + p_N \cdot X_N}{p_1 + p_2 + \dots + p_N} \quad (1)$$

Siendo:

- $(X_1, X_2, \dots, X_N)$ el conjunto de datos
- $(p_1, p_2, \dots, p_N)$ los pesos.

Dicho de otra manera, no todos los valores de la variable X_i tienen el mismo peso. Es decir, cada uno de los valores que toma la variable tiene asignado un número que indica su importancia, el cual es independiente de la propia frecuencia absoluta ni [22] [23].

1.10 TRANSFORMADOR

El transformador es un dispositivo que permite modificar potencia eléctrica de corriente alterna con un determinado valor de tensión y corriente, en otra potencia similar, a diferencia de magnitudes en tensión y corriente [2].

1.10.1 Tipos o Clases de Transformadores.

Los transformadores eléctricos tienen varios tipos o clases, pero básicamente se los puede dividir en:

- Transformadores de Potencia.
- Transformadores de Distribución.
- Transformadores de Control.
- Transformadores de Seco.
- Transformadores de Aislamiento.

1.10.2 Transformador de Distribución.

Es un equipo fundamental dentro de cualquier sistema de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE) [24] es un dispositivo eléctrico estático, que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro, con una tensión e intensidad determinada, en energía eléctrica con tensión e intensidad distintas o iguales. [25]

Se denomina transformadores de Distribución, en general a los transformadores de potencias iguales o inferiores a 630 KVA y de tensiones iguales o inferiores a 34.500 KV, tanto monofásicos como trifásicos. [26]

1.10.3 Transformador de distribución monofásico convencional.

Debido al crecimiento de las ciudades, zonas industriales y rurales, se hace necesario que los sistemas de distribución de energía también se expandan. El transformador de distribución monofásico es un dispositivo eléctrico que convierte corriente alterna con un nivel de tensión a otro nivel de tensión según la aplicación que lo está requiriendo, esto se logra por un fenómeno de inducción electromagnético que se produce al interior del transformador [27].

1.10.4 Características constructivas del transformador de distribución convencional.

El transformador de distribución convencional está constituido de manera general de un núcleo y bobinas montadas de manera segura, en una cuba lleno de aceite dieléctrico; mas unos bushing de alta y baja tensión que permiten la conexión de los terminales de las bobinas con la red de media y baja tensión [27].

El transformador de este tipo tiene un aspecto físico como el que se muestra en la Figura 5, y sus compuestos se pueden clasificar en componentes externos e internos.

- Los componentes externos están conformados por:
 - Tanque o cuba.
 - Estructura para montaje del transformador.
 - Dispositivo de sujeción.
 - Radiadores.
 - Accesorios:
 - Bushing de alta tensión.
 - Bushing de baja tensión.
 - Válvula de sobrepresión.
 - Luz indicadora de sobrecarga.
 - Cambiador de derivaciones (TAP)
 - Puesta a tierra del tanque.
 - Placa de características.
- Los componentes internos están conformados por:
 - Núcleo magnético.
 - Devanados.
 - Sistema de aislamiento.
 - Aislante sólido.
 - Aislante líquido.

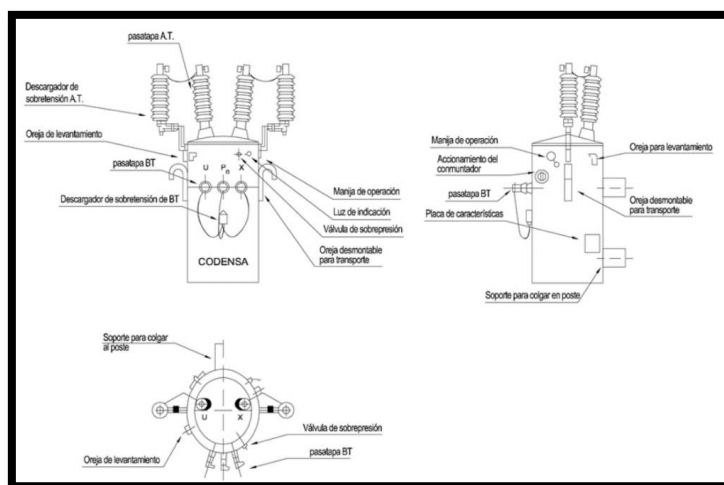


Figura 5. Partes de un transformador de distribución [21].

1.10.5 Transformadores Trifásicos.

Son aquellos contruidos y fabricados para brindar energía con montaje en poste o cámara de distribución de acuerdo a las normativas de la empresa eléctrica. Tienen tres líneas de media tensión y tres o cuatro líneas de baja tensión. Su uso es industrial y comercial. Hay desde 15 kVA hasta 5000 kVA y según el requerimiento técnico [28].

1.10.6 Transformadores Monofásicos.

Son aquellos que tienen una o dos líneas de media tensión según la conexión, fabricados para montaje en poste. Hay desde 3 kVA hasta 333 kVA y existen dos configuraciones:

- **Autoprotegidos:** internamente poseen, además de los accesorios normales de funcionamiento, elementos de protección contra las sobretensiones, sobrecargas y cortocircuitos. Incluyen pararrayo, fusible de distribución, interruptor tecnomacnético y luz piloto.
- **Convencionales:** unidades sin protecciones eléctricas, este tipo de transformador posee accesorios normales de funcionamiento.

CAPÍTULO 2

2 METODOLÓGIA PROPUESTA

2.1.1 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN DEL GIS

El capítulo 2 analiza la información facilitada por la empresa Eléctrica Regional CENTROSUR (EERCS) del sistema de información geográfico (GIS), la cual corresponde a datos de los transformadores de distribución (TD) en su concesión. Cuya base de datos tiene su última actualización en octubre del 2018, día en el cual se obtuvo la información de los equipos.

La Figura 6, indica los puntos GPS de los TD en el área de concesión de la CENTROSUR, los cuales contabilizan un total de 22936 TD tal como se muestra en la Figura 7, la cual contiene información detallada de cada equipo en el sistema. (La Figura 7 muestra una parte de la información total de los TD en el GIS).



Figura 6. Puntos GPS de los transformadores de Distribución en la concesión de la CENTROSUR. Fuente: GIS

ID	Shape *	OBJECTID	ANCLARYR	ENABLED	USUARIOREG	FECHAREG	FECHAMOD	USUARIOMOD	ELECTRICTR	ALIMENTADO	ALIMENTA 1	ALIMENTA 2
0	Point	101345	0	1	auxiliar1	27/03/2013	02/07/2014	lamnaf	1610694704	0500050V09		1
1	Point	101727	0	1	lamnaf	01/04/2013	02/07/2014	lamnaf	1610694704	0500050V09		1
2	Point	101728	0	1	lamnaf	01/04/2013	02/07/2014	lamnaf	1342255240	0500050V09		2
3	Point	101898	0	1	auxiliar1	03/04/2013	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
4	Point	101899	0	1	auxiliar1	03/04/2013	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
5	Point	102271	0	1	auxiliar1	18/04/2013	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
6	Point	102273	0	1	rodasw	18/04/2013	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
7	Point	102274	0	1	rodasw	18/04/2013	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
8	Point	107139	0	1	buestad	13/07/2013	25/02/2015	buestad	1342255240	0500050V09		2
9	Point	110686	0	1	auxiliar4	20/08/2013	02/07/2014	lamnaf	805388312	0500050V09		4
10	Point	110693	0	1	auxiliar3	22/08/2013	30/01/2018	lamnaf	805388312	0500050V09		4
11	Point	119623	0	1	buestad	09/01/2014	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
12	Point	122504	0	1	valladarez	05/02/2014	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
13	Point	122506	0	1	valladarez	05/02/2014	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
14	Point	122507	0	1	valladarez	05/02/2014	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
15	Point	122508	0	1	valladarez	05/02/2014	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
16	Point	122509	0	1	valladarez	05/02/2014	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
17	Point	123781	0	1	buestad	14/02/2014	26/11/2015	valladarez	81920	0500050V09		7
18	Point	123814	0	1	buestad	17/02/2014	26/01/2018	valladarez	1610694704	0500050V09		1
19	Point	124428	0	1	valladarez	21/03/2014	30/01/2018	lamnaf	805388312	0500050V09		4
20	Point	124429	0	1	valladarez	21/03/2014	30/01/2018	lamnaf	805388312	0500050V09		4
21	Point	125054	0	1	valladarez	21/03/2014	30/01/2018	lamnaf	805388312	0500050V09		4

Figura 7. Información de los transformadores de distribución en el sistema en el GIS.

Los registros publicados de la ARCONEL, indican que el área de concesión de la CENTROSUR abarca el 11.79% del territorio nacional ecuatoriano, con una participación de 30.243,22 km^2 (ver la Figura 8). Esto comprende provincias como: el Azuay, Cañar, Morona Santiago y parte del cantón Saraguro de la provincia de Loja, así como también El Guabo de la provincia del Oro y Naranjal de la provincia del Guayas. [29]

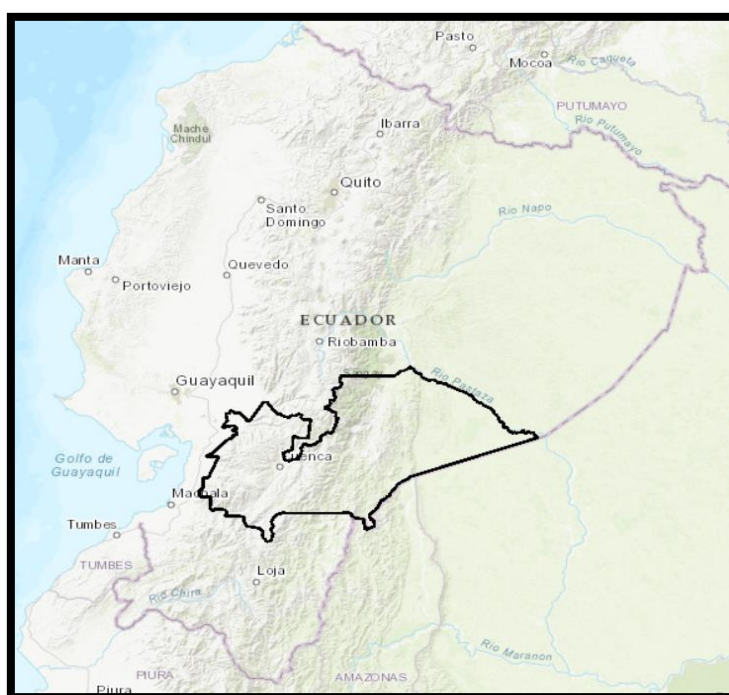


Figura 8. Área de Concesión de la CENTROSUR.

De la información otorgada por la EERCS, el sistema de información geográfica muestra que existe un total de 22.938 TD, de los cuales, el 25% son de propiedad particular, mientras que el 75% de transformadores pertenecen a la EERCS. Los datos específicos se muestran en la Tabla 2.

PROPIEDAD	
EERCS	17208
PARTICULAR	5728
Total	22936

Tabla 2. Datos de los transformadores de distribución de la EERCS.

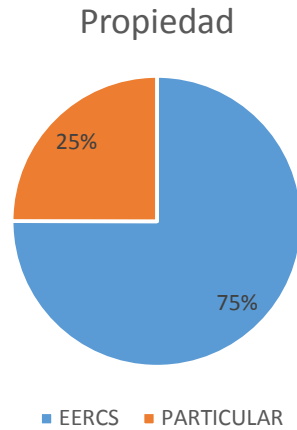


Figura 9. Segmentación porcentual de los transformadores de distribución de la EERCS

La Tabla 3 contiene el resultado de clasificar a los transformadores de distribución de acuerdo a su potencia y cantidad presentes en la información disponible.

POTENCIA					
kVA	Cantidad	kVA	Cantidad	kVA	Cantidad
3	148	112,5	51	400	37
5	2103	120	1	500	38
10	6974	125	74	600	4
15	4111	150	100	630	7
20	9	160	50	700	1
25	3045	175	19	750	17
30	794	190	10	800	8
35	2	192	15	1000	14
37,5	1389	192,5	29	1100	4
40	2	200	79	1200	3
45	349	220	1	1250	1
50	1747	225	7	1300	1
60	200	250	57	1500	5
75	884	300	55	1800	1
80	2	315	2	2000	7
90	6	320	2	2500	1
100	448	350	18	Total:	22937
112	1	375	4		

Tabla 3. Clasificación de los TD de acuerdo a su potencia y cantidad.

A partir de la clasificación realizada en la Tabla 3 y con lo que se muestra en la Figura 8, se puede decir que los TD más comunes en la concesión que le concierne a la EERCS, son los de: 10 kVA, 15kVA y 25kVA. Contando con: 6974 unidades para los de 10kVA, 4111 unidades para los de 15 kVA y 3045 equipos para los de 25 kVA.

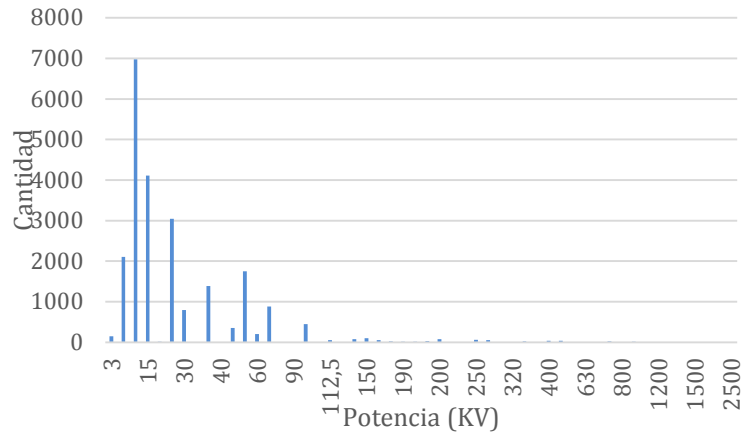


Figura 10. Cantidad de transformadores de distribución de acuerdo a su potencia.

2.2 DATOS SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO

Para el estudio propuesto se utiliza los datos de los TD que están en el dominio de la EERCS, además se elimina el uso de los transformadores que tienen una cargabilidad del 0%, ya que estos transformadores no afectan en la carga a la red, además se eliminaron unidades que tienen datos inconsistentes o con errores en el sistema. La Tabla 5 muestra el total de la población es 22.936 unidades, se evidencia que el 27 % del total es decir 6.716 son particulares, tienen cargabilidad cero o presentan datos incorrectos, quedando un total de 16.219 datos para el estudio.

Datos Seleccionados	
Total Transformadores	22936
Particular	5729
Cargabilidad 0%	408
Datos Inconsistentes	580
TD EERCS	16219

Tabla 4. Datos segmentados sin transformadores de distribución con carga 0 y datos inconsistentes

Datos Seleccionados

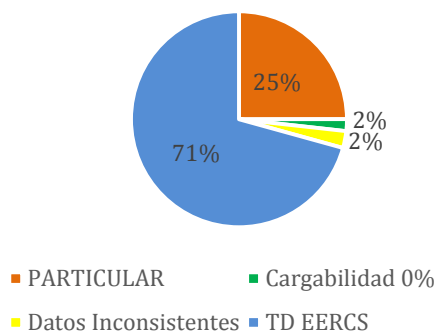


Figura 11. Segmentación porcentual de los transformadores de distribución de la EERCS sin unidades con carga 0 y unidades con datos inconsistentes.

POTENCIA					
kVA	Cantidad	kVA	Cantidad	kVA	Cantidad
3	101	45	205	190	1
5	1618	50	708	200	4
10	5095	60	66	225	2
15	2478	75	275	250	10
20	3	90	2	300	11
25	1611	100	139	400	12
30	322	112,5	10	500	5
35	1	125	4	630	1
37,5	610	150	9	Total:	16219
40	1	160	6		

Tabla 5. Clasificación de los transformadores de distribución de acuerdo a su potencia y cantidad, sin unidades con cargabilidad 0 y unidades con datos inconsistentes.

El resultado de segmentar los datos de los TD y excluir los transformadores con carga 0 y con datos inconsistentes muestra la misma tendencia, ya que siguen siendo mayormente comunes los equipos de 10 kVA, 15 kVA y 25 kVA, siendo una muestra que compone el 66 % del total de información.

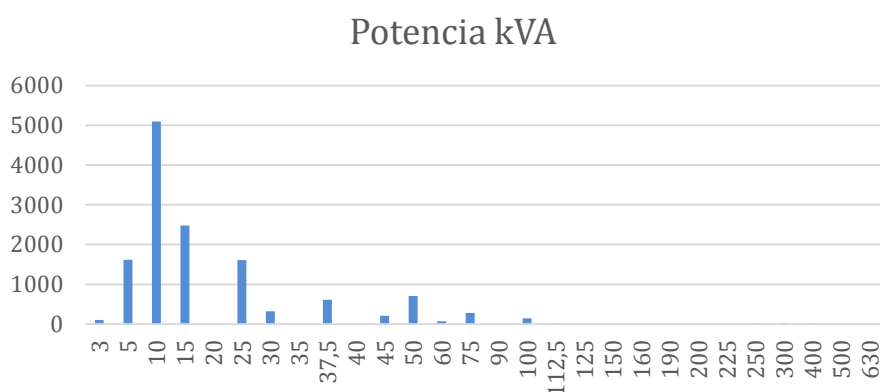


Figura 12. Cantidad de transformadores de distribución de acuerdo a su potencia, excluyendo unidades con cargabilidad 0 y unidades con datos inconsistentes.

2.3 DESCRIPCIÓN DE DATOS

La EERCS cuenta con cinco tipos de uso de los transformadores cuales se describen a continuación.

2.3.1 Datos técnicos

TIPO		
1	Distribución	13.310
2	Alumbrado	2.570
3	Expreso	5
4	Arrendado	0
5	Medición	334

Tabla 6. Tipos de Transformadores de EERCS

Una vez realizada la selección y clasificación de los datos inconsistentes, solo se emplea para el estudio 13.310 datos de los TD, dejando fuera los otros tipos.

Este apartado del estudio contiene la clasificación de la información adquirida de la EERCS. La cual indica datos como: la cantidad de TD por provincia y cantón, el número de clientes asociados a las unidades y el tipo de transformador.

DATOS		
Código Provincia	Provincia	Cantidad de Transformadores por Provincia
01	Azuay	8941
03	Cañar	2425
07	El Oro	9
09	Guayas	1
11	Loja	80
14	Morona Santiago	1854
	TOTAL:	13310

Tabla 7.Cantidad de transformadores de distribución por provincia.

2.3.2 Información geográfica

2.3.2.1 Transformadores instalados en la provincia del Azuay.

En la provincia del Azuay se registran 8.931 TD, que de acuerdo a la información del sistema de información geográfico, se dividen en dos tipos de transformadores, tal como se puede ver en la Tabla 8, donde además se detalla la cantidad por potencia y el número de clientes conectados a lo TD.

CLASIFICACION POR POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES PARA LA PROVINCIA DEL AZUAY					
Provincia	Potencia (kVA)	Cantidad Transformadores	Tipo Transformador		Número Clientes
			Monofásico 240 V	Trifásico 220 V	
AZUAY	3	13	13	0	24
	5	767	767	0	4017
	10	3570	3570	0	46841
	15	1798	1797	1	41636
	25	1091	1091	0	33047
	30	230	0	230	8698
	37,5	401	401	0	14302
	40	1	0	1	9
	45	192	0	192	10840
	50	467	158	309	23838
	60	59	0	59	3775
	75	221	8	213	15389
	90	2	0	2	292

	100	54	1	53	4124
	112,5	10	0	10	976
	125	4	1	4	299
	150	9	0	9	1404
	160	6	0	6	324
	190	1	0	1	309
	200	4	0	4	514
	225	2	0	2	194
	300	11	0	11	3356
	400	12	0	12	4835
	500	5	0	5	1739
	630	1	2	1	270

Tabla 8. Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia del Azuay.

La EERCS en la provincia del Azuay tiene la competencia total del suministro de energía eléctrica en sus 15 cantones. La Tabla 9 especifica la cantidad de transformadores de distribución y el número de clientes que existe por cantón.

CANTONES AZUAY "01"			
Código Cantón	Nombre Cantones Azuay	Cantidad Transformadores Distribución.	Número de Clientes por Cantón
0101	CUENCA	4688	158339
0102	GIRÓN	316	4887
0103	GUALACEO	783	12122
0104	NABON	455	5566
0105	PAUTE	533	9878
0106	PUCARA	158	1522
0107	SAN FERNANDO	105	1433
0108	SANTA ISABEL	639	7777
0109	SIGSIG	618	11342
0110	OÑA	117	1499
0111	CHORDELEG	172	3030
0112	EL PAN	80	1156
0113	SEVILLA DE ORO	148	1912
0114	GUACHAPALA	83	1339
0115	CAMILO PONCE ENRIQUEZ	46	457

Tabla 9. Cantidad de transformadores y Clientes en los cantones del Azuay.

2.3.2.2 Transformadores instalados en la provincia de la Provincia del Cañar

El sistema de información geográfica en la provincia del Cañar indica la existencia de 2425 TD, cuya clasificación se muestra en la Tabla 10, donde se especifica: el número de transformadores por potencia, además el tipo de transformador y el número de clientes por potencia de los transformadores.

CLASIFICACION DE LA POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES PARA LA PROVINCIA DEL CAÑAR					
			Tipo Transformador		
Provincia	Potencia (KV)	Cantidad Transformadores	Monofásico 240 V	Trifásico 220 V	Número Clientes
CAÑAR	3	2	2	0	4
	5	365	365	0	2201
	10	934	934	0	11872
	15	463	459	4	9701
	20	2	1	1	54
	25	307	307	0	7766
	30	27	0	27	912
	35	1	0	1	1
	37,5	162	162	0	3826
	45	13	0	13	810
	50	129	96	33	6135
	60	7	0	7	485
	75	10	0	10	691
	100	3	0	3	153

Tabla 10. Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia del Cañar.

En la provincia del Cañar la EERCS no tiene la totalidad de la concesión del servicio eléctrico, pero cuenta con TD en los siete cantones que conforman la mencionada provincia:

CANTONES CAÑAR "03"			
Código Cantón	Nombres Cantones Cañar	Cantidad Transformadores Distribución	Número Clientes por Cantón
0301	AZOGUES	4	24
0302	BIBLIÁN	408	8723
0303	CAÑAR	1149	17875
0304	LA TRONCAL	569	12826
0305	EL TAMBO	197	3247
0306	DÉLEG	24	255
0307	SUSCAL	74	1661

Tabla 11. Cantidad de transformadores y Clientes en los cantones del Cañar.

2.3.2.3 Transformadores instalados en la provincia de la Provincia del Oro.

En el caso de la provincia del Oro, el sistema de información geográfico, indica la existencia de 9 TD a cargo de la EERCS. De igual manera la información de los TD para esta provincia es detallada en la Tabla 12. Se observa que existen dos tipos de potencias y pocos TD, además de que solo hay transformadores monofásicos y pocos abonados a la EERCS.

CLASIFICACION DE LA POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES PARA LA PROVINCIA DE EL ORO					
Provincia	Potencia (KV)	Cantidad Transformadores	Monofásico 240 V	Trifásico 220 V	Número Clientes
EL ORO	5	2	2	0	7
	10	7	7	0	49

Tabla 12. Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia de El Oro.

Para la provincia del Oro la EERCS solo participa en parte del cantón El Guabo, ya que en esta provincia la concesión del suministro de energía eléctrica pertenece a otra empresa eléctrica:

CANTONES EL ORO "07"			
Código Cantón	Nombre Cantón El Oro	Cantidad Transformadores Distribución	Cantidad Clientes por Cantón
0706	EL GUABO	9	56

Tabla 13. Cantidad de transformadores y Clientes en el cantón de El Oro.

2.3.2.4 Transformadores instalados en la provincia de la Provincia del Oro.

La EERCS en la provincia del Guayas según los datos del sistema de información geográfico, tiene a su cargo una unidad del tipo monofásico con un mínimo de clientes, lo cual se presenta a continuación en la Tabla 14:

CLASIFICACION DE LA POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES PARA LA PROVINCIA DEL GUAYAS					
			Tipo Transformador		
Provincia	Potencia (KV)	Cantidad Transformadores	Monofásico 240 V	Trifásico 220 V	Cantidad Clientes
GUAYAS	5	1	1	0	3

Tabla 14. Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia del Guayas.

En la provincia del Guayas la participación de la EERCS es mínima como se puede observar en la Tabla 15:

CANTONES EL GUAYAS "09"			
Código Cantón	Nombre Cantón del Guayas	Cantidad Transformadores Distribución	Cantidad Clientes por Cantón
0911	NARANJAL	1	3

Tabla 15. Cantidad de transformadores y Clientes en el cantón del Guayas.

2.3.2.5 Transformadores instalados en la provincia de la Provincia de Loja.

En lo que se refiere a la provincia de Loja, el sistema de información geográfico, determina que la EERCS tiene competencia sobre 80 TD que en su totalidad son monofásicos, de diferentes potencias y con distintas cargabilidad, para esto podemos remitirnos a la Tabla 16 donde se detalla lo descrito.

CLASIFICACION DE LA POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES PARA LA PROVINCIA DE LOJA					
Provincia	Potencia (KV)	Cantidad Transformadores	Tipo Transformador		Cantidad Clientes
			Monofásico 240 V	Trifásico 220 V	
LOJA	5	33	33	0	165
	10	34	34	0	366
	15	10	10	0	211
	25	2	2	0	90
	37,5	1	1	0	75

Tabla 16. Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia de Loja.

En la provincia de Loja la EERCS tiene competencia en un solo cantón, abasteciendo de servicio eléctrico a cerca de 907 usuarios:

CANTONES LOJA 11			
Código Cantón	Nombre Cantón del Guayas	Cantidad Transformadores Distribución	Cantidad Clientes por Cantón
1111	SARAGURO	80	907

Tabla 17. Cantidad de transformadores y Clientes en el cantón de Loja.

2.3.2.6 Transformadores instalados en la provincia de la Provincia de Morona Santiago.

La provincia de Morona Santiago en base a los datos del sistema de información geográfico, posee un total de 1854 TD manejados por la EERCS, los cuales están divididos entre monofásicos y trifásicos. La Tabla 18 contiene en detalle lo antes mencionado como algunos datos adicionales.

CLASIFICACION DE LA POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES PARA LA PROVINCIA DE MORONA SANTIAGO					
Provincia	Potencia (kVA)	Cantidad Transformadores	Tipo Transformador		Número Clientes
			Monofásico 240 V	Trifásico 220 V	
MORONA SANTIAGO	3	86	86	0	191
	5	450	450	0	1869
	10	550	550	0	5571
	15	207	207	0	2981
	20	1	0	1	1
	25	211	211	0	3775
	30	65	1	64	1357
	37,5	46	46	0	1324
	50	112	5	107	2976
	75	44	1	43	1874
	100	82	0	82	4226

Tabla 18. Clasificación de las diferentes potencias de los transformadores de la provincia de Morona Santiago.

El suministro de energía eléctrica en la provincia de Morona Santiago, le corresponde en gran parte a la EERCS, siendo una provincia que presenta datos considerables acerca del número de TD, como también la cantidad de abonados.

CANTONES MORONA SANTIAGO “14”			
Código Cantón	Nombre Cantón de Morona Santiago	Cantidad Transformadores Distribución	Cantidad Clientes por Cantón
1401	MORONA	615	10967
1402	GUALAQUIZA	106	739
1403	LIMON INDANZA	362	3141
1405	SANTIAGO	225	2776
1406	SUCUA	300	5764
1407	HUAMBOYA	65	836
1408	SAN JUAN BOSCO	119	1087
1409	TAISHA	102	1132
1410	LOGROÑO	78	1143
1412	TIWINTZA	176	1242

Tabla 19. Cantidad de transformadores y Clientes en los cantones de Morona Santiago.

CAPÍTULO 3

3 IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1 INDICADORES DE ENTRADA.

En este capítulo inicialmente se determina los indicadores para la evaluación del factor de consecuencia. Los cuales son seleccionados considerando parámetros como: Confiabilidad del Sistema, Seguridad del Sistema, Seguridad de las Personas, y el Impacto ambiental. Además, se cuenta con variables principales para la evaluación del factor de consecuencia, tales como:

- Potencia en kVA.
- Porcentaje de cargabilidad
- Numero Clientes.
- Distancia a la bodega central.
- Antigüedad (edad calendario).
- Tipo de transformador.

Seguido, se desarrolla histogramas para cada indicador del presente estudio, esto permite establecer los rangos que se deben aplicar a las funciones de membresía.

3.1.1 Potencia kVA.

Para el indicador de potencia, se cuantifica el número de unidades por potencia disponibles para determinar los rangos de membresía. Por consiguiente, la Tabla 20 contiene la cantidad, de transformadores por potencia, su acumulado y además el porcentaje que nos indica, que proporción de transformadores predominan en el sistema de distribución analizado.

Se define, que el 51.19% de los TD en el sistema, está conformado por unidades de 3, 5 y 10 KVA. Siendo un 30.75%, el que representa equipos de 15, 25 y 30 kVA. Finalmente el 18.06% representa el restante de TD.

POTENCIA kVA			
Potencia kVA	Cantidad	Acumulado	Porcentaje Acumulado
3	101	101	0,76%
5	1618	1719	12,92%
10	5095	6814	51,19%
15	2478	9292	69,81%
20	3	9295	69,83%
25	1611	10906	81,94%

30	322	11228	84,36%
35	1	11229	84,37%
37,5	610	11839	88,95%
40	1	11840	88,96%
45	205	12045	90,50%
50	708	12753	95,82%
60	66	12819	96,31%
75	275	13094	98,38%
90	2	13096	98,39%
100	139	13235	99,44%
112,5	10	13245	99,51%
125	4	13249	99,54%
150	9	13258	99,61%
160	6	13264	99,65%
190	1	13265	99,66%
200	4	13269	99,69%
225	2	13271	99,71%
250	10	13281	99,78%
300	11	13292	99,86%
400	12	13304	99,95%
500	5	13309	99,99%
630	1	13310	100,00%

Tabla 20. Clasificación de unidades por Potencia

La Figura 13 muestra el histograma que hace referencia al número de unidades por potencia existentes en el sistema que se analiza, el cual además se ha descrito en el párrafo anterior.

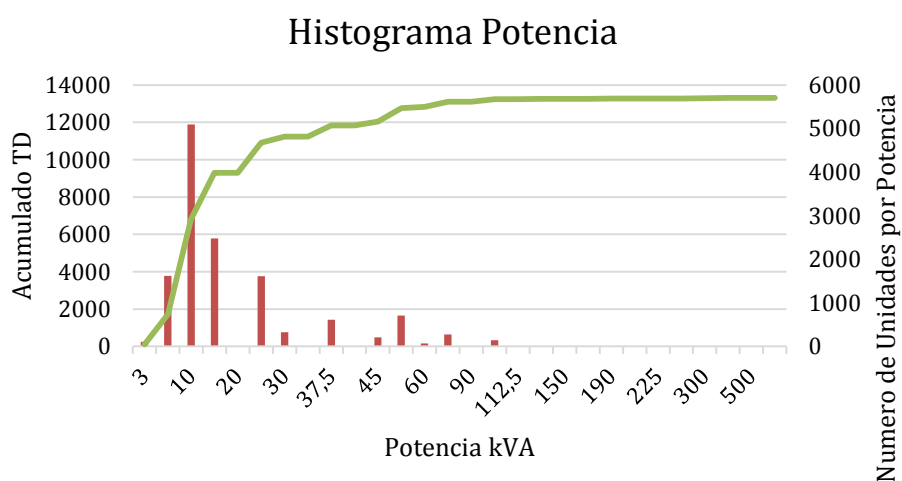


Figura 13. Histograma del número de unidades por potencia.

3.1.2 Cargabilidad

En el caso de la cargabilidad, el proceso que se sigue tiene similitud al ejecutado para la potencia, ya que se realiza una cuantificación del número de unidades por cargabilidad con los que se cuenta para determinar también los rangos de membresía.

Entonces, el Anexo A expone la cantidad de transformadores por cargabilidad, su acumulado y además el porcentaje que indica, que lote de transformadores en el sistema de distribución se encuentran más cargados.

Se determina que el 94.48% de los TD presentan una cargabilidad que va desde 0.10% al 75.09%; el 2.39% tiene una cargabilidad entre el 77.43% y el 86.81%, mientras que el 3.13% restante de las unidades muestra una cargabilidad dentro del 89.15% y el 267.26%.

Ahora, el histograma de la Figura 14 expone de manera gráfica el número de unidades por cargabilidad existentes en el sistema que se analiza.

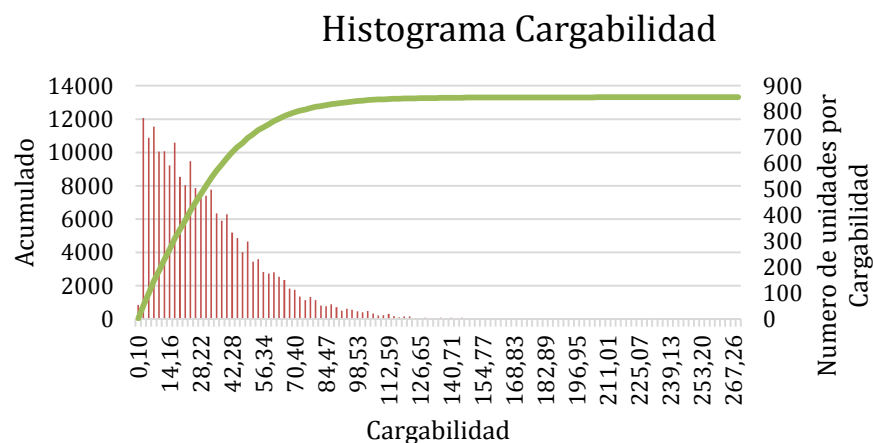


Figura 14. Histograma del número de unidades por Cargabilidad.

3.1.3 Clientes.

Para el indicador de clientes, se especifica el número de usuarios por potencia con los que se cuenta en el sistema, esto da paso para definir los rangos de membresía de este indicador. El procedimiento a seguir se mantiene siendo el mismo, es así que en la Tabla 21 se muestra al número de clientes por potencia, además de los usuarios por transformador, añadiendo su acumulado y el porcentaje.

De la Tabla 21 se establece tres intervalos. Definiendo el primero entre 0-100 clientes por TD, esto significa un 25.88% del total de los TD, el segundo intervalo está comprendido entre el 101-300 clientes por TD representando el 28.47% del total de TD, por último, se tiene un intervalo que implica el 45.65% del total de los TD y son unidades que tienen una cantidad mayor a 301 clientes por TD.

CLIENTES					
Potencia kVA	Cantidad TD	Cientes por Potencia	Usuarios por TD	Acumulado	Porcentaje Acumulado
35	1	1	1,00	1,0	0,03%
40	1	1	1,00	2,0	0,07%
3	101	219	2,17	4,2	0,14%
5	1618	8306	5,13	9,3	0,31%
10	5095	64703	12,70	22,0	0,74%
20	3	55	18,33	40,3	1,35%
15	2478	54529	22,01	62,3	2,09%
25	1611	44678	27,73	90,1	3,01%
37,5	610	19527	32,01	122,1	4,08%
30	322	10967	34,06	156,1	5,22%
50	708	32949	46,54	202,7	6,78%
160	6	324	54,00	256,7	8,59%
45	205	11650	56,83	313,5	10,49%
100	139	8503	61,17	374,7	12,53%
60	66	4260	64,55	439,2	14,69%
75	275	17954	65,29	504,5	16,87%
125	4	299	74,75	579,3	19,37%
225	2	194	97,00	676,3	22,62%
112,5	10	976	97,60	773,9	25,88%
200	4	514	128,50	902,4	30,18%
90	2	292	146,00	1048,4	35,06%
250	10	1507	150,70	1199,1	40,10%
150	9	1404	156,00	1355,1	45,32%
630	1	270	270,00	1625,1	54,35%
300	11	3356	305,09	1930,2	64,56%
190	1	309	309,00	2239,2	74,89%
500	5	1739	347,80	2587,0	86,52%
400	12	4835	402,92	2989,9	100,00%

Tabla 21. Clasificación de unidades por Potencia y Clientes.

3.1.4 Distancia

El Anexo B, contiene la distancia que existe entre la EERCS y cada una de las parroquias en la cual la EERCS tiene la concesión eléctrica, además contiene el número de TD que existe por parroquia y el Factor Distancia “FD” que se calcula mediante la siguiente expresión:

$$FD = 1 + \frac{D}{400} \quad (2)$$

En donde:

D= es la distancia que existe entre la bodega principal ubicada en la EERCS, hasta el cliente más cercano en Km.

Para la distancia se establece tres rangos en km como muestra la siguiente Tabla 22:

Rangos Km	Numero TD	Distancia promedio	Promedio
>39	5491	13,85	41%
40-99	4630	65,43	35%
<100	3189	165,15	24%

Tabla 22. Rangos y Distancia de los transformadores de distribución

El orden de los TD y el número de unidades por distancia presentes en el sistema que se examina se muestra de manera gráfica en la Figura 15. Donde se ve que una gran cantidad de TD se encuentran en un rango menor a los 40Km, otro conjunto se localiza entre los 40 y 99Km, y finalmente existen TD ubicados a una distancia superior a los 100 Km.

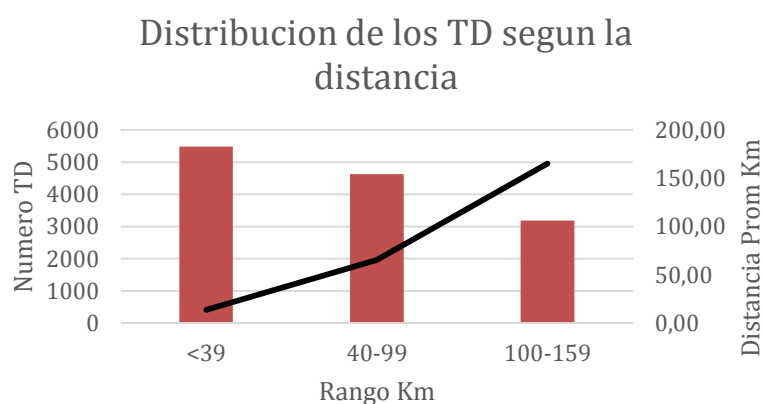


Figura 15. Distribucion de los TD según la distancia.

3.1.5 Antigüedad.

Los rangos de membresía para el indicador de antigüedad, se determinan cuantificando la cantidad de unidades por antigüedad existentes en el sistema que se estudia en el presente trabajo. Donde se diagnostica que el 47,56% del total de los TD tiene una antigüedad entre 0-11 años, siendo este el tiempo donde existe la mayor cantidad de TD, por otra parte, una antigüedad entre 12 y 13 años esta representa por el 40,5% del total de los TD y finalmente el 11.5% del total de los TD está dentro de los 14 y 25 años de antigüedad. La Tabla 23 contiene los datos que han permitido analizar el indicador de antigüedad.

ANTIGÜEDAD			
Años	Cantidad	Acumulado	Porcentaje Acumulado
0	46	46	0,346%
1	31	77	0,579%
2	193	270	2,029%
3	493	763	5,733%
4	665	1428	10,729%
5	1081	2509	18,850%
6	587	3096	23,261%
7	319	3415	25,657%
8	409	3824	28,730%
9	848	4672	35,101%
10	673	5345	40,158%
11	985	6330	47,558%
12	2087	8417	63,238%
13	3363	11780	88,505%
14	1134	12914	97,025%
15	362	13276	99,745%
16	4	13280	99,775%
17	1	13281	99,782%
18	0	13281	99,782%
19	0	13281	99,782%
20	0	13281	99,782%
21	0	13281	99,782%
22	0	13281	99,782%
23	0	13281	99,782%
24	0	13281	99,782%
25	29	13310	100,000%

Tabla 23. Clasificación de unidades por Antigüedad.

Así también la Figura 16, muestra el histograma, que de forma gráfica explica cómo se distribuye el número de unidades por antigüedad. Apoyando además todo lo descrito previamente.

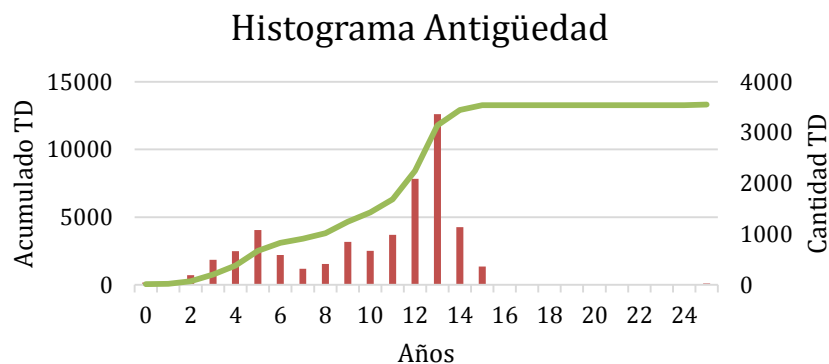


Figura 16. Histograma del número de unidades por Antigüedad.

3.1.6 Tipo de Transformador de distribución

El estudio también cuenta con un indicador que describe el tipo de TD, que cantidad existen por este parámetro y a que grupo pertenecen, pudiendo ser del exterior o interior. Procediendo de forma similar y con el objeto de definir los rangos de membresía para este indicador, la Tabla 24 clasifica la información referente al mismo.

Entonces, de acuerdo a los datos que contiene la Tabla 24, se puede deducir en primera instancia, que existe una gran cantidad de transformadores en el grupo exterior, de los cuales 11.752 son transformadores monofásicos operando en poste, seguido de 1.452 transformadores trifásicos funcionando de la misma forma, donde además se encuentran bancos con 2 y 3 transformadores en poste cada uno con 8 y 34 unidades respectivamente.

El restante de equipos se ubica en el grupo interior, los cuales pueden ser:

- Transformador Monofásico en Cabina
- Padmounted Monofásico Exterior
- Padmounted Monofásico en Cabina
- Transformador Trifásico en Cabina
- Padmounted Trifásico Exterior
- Padmounted Trifásico en Cabina
- Padmounted Bifásico en Cabina

Tipos de Transformadores de Distribución			
Tipo	Cantidad TD	Descripción	Grupo
1	11752	Transformador Monofásico en Poste	Exterior
2	4	Transformador Monofásico en Cabina	Interior
3	18	Padmounted Monofásico Exterior	Interior
4	3	Padmounted Monofásico en Cabina	Interior
5	1452	Transformador Trifásico en Poste	Exterior
6	31	Transformador Trifásico en Cabina	Interior
7	1	Padmounted Trifásico Exterior	Interior
8	6	Padmounted Trifásico en Cabina	Interior
9	8	Banco de 2 transformadores en Poste	Exterior
11	34	Banco de 3 transformadores en Poste	Exterior
16	1	Padmounted Bifásico en Cabina	Interior

Tabla 24. Clasificación de Unidades por el Tipo de transformador.

Para el indicador del *Tipo*, los rangos de membrecía deben tener un valor numérico, para lo cual se asigna a cada grupo un valor, tal como se muestra en la Tabla 25. Dando mayor peso (0,75) al grupo que contiene la mayor cantidad de TD.

Grupo	Cantidad TD	Valor
Exterior	13246	0,75
Interior	64	0,25

Tabla 25. Valor numérico asignado a cada grupo.

3.2 SISTEMA PROPUESTO PARA LA EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CONSECUENCIA DE LA FALLA DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN.

3.2.1 Sistema de inferencia difusa

La Figura 17 muestra el esquema del sistema de inferencia difuso para evaluar el factor de consecuencia, en el cual se han establecido tres niveles de estados para las entradas, las cuales dependen según el indicador de entrada. La salida se divide en tres estados, los cuales son: bajo, medio y alto.

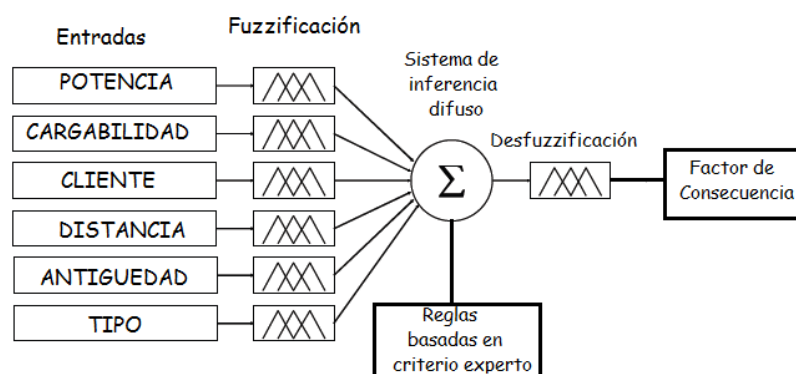


Figura 17. Bloque principal de Fuzzy Toolbox, ingreso de entradas y salidas del FC.

3.2.1.1 Reglas Difusas.

Las reglas difusas se establecen de acuerdo al número de los indicadores de entrada, salida y las funciones de membrecía. Entonces el número máximo de reglas que podrán ser ingresadas, se encuentran restringidas por el número máximo de funciones de membrecía que se obtengan; para el estudio propuesto se tiene los siguientes datos.

- Variables de entrada
 - Potencia
 - Cargabilidad
 - Cliente
 - Distancia
 - Antigüedad (edad calendario)
 - Tipo de transformador
- Variable de salida
 - Factor de consecuencia

Por lo tanto y de acuerdo a lo mencionado anteriormente, las reglas difusas que servirán para la interpretación de las variables de entrada fueron ingresadas en el Rule Editor, como se muestra en la Figura 18, al sistema se ingresa un total de 82 reglas, las cuales se encuentran detalladas en el Anexo C, cada una de estas reglas tiene una conexión lógica AND. Antes cabe mencionar que al momento de ingresar cada regla, el programa por defecto otorga un peso relativo de 1, lo que significa, que cada regla tendrá el mismo grado de importancia en la determinación del Factor de Consecuencia. Estos pesos deben ser modificados para obtener un comportamiento adecuado y fiable de las variables de entrada en relación con las variables de salida.

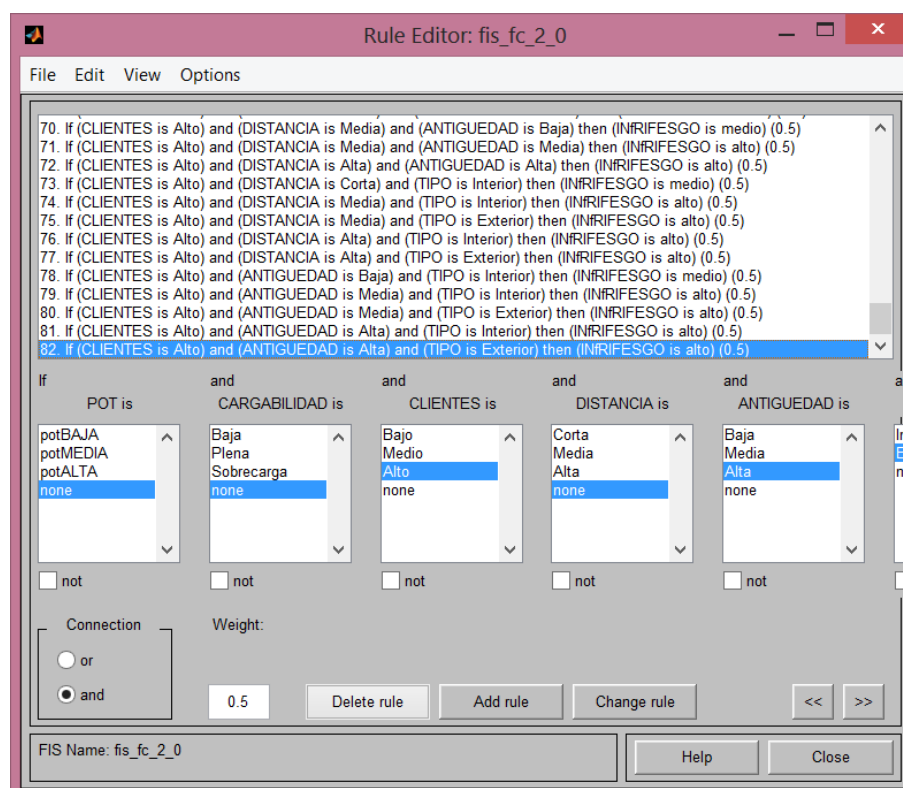


Figura 18. Reglas Difusas.

La Figura 19 muestra de forma gráfica las reglas utilizadas en el sistema, además indica el punto de referencia utilizado para distribuir el peso que se otorga a cada indicador de entrada.

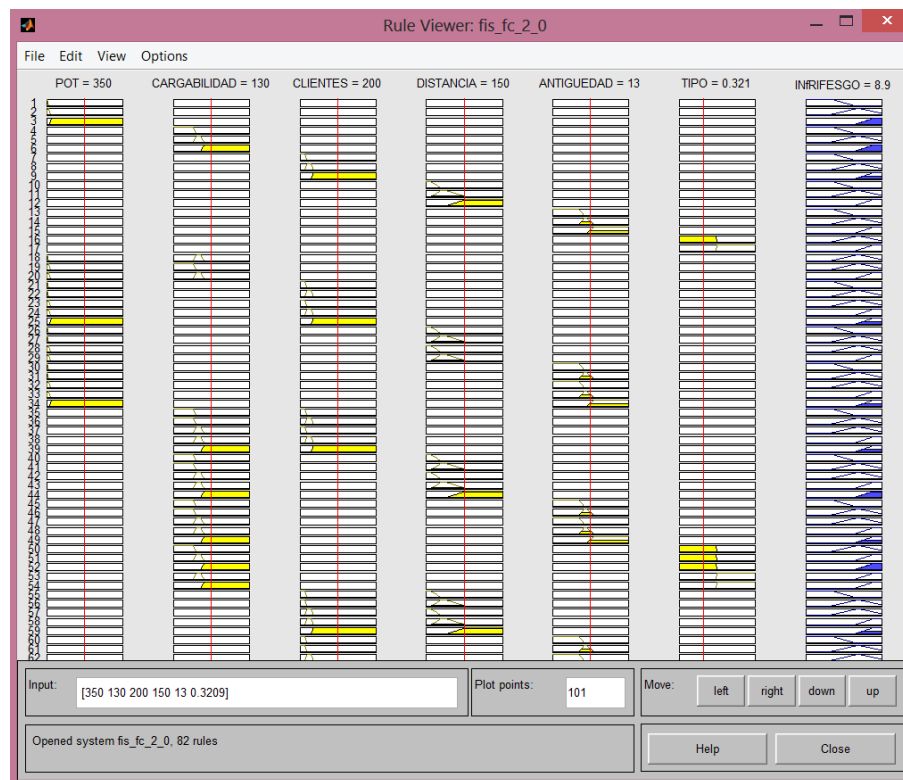


Figura 19. Ventana de simulación del FIS EDITOR.

3.2.1.2 Definiciones de lógica difusa.

El grado de pertenencia al conjunto A de la variable x se define por la función de membresía característica $\mu_A(x)$, a cada valor que toma la variable x le corresponde un grado de pertenencia entre [0,1], estos pueden ser representados como pares ordenados, x y el valor del grado de pertenencia $\mu_A(x)$ [1].

La Figura 20 presenta algunas definiciones del conjunto difuso que son detalladas a continuación:

- **Soporte del conjunto difuso A:** es el subconjunto discreto (crisp) cuyo valor de la función de membresía $\mu_A(x)$ es diferente de cero, $\mu_A(x) \neq 0$.
- **Puntos de cruce:** es el subconjunto discreto de x tal que el valor de su función de membresía es igual o mayor a 0.5, $\mu_A(x) \geq 0.5$.
- **Subconjunto α :** es el subconjunto discreto de x tal que el valor de su función de membresía es igual o mayor que α , $\mu_A(x) \geq \alpha$.
- **Núcleo:** es el subconjunto de x cuyo valor en la función de membresía es uno, $\mu_A(x) = 1$.

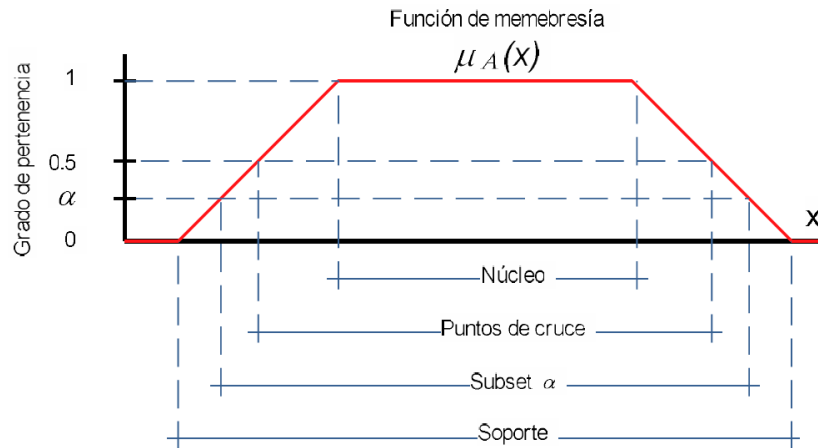


Figura 20. Elementos de un conjunto difuso [1].

3.2.1.3 Implementación de un sistema de inferencia difuso según el método de Mamdani.

El método propuesto por Mamdani en [30] y [31] parte del conocimiento profundo del problema a ser resuelto, la comprensión extensiva de las entradas y salidas, y la definición de un conjunto claro de reglas que relacionen las variables de entrada con las de salida; el procedimiento para implementar un sistema de inferencia difuso se describe a continuación [1]:

- Selección de variables relevantes de entrada y salida.
- Determinación de un número de términos lingüísticos que describan los estados de las variables.
- Elegir funciones de membresía correctamente parametrizadas para entradas y salidas, las funciones de membresía representan los estados de las variables. Se presenta un ejemplo de un sistema con dos entradas (x, y) y una salida (z) a las que se les ha asignado tres funciones de membresía (A, B, C).

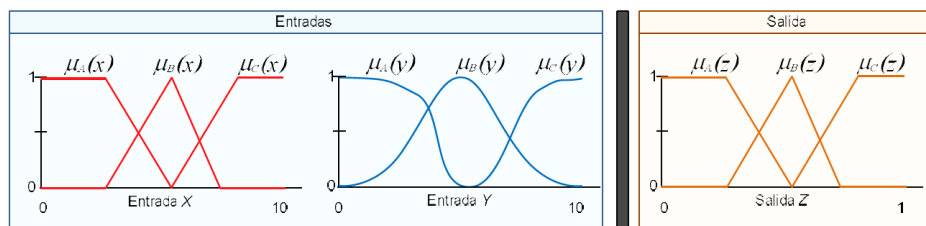


Figura 21. Definición de las funciones de membresía.

- Creación de un conjunto de reglas si-entonces (if-then) que vinculen las entradas y salidas.
- Mejorar las reglas mediante la solución de casos conocidos con respuestas esperadas.
- Refinar los parámetros de las funciones de membresía usando métodos de optimización.

La implementación de un sistema difuso debe seguir el esquema presentado en la Figura 22, que consta de datos de entrada, fuzzificación de las entradas, un sistema de inferencia difuso que consta de agregadores y reglas si-entonces; y como paso final, un proceso de defuzzificación que devuelve la salida discreta requerida.

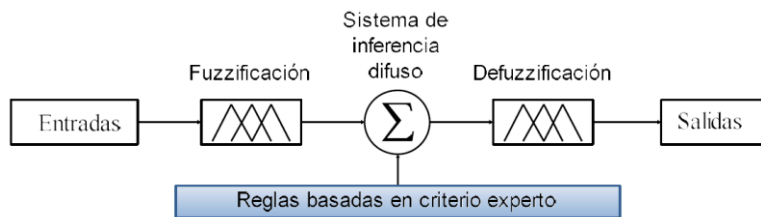


Figura 22. Sistema de inferencia difusa.

3.2.1.4 Funciones de membresía.

Luego de haber analizado cada una de los indicadores de entrada, se han establecido tres rangos para las entradas de los indicadores de: potencia, cargabilidad, clientes, distancia y antigüedad, para el indicador de tipo se establecen dos rangos para la entrada, cada una de las entradas maneja sus propios estados. Por su parte para la salida se toma los siguientes estados: bajo, medio y alto, el índice varía de 0 a 1, en las siguientes figuras se presenta las funciones de membrecía definidas para cada indicador de entrada.

3.2.1.4.1 Potencia.

La primera función de membrecía corresponde al indicador de Potencia, en la sección 3.1 se realiza el estudio previo para obtener sus parámetros. Ahora y de lo que se puede ver en la FM de la Figura 23, el primer rango (que es el bajo) para este indicador se encuentra en potencias por debajo de los 10 kVA. Para considerarse de rango medio, las potencias deben estar entre los 10 y 25 kVA. Mientras que el rango alto está considerado para potencias mayores a los 25 kVA.

FM POTENCIA			
Entrada	Rango	FM	Peso
Bajo	POT<10	Bajo	1
Medio	10≤POT<25	Medio	2
Alto	POT≥25	Alto	3

Tabla 26. Rangos para la función de membrecía de la potencia.

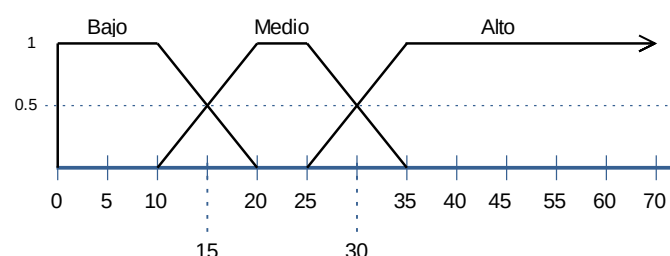


Figura 23. FM ingresadas para el indicador de potencia.

3.2.1.4.2 Cargabilidad.

El estado más alto para el indicador de cargabilidad, en la entrada esta denominado como “sobrecarga”, para una salida media en cambio su entrada se denota como “pleno”. La FM de la Figura 24, indica, que para una entrada baja y salida baja el rango de cargabilidad debe estar por debajo de 70. En la misma gráfica, pero examinando la entrada pleno y una salida medio, el rango puede estar dentro de los 70% y 95%. Para una sobrecarga y un estado de salida alto, el rango de cargabilidad debe ubicarse por encima de los 95%.

F.M CARGABILIDAD			
Entrada	Rango	FM	Peso
Bajo	$CARGA < 70$	Bajo	1
Pleno	$70 < CARGA < 95$	Medio	2
Sobrecarga	$CARGA > 95$	Alto	3

Tabla 27. Rangos para la FM de la Cargabilidad

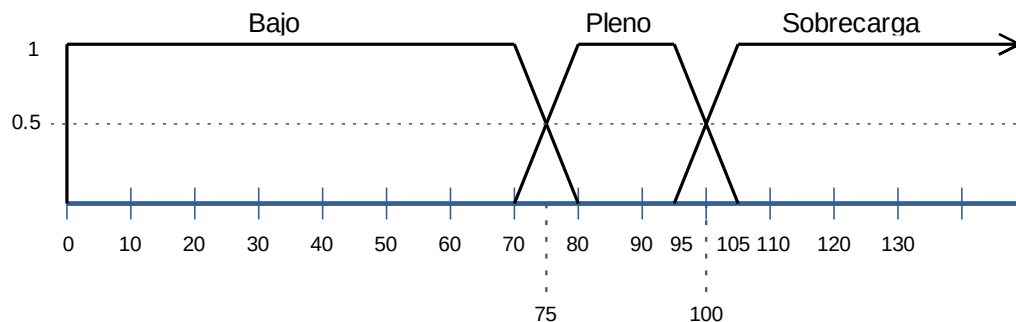


Figura 24. FM ingresadas para el indicador de cargabilidad

3.2.1.4.3 Clientes.

En el caso de los clientes, este indicador mantiene las denominaciones tanto en entrada como en salida, tal como se describieron en la variable de cargabilidad. Por consecuencia, y revisando la Figura 25, se puede mencionar que un rango mayor a los 110 clientes está correspondiendo a una entrada y salida baja. En cambio una entrada medio y una salida medio, se da cuando el número de clientes se encuentra entre los 110 y 290 usuarios. Para llegar a la parte que involucra a una entrada alta y a un estado de salida alto, la cantidad de usuarios debe superar o ser al menos 290.

FM CLIENTES			
Entrada	Rango	FM	Peso
Bajo	$CLIENTES < 110$	Bajo	1
Medio	$110 < CLIENTES < 290$	Medio	2
Alto	$CLIENTES > 290$	Alto	3

Tabla 28. Rangos para la FM de los clientes.

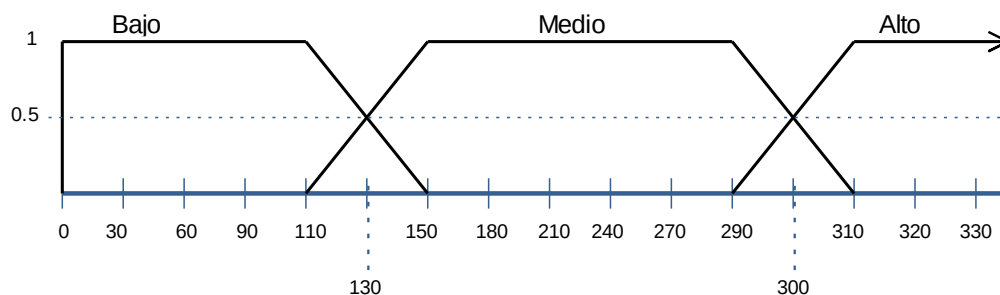


Figura 25. FM ingresadas para el indicador de clientes.

3.2.1.4.4 Distancia.

Dando continuidad a la parte de las funciones de membrecía, el indicador de distancia adopta denominaciones en las entradas de acuerdo a su conveniencia, decir que para el estado bajo, la entrada se define como corta, para un estado medio, la entrada es media y para el alto la entrada se identifica como larga. Hechas las aclaraciones pertinentes, se procede a examinar la Figura 26, de donde en principio se expresa, que una entrada corta hace referencia a una distancia mayor a los 20 km. Para un inicio medio y salida medio el rango de distancia debe estar en medio de los 20 y 80 km. En cambio, para una entrada larga y un estado alto, la distancia debe ser o superar los 80 km.

F.M DISTANCIA			
Entrada	Rango	FM	Peso
Corta	Distancia<20	Bajo	1
Media	20<Distancia<80	Medio	2
Larga	Distancia>80	Alto	3

Tabla 29. Rangos para la FM de la distancia.

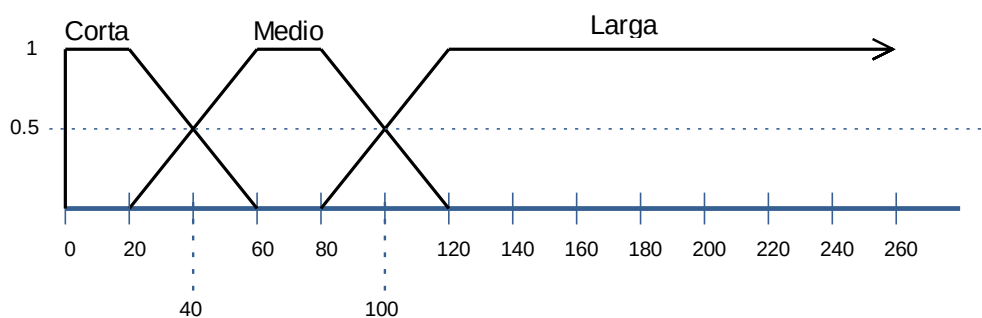


Figura 26. FM ingresadas para el indicador de distancia.

3.2.1.4.5 Antigüedad.

En cuanto se refiere al indicador de antigüedad, cuyo análisis para determinar sus rangos en las FM, se desarrollaron en la sección 3.5. Por consiguiente y en base a la FM mostrada en la Figura 27, se establece tiene 3 niveles de entrada que son *nuevo*, *medio* y *antiguo*. Para el caso de una entrada nuevo y una salida bajo, el rango en edad o tiempo del equipo estará por debajo

de los 8 años, mientras que para una entrada y salida media, el rango se ubicara entre los 8 y 12 años de antigüedad. Para finalmente localizarnos en una entrada antiguo y salida alto, el rango de los equipos sobrepasara los 12 años de antigüedad.

FM ANTIGÜEDAD			
Entrada	Rango	FM	Peso
Nuevo	Años<8	Bajo	1
Medio	8<Años<12	Medio	2
Antiguo	Años>12	Alto	3

Tabla 30. Rangos para la FM de la antigüedad.

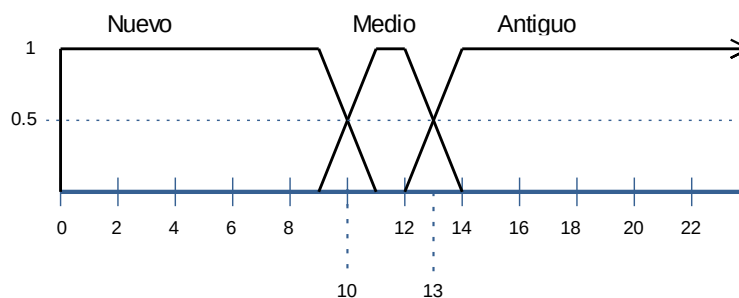


Figura 27. FM ingresadas para el indicador de antigüedad.

3.2.1.4.6 Tipo Transformador distribución

La variable tipo, es un indicador que explica el tipo de TD se tiene en el sistema estudiado. Cabe mencionar que este indicador posee dos estados, en la entrada media y alta, de forma similar para la salida. El rango para ambos estados, son 0,25 y 0,75 respectivamente. Esto se puede corroborar al examinar la Figura 28.

FM TIPO TD			
Entrada	Rango	FM	Peso
Medio	Interior=0.25	Medio	2
Alto	Exterior = 0.75	Alto	3

Tabla 31. Rangos para la FM del tipo de TD.

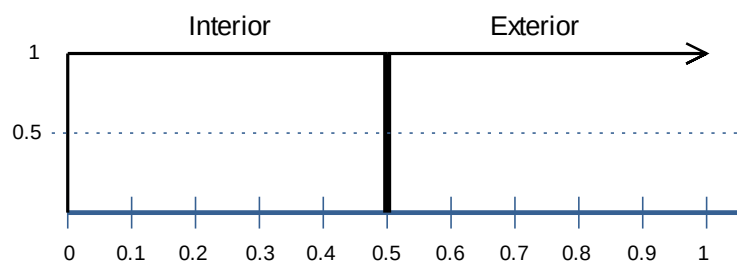


Figura 28. FM ingresadas para el indicador del tipo de TD

3.2.1.4.7 Salida del sistema Factor de Consecuencia.

La función de membresía que corresponde a la salida del sistema, tiene tres niveles. El primer estado hace referencia a una salida baja, que corresponde al FC en rangos con índices por

debajo de cuatro. Mientras que un FC medio se dará cuando los índices se encuentren en un rango de cuatro a siete. Para una salida del FC alta el índice deberá ser mayor a siete.

F.M SALIDA DEL SISTEMA	
Rango	Salida
Salida <4	Bajo
4<Salida<7	Medio
Salida>7	Alto

Tabla 32. Rangos para la FM de la salida del sistema.

De acorde a lo descrito en el párrafo anterior y conforme al contenido de la Tabla 32, la Figura 29, muestra de manera gráfica como se obtiene la salida del FC en relación a los rangos predeterminados.

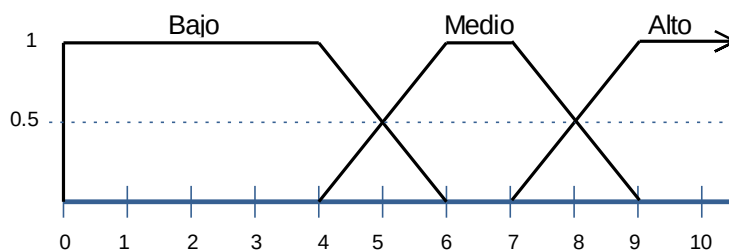


Figura 29. Función de membresía de salida del factor de consecuencia

3.2.2 Suma ponderada

La herramienta de la suma ponderada al igual que lógica difusa son dos metodologías diferentes para el cálculo del factor de consecuencia las dos herramientas utiliza las mismas funciones de membresía de entrada para el análisis del FC, al ser un análisis matemático la suma ponderada se otorga los siguientes pesos a los indicadores de entrada como muestra la Tabla 33. Los pesos relativos fueron obtenidos de [10] [32] [11].

Entrada	Peso
Potencia	1
Cargabilidad	1
Clientes	0.5
Distancia	0.1
Antigüedad	0.1
Tipo	0.1

Tabla 33. Pesos para el cálculo de suma ponderada y lógica difusa

La suma ponderada utiliza un análisis matemático, mediante la ecuación 2 se calcula el factor de consecuencia para cada transformador de distribución, en donde:

W = el valor del peso asignado para cada indicador.

Sum_W = el valor de la suma de los peso asignado para cada indicador.

$$FC = \frac{W_{POT} \cdot Valor_{POT} + W_{CARG} \cdot Valor_{CARG} + W_{CLIENTES} \cdot Valor_{CLIENTES} + W_{DIST} \cdot Valor_{DIST} + W_{ANTIG} \cdot Valor_{ANTIG} + W_{TIPO} \cdot Valor_{TIPO}}{Sum_W} \quad (3)$$

$$FC = \frac{W_{POT} \cdot 1 \cdot Valor_{POT} + 1 \cdot Valor_{CARG} + 0.5 \cdot Valor_{CLIENTES} + 0.01 \cdot Valor_{DIST} + 0.01 \cdot Valor_{ANTIG} + 0.01 \cdot Valor_{TIPO}}{Sum_W} \quad (4)$$

Para el cálculo de cada unidad, se utiliza el software Matlab; en el Anexo D se muestra el código de programación.

3.3 COMPARACIÓN DE METODOLOGÍAS.

El objeto de la comparación de metodologías se desarrolla para verificar los resultados de la Suma Ponderada y lógica difusa. La Tabla 34 expone la diferencia que existe entre los transformadores de cada método aplicado.

Estados Salida FC	Número de unidades	
	Lógica Difusa	Suma Ponderada
Bajo	10642	12726
Media	2614	545
Alta	54	39

Tabla 34 Resultado de la cantidad de transformadores de distribución en los diferentes estados.

Los resultados de los métodos aplicados mostrados en la Figura 30 se determinan en primera instancia que un gran porcentaje de TD se encuentra operando de manera normal. Del mismo análisis, se define que existe un numero bajo de unidades en un estado de riesgo medio. Mientras que hay un pequeño grupo de TD ubicados en estado de alto riesgo lo que advierte que operan en condiciones críticas. Además cabe señalar que existe una diferencia entre los resultados de cada método aplicado.

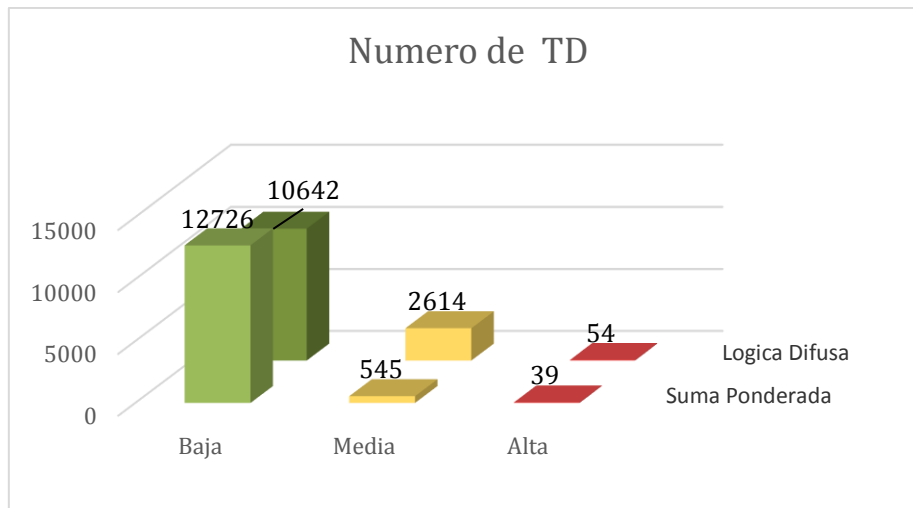


Figura 30. Resultado del FC de las diferentes metodologías.

3.3.1 Análisis TD críticos.

En base a los resultados obtenidos, se desarrolla un análisis de los TD que se encuentran en un estado crítico. Se analiza las entradas que más relevancia tienen, debido al peso otorgado a cada una, el Anexo E y el Anexo F detallan la información de los TD examinados. Ahora bien, cabe señalar, que 54 TD son determinados en estado crítico por parte de la lógica difusa, de otra manera, el método de SP define a 39 TD en estados crítico, pero de estas 39 unidades, solo 5 equipos no coinciden con los datos determinados por la lógica difusa.

3.3.1.1 Potencia.

Acorde a los pesos y reglas propuestas se evidencia que la potencia de cada unidad es un indicador influyente, en la Tabla 35 se muestra la distribución de las potencias de los TD identificados en la categoría de alto riesgo; se observa que las unidades en estado crítico corresponden a las potencias más altas. Es decir, existe una relación directa entre la potencia y el índice de riesgo.

CONTEO POTENCIA		
Potencia kVA	Lógica Difusa	Suma Ponderada
30	16	12
40	3	3
50	19	18
60	3	1
70	0	0
80	8	4
90	1	0
>90	4	1
Total TD	54	39

Tabla 35.Comparación de la potencia entre LD y SP

En la Figura 31 se observa la distribución de potencias de los transformadores instalados, se verifica que no existen unidades de potencias inferiores a 30kVA en este grupo, además acorde a la Tabla 35 las unidades de 30kVA únicamente explican el 10% en condición crítica. Teniendo una mayor cantidad por parte de la herramienta de lógica difusa.

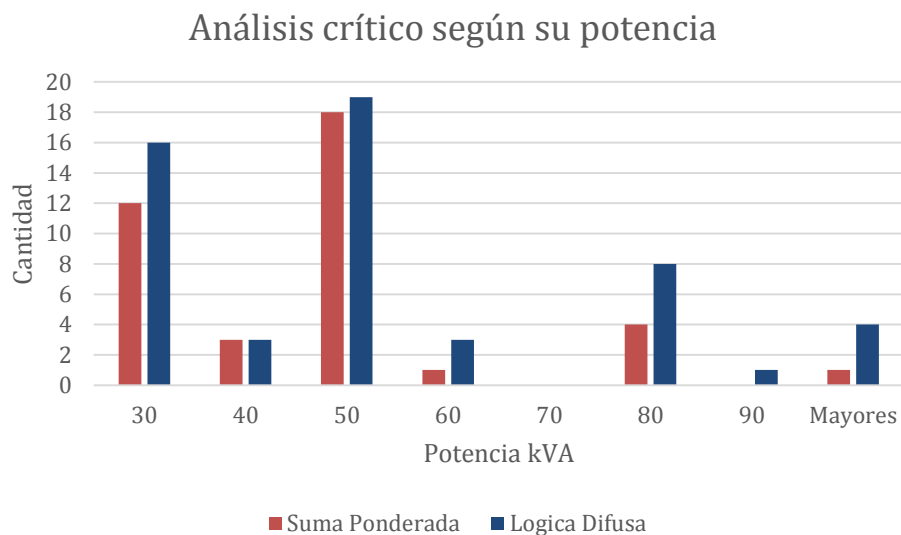


Figura 31. Análisis de TD crítico según su potencia.

3.3.1.2 Cargabilidad.

La cargabilidad influye decisivamente en la evaluación del factor de consecuencia, la Tabla 36 evidencia la aplicación de la lógica difusa, consiguiendo identificar unidades desde el 80%, mientras que al emplear sumas ponderadas, este límite inicia en cargabilidades del 100%. Lo cual muestra un mejor desempeño a favor de la lógica difusa, la cual considera un margen menor de carga en la evaluación.

CONTEO CARGABILIDAD		
Clase	Lógica Difusa	Suma Ponderada
80	4	0
90	6	0
100	3	6
110	20	14
120	11	11
130	5	4
140	2	2
150	2	1
>150	1	1
Total TD	54	39

Tabla 36. Comparación de la cargabilidad entre Lógica Difusa y Suma Ponderada

La Figura 32, expone los resultados entre la lógica difusa y la suma ponderada. Corroborando que el primer método, analiza de manera más amplia los equipos en estado crítico en comparación a la suma ponderada.

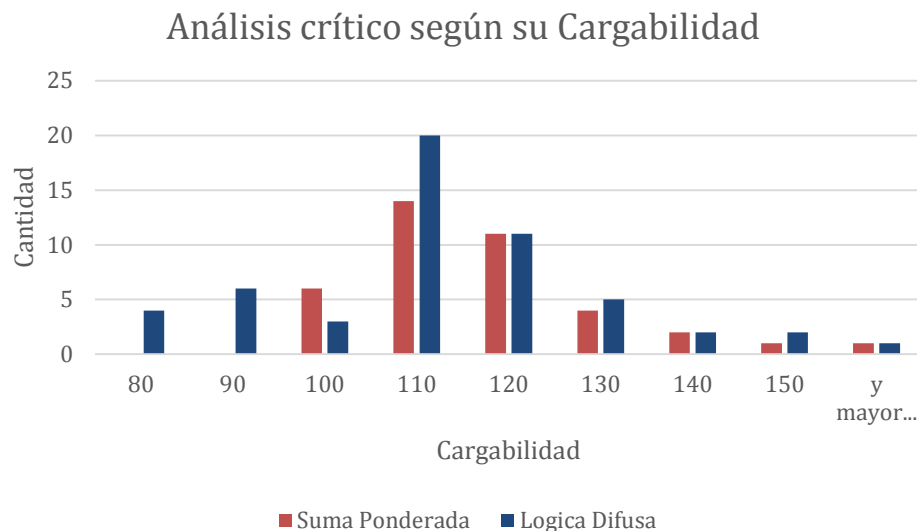


Figura 32. Análisis de los transformadores de distribución críticos según su Cargabilidad.

3.3.1.3 Clientes

Acorde a la Tabla 37, en el grupo crítico evaluado mediante LD se encuentra una unidad que sirve a un único cliente; esta unidad no está considerada en la SP, lo cual evidencia la fortaleza de la LD, que en base a las reglas expertas, permite identificar unidades críticas tal como se indicó en la sección 3.2.1.1.

CONTEO CLIENTES		
Clase	lógica difusa	Suma ponderada
1	1	0
41	1	0
81	20	16
121	10	13
160	16	6
200	4	3
240	0	0
>240	2	1
Total TD	54	39

Tabla 37. Comparación de los clientes entre lógica difusa y suma ponderada

De acuerdo con la evaluación realizada mediante la herramienta basada en lógica difusa, se puede encontrar una unidad que sirve a un cliente y varias con más de 200 clientes. Por lo que, se puede deducir que este indicador tiene gran dispersión en el cálculo del factor de consecuencia y su peso relativo es bajo.

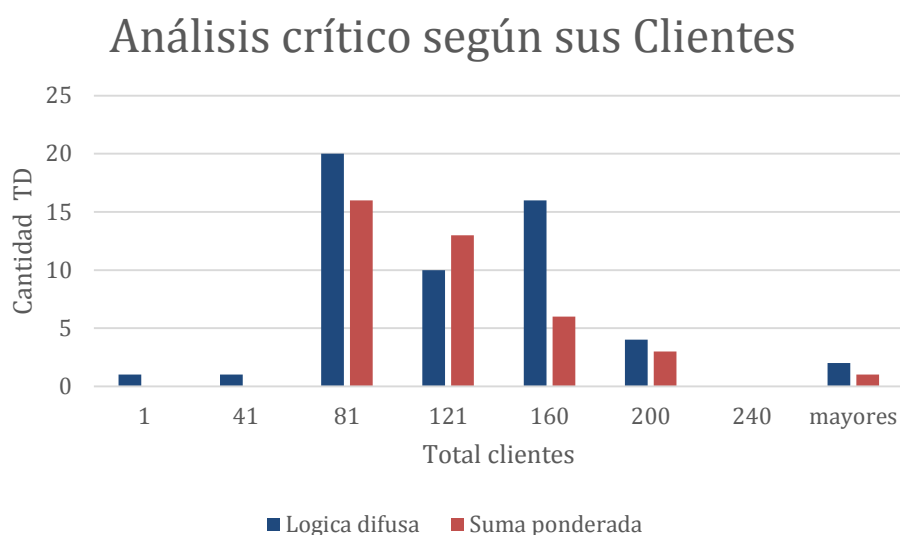


Figura 33. Análisis de los transformadores de distribución según sus clientes.

3.3.1.4 Distancia

Del análisis de la distancia se define que este indicador tiene una influencia baja para el cálculo del factor de consecuencia debido a que la mayoría de los transformadores del grupo crítico se encuentra ubicados cerca de la bodega principal, contradiciendo la hipótesis del factor de distancia. Estos resultados se muestran en la Tabla 38. Únicamente se evidencia que en el rango crítico existen 5 unidades en Cañar y 3 unidades en la provincia de Morona Santiago.

CONTEO DISTANCIA		
Clase	Lógica Difusa	Suma Ponderada
2	4	4
32	38	26
61	2	2
91	6	4
121	1	0
151	0	1
180	1	1
>180	2	1
Total TD	54	39

Tabla 38. Comparación de la distancia entre lógica difusa y suma ponderada

La Figura 34 valida lo antes mencionado, además de presentar los resultados de cada método. Donde se puede ver, que este indicador no muestra tener relación fuerte entre la distancia y el número de equipos en el rango crítico analizado es por eso que su importancia tiene poco peso en el cálculo del factor de consecuencia.

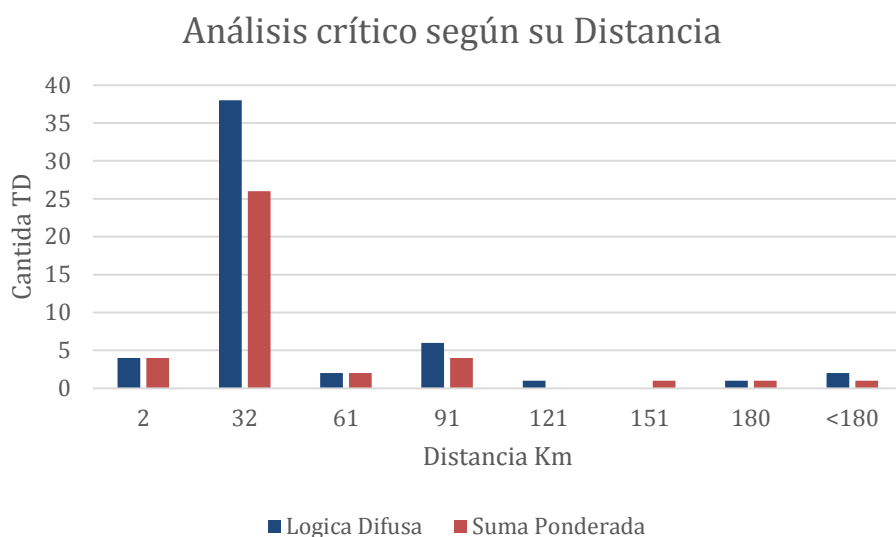


Figura 34. Análisis de los transformadores de distribución según su distancia.

3.3.1.5 Antigüedad

En base al conteo de la antigüedad y el análisis de este indicador, se determina que la antigüedad es un factor influyente para el cálculo del factor de consecuencia. La Tabla 39 presenta que la mayoría de equipos en el rango crítico tienen una edad de operación superior a los 10 años, también existe una cantidad de unidades entre 3-10 años, pero estos últimos son afectados también por otros factores.

CONTEO ANTIGÜEDAD		
Clase	Lógica Difusa	Suma Ponderada
3	2	2
4	0	0
5	7	1
6	1	0
7	1	1
8	0	0
9	1	0
10	2	0
11	3	2
12	9	9
13	18	13
14	2	3
15	8	8
Total TD	54	39

Tabla 39. Comparación de la antigüedad entre lógica difusa y suma ponderada

Entonces en la Figura 35, se presenta de forma gráfica el comportamiento que tiene la antigüedad respecto a la cantidad de TD en rango crítico. Observando que mientras mayor sea la edad de operación para un TD, mayor es la cantidad de unidades en el rango crítico.

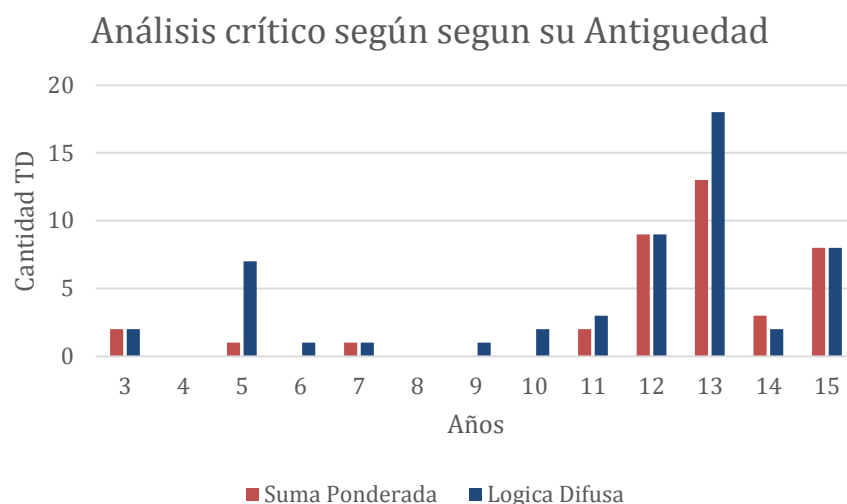


Figura 35. Análisis de TD críticos según su Antigüedad.

3.3.1.6 Tipo transformadores de Distribución.

Ningún transformador de tipo interior está en estado crítico, esto en razón que las consecuencias de su falla son menores debido a su encapsulamiento.

3.4 ANÁLISIS GENERAL

En forma general, la Figura 36 presenta un resumen de los valores del factor de consecuencia de los 13310 transformadores de distribución analizados en este artículo, se compara los resultados obtenidos mediante las dos metodologías analizadas: lógica difusa y la suma ponderada. Se evidencia cierta concordancia en la presentación de valores. Esto queda verificado en la Figura 30. Los resultados obtenidos mediante la lógica difusa tienen una distribución más uniforme, mientras que la suma ponderada expone resultados más dispares.

La Figura 36 posibilita identificar en qué categoría se encuentran situados los TD, pudiendo estar en un estado bajo, medio o alto, siendo el primer estado el que nos indica que los TD operan bajo condiciones normales. En el caso del estado medio, este proporciona una advertencia para prestar atención a uno de los indicadores que puede afectar en el funcionamiento del equipo. Mientras que el estado alto o crítico advierte de una situación grave, la cual debe ser atendida de manera urgente para prolongar la operación y vida útil del equipo, reduciendo al final, los costos totales de operación del sistema de distribución.

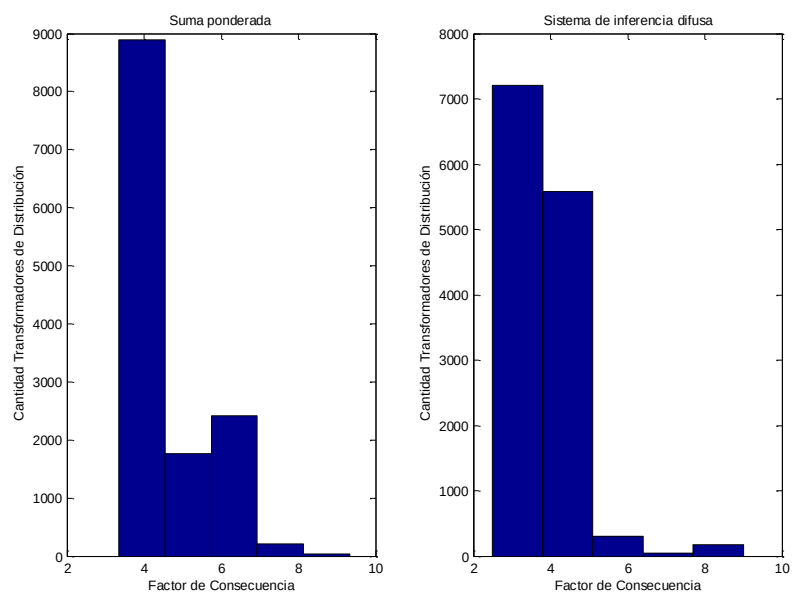


Figura 36. Métodos utilizados para el estudio propuesto.

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del presente proyecto de investigación se concluye que:

- La información proveniente del sistema de información geográfica requirió un pre procesamiento de la información obtenida de los sistemas de información con el fin de ser útil, este filtrado pudo ser realizado con herramientas informáticas fácilmente accesibles brindando flexibilidad.
- El procesamiento de la información obtenida del sistema de información geográfico sobre los transformadores de distribución permitió determinar datos inconsistentes, además de ordenar clasificar y discriminar la información empleada.
- Las variables de entrada empleadas en los sistemas de evaluación del factor de consecuencias fueron obtenidas de una revisión del estado del arte y el criterio experto.
- Los rangos para cada entrada fueron obtenidos del análisis estadístico de la información obtenida del sistema de información geográfica y conjugados con el estado del arte y el criterio experto.
- Los resultados obtenidos de estas evaluaciones son consistentes entre sí, y corresponden a lo esperado acorde al criterio experto.
- El peso relativo de las reglas que se otorga a cada indicador de entrada influye de manera directa al cálculo del factor de consecuencia en ambas herramientas.
- Los resultados obtenidos mediante la herramienta de lógica difusa son más sensibles ante la aparición de datos atípicos, *e.g.* la evaluación incluye una unidad con un único cliente en el grupo crítico.
- La metodología para evaluar el factor de consecuencia de la falla final de transformadores de distribución, permite detallar información relevante de cada unidad y priorizar acciones de mantenimiento preventivo, con lo cual se reduce la indisponibilidad de unidades.

Se recomienda como trabajo futuro:

- Validación de esta metodología comparada con el plan de inversiones en transformadores de distribución.
- Implementar esta metodología en el sistema SCADA con el fin de anticipar el estado futuro de las unidades.

- Analizar el comportamiento del indicador de antigüedad frente a los Bifenilos Policlorados (PCBs) y otros dieléctricos de los transformadores de distribución, además se debe considerar un análisis de implementar centros de acopio en puntos estratégicos de la concesión de CENTROSUR, con el fin de optimizar la continuidad del servicio de suministro eléctrico.
- Analizar la antigüedad de transformadores que presentan fallas internas asociadas a ruptura dieléctrica, desplazamiento de devanados o cortocircuitos internos.
- Analizar la estadística de falla de transformadores de distribución en función de su cargabilidad y eventos de sobrecarga reportados.
- Cruzar la información del tipo de clientes para evaluar factores de predisposición a la falla debido a sobrecargas debido a costumbres y hábitos de consumo.

ANÉXOS

A.1 Tabla Cargabilidad

CARGABILIDAD			
Cargabilidad %	Cantidad TD	Acumulado TD	Porcentaje
0,10	55	55	0,41%
2,44	776	831	6,24%
4,79	699	1530	11,50%
7,13	742	2272	17,07%
9,47	646	2918	21,92%
11,82	648	3566	26,79%
14,16	593	4159	31,25%
16,50	681	4840	36,36%
18,85	549	5389	40,49%
21,19	517	5906	44,37%
23,53	609	6515	48,95%
25,88	506	7021	52,75%
28,22	486	7507	56,40%
30,57	476	7983	59,98%
32,91	499	8482	63,73%
35,25	408	8890	66,79%
37,60	379	9269	69,64%
39,94	404	9673	72,67%
42,28	334	10007	75,18%
44,63	313	10320	77,54%
46,97	258	10578	79,47%
49,31	299	10877	81,72%
51,66	221	11098	83,38%
54,00	232	11330	85,12%
56,34	182	11512	86,49%
58,69	176	11688	87,81%
61,03	181	11869	89,17%
63,37	164	12033	90,41%
65,72	151	12184	91,54%
68,06	118	12302	92,43%
70,40	113	12415	93,28%
72,75	87	12502	93,93%
75,09	73	12575	94,48%
77,43	86	12661	95,12%
79,78	74	12735	95,68%
82,12	52	12787	96,07%
84,47	50	12837	96,45%
86,81	57	12894	96,87%
89,15	46	12940	97,22%
91,50	33	12973	97,47%

93,84	40	13013	97,77%
96,18	36	13049	98,04%
98,53	30	13079	98,26%
100,87	27	13106	98,47%
103,21	31	13137	98,70%
105,56	21	13158	98,86%
107,90	14	13172	98,96%
110,24	15	13187	99,08%
112,59	20	13207	99,23%
114,93	12	13219	99,32%
117,27	7	13226	99,37%
119,62	10	13236	99,44%
121,96	10	13246	99,52%
124,30	2	13248	99,53%
126,65	4	13252	99,56%
128,99	6	13258	99,61%
131,33	4	13262	99,64%
133,68	3	13265	99,66%
136,02	5	13270	99,70%
138,37	4	13274	99,73%
140,71	5	13279	99,77%
143,05	2	13281	99,78%
145,40	5	13286	99,82%
147,74	2	13288	99,83%
152,43	2	13290	99,85%
154,77	1	13291	99,86%
157,11	1	13292	99,86%
159,46	2	13294	99,88%
161,80	2	13296	99,89%
164,14	1	13297	99,90%
168,83	1	13298	99,91%
171,17	1	13299	99,92%
173,52	1	13300	99,92%
178,20	2	13302	99,94%
182,89	1	13303	99,95%
185,23	1	13304	99,95%
187,58	1	13305	99,96%
199,30	1	13306	99,97%
206,33	1	13307	99,98%
215,70	1	13308	99,98%
243,82	1	13309	99,99%
267,26	1	13310	100,00%

A.2 Tabla Distancia en Km

DISTANCIA Km				
Código	Parroquia	Cantidad TD	Distancia Km	F.D
010150	CUENCA	0	0	1
010102	CAÑARIBAMBA	52	1	1,0025
010109	MONAY	116	1,7	1,00425
010107	HUAYNACÁPAC	113	2	1,005
010110	SAN BLAS	42	2,3	1,00575
010105	EL VECINO	141	2,8	1,007
010113	TOTORACocha	106	2,8	1,007
010104	EL SAGRARIO	20	3,1	1,00775
010162	RICAUrTE	173	4	1,01
010106	GIL RAMÍREZ DÁVALOS	15	4,1	1,01025
010101	BELLAVISTA	152	4,9	1,01225
010163	SAN JOAQUÍN	72	5	1,0125
010111	SAN SEBASTIÁN	223	5,5	1,01375
010170	VALLE	304	5,5	1,01375
010115	HERMANO MIGUEL	144	5,6	1,014
010169	TURI	134	5,9	1,01475
010167	SININCAY	199	6	1,015
010108	MACHÁNGARA	252	6,1	1,01525
010103	EL BATÁN	128	6,7	1,01675
010114	YANUNCAY	361	6,7	1,01675
010112	SUCRE	107	7,2	1,018
010151	BAÑOS	161	8	1,02
010165	SAYAUSÍ	81	8	1,02
010155	CHIQUINTAD	74	9	1,0225
010158	NULTI	98	9	1,0225
010160	PACCHA	106	10	1,025
010156	LLACAO	70	11	1,0275
010164	SANTA ANA	121	13,5	1,03375
010166	SIDCAY	75	14	1,035
010154	CHECA (JIDCAY)	64	16	1,04
010358	ZHIDMAD	68	18	1,045
010168	TARQUI	247	20	1,05
030154	JAVIER LOYOLA (CHUQUIPATA)	1	21,5	1,05375
010159	OCTAVIO CORDERO PALACIOS (SANTA ROSA)	66	22	1,055
030650	DÉLEG	24	22,8	1,057
010559	SAN CRISTÓBAL (CARLOS ORDÓÑEZ LAZO)	58	24	1,06
010171	VICTORIA DEL PORTETE (IRQUIS)	106	25	1,0625
010353	JADÁN	82	25	1,0625
010152	CUMBE	92	28	1,07
010955	SAN BARTOLOMÉ	88	29	1,0725

030158	SAN MIGUEL	2	29,2	1,073
010161	QUINGEO	191	30	1,075
010554	EL CABO	55	30,2	1,0755
010350	GUALACEO	306	31	1,0775
011150	CHORDELEG	91	35	1,0875
010359	LUIS CORDERO VEGA	56	36	1,09
030250	BIBLIÁN	254	37	1,0925
010250	GIRÓN	209	40	1,1
010553	CHICÁN (GUILLERMO ORTEGA)	83	40	1,1
011152	LA UNIÓN	27	40	1,1
030251	NAZÓN (CAB. EN PAMPA DE DOMÍNGUEZ)	53	40	1,1
030252	SAN FRANCISCO DE SAGEO	14	40	1,1
010352	DANIEL CÓRDOVA TORAL (EL ORIENTE)	31	41	1,1025
010356	REMIGIO CRESPO TORAL (GÚLAG)	43	41	1,1025
010956	SAN JOSÉ DE RARANGA	63	43	1,1075
030254	JERUSALÉN	56	43	1,1075
010950	SIGSIG	205	44	1,11
011154	SAN MARTÍN DE PUZHIO	15	45	1,1125
010652	SAN RAFAEL DE SHARUG	8	45,9	1,11475
030253	TURUPAMBA	31	47	1,1175
010357	SAN JUAN	99	48,1	1,12025
010550	PAUTE	173	50	1,125
011153	LUIS GALARZA ORELLANA (CAB.EN DELEGSOL)	20	50	1,125
010360	SIMÓN BOLÍVAR (CAB. EN GAÑANZOL)	35	52,4	1,131
010153	CHAUCHA	66	54	1,135
010954	LUDO	104	54	1,135
010952	GIMA	91	55	1,1375
011151	PRINCIPAL	19	55	1,1375
010552	BULÁN (JOSÉ VÍCTOR IZQUIERDO)	50	56	1,14
010252	SAN GERARDO	31	56,4	1,141
011450	GUACHAPALA	83	58	1,145
010562	DUG DUG	34	60	1,15
010751	CHUMBLÍN	19	60	1,15
030160	TADAY	1	61,5	1,15375
010561	TOMEBAMBA	41	62	1,155
010354	MARIANO MORENO	63	64	1,16
010750	SAN FERNANDO	86	64	1,16
030355	HONORATO VÁSQUEZ (TAMBO VIEJO)	117	65	1,1625
030350	CAÑAR	224	68	1,17
010157	MOLLETURO	216	70	1,175
010251	ASUNCIÓN	76	70	1,175
011250	EL PAN	35	70	1,175
011253	SAN VICENTE	45	70	1,175

030352	CHOROCOPE	48	71	1,1775
010851	ABDÓN CALDERÓN (LA UNIÓN)	156	72	1,18
011350	SEVILLA DE ORO	36	74	1,185
010450	NABÓN	224	75	1,1875
010453	LAS NIEVES (CHAYA)	67	75	1,1875
030356	INGAPIRCA	191	75	1,1875
010852	EL CARMEN DE PIJILÍ	60	76	1,19
010556	GUARAINAG	39	78	1,195
030550	EL TAMBO	197	78	1,195
010850	SANTA ISABEL (CHAGUARURCO)	261	80	1,2
010452	EL PROGRESO (CAB.EN ZHOTA)	81	81	1,2025
011352	PALMAS	53	82	1,205
010951	CUCHIL (CUTCHIL)	49	83	1,2075
030357	JUNCAL	46	84	1,21
010451	COCHAPATA	83	85	1,2125
010854	SAN SALVADOR DE CAÑARIBAMBA	56	85,2	1,213
010953	GUEL	18	88	1,22
030361	ZHUD	65	89	1,2225
011051	SUSUDEL	34	89,8	1,2245
140351	INDANZA	38	92,3	1,23075
030750	SUSCAL	74	95	1,2375
140350	GENERAL LEONIDAS PLAZA GUTIÉRREZ (LIMÓN)	72	98	1,245
140353	SAN ANTONIO (CAB. EN SAN ANTONIO CENTRO	56	98	1,245
140356	SAN MIGUEL DE CONCHAY	60	98	1,245
140252	BERMEJOS	11	101	1,2525
140254	CHIGÜINDA	17	102	1,255
030353	GENERAL MORALES (SOCARTE)	100	107	1,2675
030351	CHONTAMARCA	98	108	1,27
111152	EL TABLÓN	45	109	1,2725
011050	SAN FELIPE DE OÑA CABECERA CANTONAL	83	110	1,275
140852	SAN CARLOS DE LIMÓN	19	110	1,275
010853	ZHAGLLI (SHAGLLI)	106	112	1,28
030363	DUCUR	83	113	1,2825
140357	SANTA SUSANA DE CHIVIAZA (CAB. EN CHIVIAZA)	39	114	1,285
140358	YUNGANZA (CAB. EN EL ROSARIO)	39	116	1,29
030354	GUALLETURO	90	125	1,3125
010650	PUCARÁ	150	129	1,3225
140850	SAN JUAN BOSCO	44	134	1,335
140851	PAN DE AZÚCAR	10	134	1,335
140853	SAN JACINTO DE WAKAMBEIS	7	134	1,335
140854	SANTIAGO DE PANANZA	9	134	1,335
011351	AMALUZA	59	140	1,35

140255	EL ROSARIO	3	141	1,3525
111157	SAN SEBASTIÁN DE YÚLUC	23	142	1,355
111160	SUMAYPAMBA	12	142	1,355
140552	CHUPIANZA	24	142	1,355
140550	SANTIAGO DE MÉNDEZ	56	144	1,36
140554	SAN LUIS DE EL ACHO (CAB. EN EL ACHO)	24	144	1,36
141250	SANTIAGO	92	144	1,36
030358	SAN ANTONIO	74	148	1,37
140556	TAYUZA	25	148	1,37
140553	PATUCA	41	151	1,3775
030450	LA TRONCAL	430	157	1,3925
140250	GUALAQUIZA	35	157	1,3925
140257	SAN MIGUEL DE CUYES	15	157	1,3925
140551	COPAL	22	158	1,395
030451	MANUEL J. CALLE	31	160	1,4
070654	RÍO BONITO	9	162	1,405
140557	SAN FRANCISCO DE CHINIMBIMI	14	165	1,4125
141050	LOGROÑO	34	166	1,415
141051	YAUPI	13	166	1,415
141052	SHIMPIS	27	166	1,415
030452	PANCHO NEGRO	108	170	1,425
091154	TAURA	1	170	1,425
140652	HUAMBI	56	177	1,4425
140950	TAISHA	43	183	1,4575
140952	MACUMA	8	183	1,4575
140953	TUUTINENTZA	9	183	1,4575
030362	VENTURA	13	185	1,4625
140650	SUCÚA	168	187	1,4675
011550	CAMILO PONCE ENRÍQUEZ	46	190	1,475
140655	SANTA MARIANITA DE JESÚS	26	192	1,48
140162	CUCHAENTZA	27	201	1,5025
140164	RÍO BLANCO	45	203	1,5075
140150	MACAS	161	209	1,5225
140153	GENERAL PROAÑO	61	210	1,525
140651	ASUNCIÓN	29	212	1,53
140157	SEVILLA DON BOSCO	165	215	1,5375
140156	SAN ISIDRO	19	224	1,56
140151	ALSHI (CAB. EN 9 DE OCTUBRE)	8	238	1,595
140158	SINAÍ	30	238	1,595
140750	HUAMBOYA	2	261	1,6525
140751	CHIGUAZA	61	269	1,6725
141251	SAN JOSÉ DE MORONA	78	288	1,72
140160	ZUÑA (ZÚÑAC)	12	294	1,735

A.3 Reglas Del Sistema De Evaluación Del Factor De Consecuencia

1. Si Potencia es Baja entonces el Riesgo es Bajo (1).
2. Si Potencia es Media entonces el Riesgo es Medio (1).
3. Si Potencia es Alta entonces el Riesgo es Alto (1).
4. Si Cargabilidad es Baja entonces el Riesgo es Bajo (1).
5. Si Cargabilidad es Plena entonces el Riesgo es Medio (1).
6. Si Cargabilidad es Sobrecarga entonces el Riesgo es Alto (1).
7. Si Cliente es Bajo entonces el Riesgo es Bajo (0.5).
8. Si Cliente es Medio entonces el Riesgo es Medio (0.5).
9. Si Cliente es Alto entonces el Riesgo es Alto (0.5).
10. Si Distancia es Corta entonces el Riesgo es Bajo (0.01).
11. Si Distancia es Media entonces el Riesgo es Medio (0.01).
12. Si Distancia es Alta entonces el Riesgo es Alto (0.01).
13. Si Antigüedad es Baja entonces el Riesgo es Bajo (0.01).
14. Si Antigüedad es Media entonces el Riesgo es Medio (0.01).
15. Si Antigüedad es Alta entonces el Riesgo es Alto (0.01).
16. Si Tipo es Interior entonces el Riesgo es Medio (0.01).
17. Si Tipo es Exterior entonces el Riesgo es Alto (0.01).
18. Si Potencia es Baja y Cargabilidad es Plena entonces el Riesgo es Medio (1).
19. Si Potencia es Media y Cargabilidad es Baja entonces el Riesgo es Medio (1).
20. Si Potencia es Media y Cargabilidad es Plena entonces el Riesgo es Alto (1).
21. Si Potencia es Baja y Cliente es Bajo entonces el Riesgo es Bajo (0.5).
22. Si Potencia es Baja y Cliente es Medio entonces el Riesgo es Medio (0.5).
23. Si Potencia es Media Y Cliente es Bajo entonces el Riesgo es Medio (0.5).
24. Si Potencia es Media y Cliente en Medio entonces el Riesgo es Alto (0.5).
25. Si potencia es Alto y Cliente es Alto entonces el Riesgo es Alto (0.5).
26. Si Potencia es Baja y Distancia es Corta entonces el Riesgo es Bajo (1).
27. Si Potencia es Baja y Distancia es Media entonces el Riesgo es Medio (1).
28. Si Potencia es Media y Distancia es Corta entonces el Riesgo es Medio (1).
29. Si Potencia es Media y Distancia es Media entonces el Riesgo es Alto (1).
30. Si Potencia es Baja y Antigüedad es Baja entonces el Riesgo es Bajo (1).
31. Si Potencia es Baja y Antigüedad es Media entonces el Riesgo es Medio (1).
32. Si Potencia es Media y Antigüedad es Baja entonces el Riesgo es Medio (1).
33. Si Potencia es Media y Antigüedad es Media entonces el Riesgo es Alto (1).
34. Si Potencia es Alta y Antigüedad es Alta entonces el Riesgo es Alto (1).
35. Si Cargabilidad es Baja y Cliente es Bajo entonces el Riesgo es Bajo (0.5).
36. Si Cargabilidad es Bajo y Cliente es Medio entonces el Riesgo es Medio (0.5).
37. Si Cargabilidad es Pleno y Cliente es Bajo entonces el Riesgo es Medio (0.5).
38. Si Cargabilidad es Pleno y Cliente es Medio entonces el Riesgo es Alto (0.5).
39. Si Cargabilidad es Sobrecarga y Cliente es Alto entonces el Riesgo es Alto (0.5).
40. Si Cargabilidad es Baja y Distancia es Corta entonces el Riesgo es Bajo (1).

41. Si Cargabilidad es Baja y Distancia es Media entonces el Riesgo es Medio (1).
42. Si Cargabilidad es Plena y Distancia es Corta entonces el Riesgo es Medio (1).
43. Si Cargabilidad es Plena y Distancia es Media entonces el Riesgo es Alto (1).
44. Si Cargabilidad es Sobrecarga y Distancia es Alta entonces el Riesgo es Alto (1).
45. Si Cargabilidad es Baja y Antigüedad es Baja entonces el Riesgo es Bajo (1).
46. Si Cargabilidad es Baja y Antigüedad es Media entonces el Riesgo es Medio (1).
47. Si Cargabilidad es Plena y Antigüedad es Baja entonces el Riesgo es Medio (1).
48. Si Cargabilidad es Plena y Antigüedad es Media entonces el Riesgo es Alto (1).
49. Si Cargabilidad es Sobrecarga y Antigüedad es Alta entonces el Riesgo es Alto (1).
50. Si Cargabilidad es Baja y Tipo es Interior entonces el Riesgo es Medio (1).
51. Si Cargabilidad es Plena y Tipo es Interior entonces el Riesgo es Alto (1).
52. Si Cargabilidad es Sobrecarga y Tipo es Interior entonces el Riesgo es Alto (1).
53. Si Cargabilidad es Plena y Tipo es Exterior entonces el Riesgo es Alto (1).
54. Si Cargabilidad es Sobrecarga y Tipo es Exterior entonces el Riesgo es Alto (1).
55. Si Cliente es Bajo y Distancia es Corta entonces el Riesgo es Bajo (0.5).
56. Si Cliente es Bajo Distancia es Media entonces el Riesgo es Medio (0.5).
57. Si Cliente es Medio y Distancia es Corta entonces el Riesgo es Medio (0.5).
58. Si Cliente es Medio y Distancia es Media entonces el Riesgo es Alto (0.5).
59. Si Cliente es Alto y Distancia es Alta entonces el Riesgo es Alto (0.5).
60. Si Cliente es Bajo y Antigüedad es Baja entonces el Riesgo es Bajo (0.5).
61. Si Cliente es Bajo y Antigüedad es Media entonces el Riesgo es Medio (0.5).
62. Si Cliente es Medio y Antigüedad Baja entonces el Riesgo es Medio (0.5).
63. Si Cliente es Medio y Antigüedad es Media entonces el Riesgo es Alto (0.5).
64. Si Cliente es Alto y Antigüedad es Alta entonces el Riesgo es Alto (0.5).
65. Si Cliente es Bajo y Tipo es Interior entonces el Riesgo es Medio (0.5).
66. Si Cliente es Medio y Tipo es Interior entonces el Riesgo es Alto (0.5).
67. Si Cliente es Alto y Tipo es Exterior entonces el Riesgo es Alto (0.5).
68. Si Cliente es Alto y Distancia es Corta y Antigüedad es Baja entonces el Riesgo es Bajo (0.5).
69. Si Cliente es Alto y Distancia es Corta y Antigüedad es Media entonces el Riesgo es Medio (0.5).
70. Si Cliente es Algo y Distancia es Media y Antigüedad es Baja entonces el Riesgo es Medio (0.5).
71. Si Cliente es Alto y Distancia es Media y Antigüedad Media entonces el Riesgo es Alto (0.5).
72. Si Cliente es Alto y Distancia es Alta y Antigüedad es Alta entonces el Riesgo es Alto (0.5).
73. Si Cliente es Alto y Distancia es Corta y Tipo es Interior entonces el Riesgo es medio (0.5).
74. Si Cliente es Alto y Distancia es Media y Tipo es Interior entonces el Riesgo es Alto (0.5).
75. Si Cliente es Alto y Distancia es Media y Tipo es Exterior entonces el Riesgo es Alto (0.5).

- 76. Si Cliente es Alto y Distancia es Alta y Tipo es Interior entonces el Riesgo Alto (0.5).
- 77. Si Cliente es Alto y Distancia es Alta y Tipo es Exterior entonces el Riesgo es Alto (0.5).
- 78. Si Cliente es Alto y Antigüedad es Baja y Tipo es Interior entonces el Riesgo es Medio (0.5).
- 79. Si Cliente es Alto y Antigüedad es Media y Tipo es Interior entonces el Riesgo es Alto (0.5).
- 80. Si Cliente es Alto y Antigüedad es Media y Tipo es Exterior entonces el Riesgo es Alto (0.5).
- 81. Si Cliente es Alto y Antigüedad es Alta y Tipo es Interior entonces el Riesgo es Alto (0.5).
- 82. Si Cliente es Alto y Antigüedad es Alta y Tipo es Exterior entonces el Riesgo es Alto (0.5).

A.4 Código De Programación Para Suma Ponderada.

%% Herramienta de la Suma Ponderada para el cálculo del Factor de Consecuencia.

clc, clear all, close all

%% lectura de archivos

% carga

load('BASEDATOS.mat');

[al,b]=size(BASE);

CONSECUENCIA=zeros(al-1,2);

BASE_CAL=zeros(al,7);

BASE_POMD=zeros(al-1,6);

%% BASE de calculo

BASE_CAL(:,1)=BASE(:,1); %objet ID

BASE_CAL(:,2)=BASE(:,12); %Potencia

BASE_CAL(:,3)=BASE(:,24); %Cargabilidad

BASE_CAL(:,4)=BASE(:,26); %clientes

BASE_CAL(:,5)=BASE(:,17); %Distancia

BASE_CAL(:,6)=BASE(:,28); %Antigüedad

BASE_CAL(:,7)=BASE(:,9); %Tipo

BASE_CAL=BASE_CAL(2:al,:);

CONSECUENCIA(:,1)=BASE_CAL(:,1);

%% evaluacion discreta

BASE_SUM=zeros(al-1,8);

for i =1:al-1

 % potencia

 n=2; % fuente

 m=1; %suma

 a=16; b=29;

 if BASE_CAL(i,n) < a

 BASE_SUM(i,m) = 1;

 elseif BASE_CAL(i,n) < b && BASE_CAL(i,n) > a

 BASE_SUM(i,m) =2;

 elseif BASE_CAL(i,n) > b

 BASE_SUM(i,m) =3;

 end

 % cargabilidad

 n=3; % fuente

```

m=2; %suma
a=75; b=100;

if BASE_CAL(i,n) <= a
    BASE_SUM(i,m) =1;
elseif BASE_CAL(i,n) <= b && BASE_CAL(i,n) >a
    BASE_SUM(i,m) =2;
elseif BASE_CAL(i,n) > b
    BASE_SUM(i,m) =3;
end

```

```

    % clientes
n=4; % fuente
m=3; %suma
a=130; b=300;

if BASE_CAL(i,n) <= a
    BASE_SUM(i,m) =1;
elseif BASE_CAL(i,n) <= b && BASE_CAL(i,n) >a
    BASE_SUM(i,m) =2;
elseif BASE_CAL(i,n) > b
    BASE_SUM(i,m) =3;
end

```

```

    % distancia
n=5; % fuente
m=4; % suma
a=40; b=100;

if BASE_CAL(i,n) <= a
    BASE_SUM(i,m) =1;
elseif BASE_CAL(i,n) <= b && BASE_CAL(i,n) >a
    BASE_SUM(i,m) =2;
elseif BASE_CAL(i,n) > b
    BASE_SUM(i,m) =3;
end

```

```

    % antigüedad
n=6; % fuente
m=5; %suma
a=10; b=13;

if BASE_CAL(i,n) <= a
    BASE_SUM(i,m) =1;
elseif BASE_CAL(i,n) <= b && BASE_CAL(i,n) >a
    BASE_SUM(i,m) =2;
elseif BASE_CAL(i,n) > b
    BASE_SUM(i,m) =3;
end

```

```

        % tipo
n=7; % fuente
m=6; %suma
a=.25; b=.75;

if BASE_CAL(i,n) == a
    BASE_SUM(i,m) =2;
else
    BASE_SUM(i,m) =3;
end

end

PESOS = [1 1 .5 .01 .01 .01];
%PESOS = [.5 .5 .5 1 1 1];

MAX_PESO = sum(PESOS.*[3 3 3 3 2]);

for i=1:al-1
    BASE_POMD(i,:)=BASE_SUM(i,1:6).*PESOS;
end

BASE_SUM(:,7)=sum(BASE_POMD,2);
BASE_SUM(:,8)=10*BASE_SUM(:,7)/MAX_PESO;
%% EVAL FIS
fis = readfis('fis_fc_3_2');
CONSECUENCIA(:,2) = evalfis(BASE_CAL(:,2:end),fis);

%% GRAFICA
figure
plot(CONSECUENCIA(:,2)/max(CONSECUENCIA(:,2)), 'r');
hold on
plot(BASE_SUM(:,end)/max(BASE_SUM(:,end)), 'g')
legend('fuzzy', 'lineal')

figure
hist(BASE_SUM(:,8),10)

figure
subplot(1,2,1)
hist(BASE_SUM(:,8),5)
title('Suma ponderada')

subplot(1,2,2)
hist(CONSECUENCIA(:,2),5)
title('Sistema de inferencia difusa')

CONSECUENCIA(:,3)=BASE_SUM(:,end);
xlswrite('Consecuencias2.xls',CONSECUENCIA,1);

```

A.5 Tabla Datos Críticos Lógica Difusa.

OBJECTID	PROVINCIA	POTENCIA kVA	CARGABILID	TOTAL CLIENTES	DISTANCIA Km	ANTIGUEDAD AÑOS	TIPO	LÓGICA DIFUSA
70692	01	45	80	132	31,0	10	Exterior	7,98
112013	01	50	95	144	7,2	5	Exterior	7,98
64072	01	50	80	146	31,0	13	Exterior	7,99
68454	01	75	80	156	6,7	13	Exterior	7,99
68899	01	60	86	153	2,8	12	Exterior	7,99
76845	01	90	84	195	4,9	11	Exterior	7,99
82392	01	100	75	280	5,5	11	Exterior	7,99
100782	14	75	83	155	98,0	5	Exterior	7,99
75753	01	50	86	136	80,0	13	Exterior	8,01
76019	03	100	84	148	68,0	13	Exterior	8,01
76531	03	75	99	164	68,0	13	Exterior	8,01
74596	01	75	94	135	6,7	15	Exterior	8,01
76854	01	60	77	159	2,8	15	Exterior	8,01
67450	01	45	107	67	6,7	9	Exterior	8,64
79960	01	45	103	94	4,0	6	Exterior	8,64
81480	01	50	112	49	2,0	7	Exterior	8,64
97746	01	30	103	65	6,7	5	Exterior	8,64
111629	01	30	141	68	6,7	5	Exterior	8,64
111936	01	30	129	74	6,7	5	Exterior	8,64
111979	01	75	106	123	7,2	5	Exterior	8,64
112022	01	60	113	52	7,2	5	Exterior	8,64
194206	01	30	123	58	8,0	3	Exterior	8,64
63853	01	50	125	56	2,8	12	Exterior	8,65
64153	01	50	103	50	5,5	13	Exterior	8,65
67552	01	38	117	108	6,1	13	Exterior	8,65
68656	01	30	107	3	31,0	13	Exterior	8,65

70907	01	45	109	62	6,7	12	Exterior	8,65
71472	01	50	114	98	6,1	13	Exterior	8,65
71726	01	30	117	53	2,8	12	Exterior	8,65
74508	01	30	104	98	5,5	13	Exterior	8,65
75725	03	45	110	116	37,0	12	Exterior	8,65
76422	01	30	133	85	6,7	12	Exterior	8,65
81025	01	30	116	97	6,1	13	Exterior	8,65
81622	01	38	103	68	6,7	13	Exterior	8,65
112041	01	30	104	71	2,0	12	Exterior	8,65
77496	01	38	108	58	80,0	13	Exterior	8,67
81834	03	50	121	124	78,0	13	Exterior	8,67
69024	01	75	114	71	2,3	14	Exterior	8,67
70217	14	100	106	1	210,0	10	Exterior	8,67
71222	01	30	128	70	2,8	15	Exterior	8,67
71241	01	30	134	55	2,0	15	Exterior	8,67
75671	01	30	108	70	6,7	15	Exterior	8,67
75695	01	30	111	84	6,7	15	Exterior	8,67
76172	01	45	105	113	8,0	15	Exterior	8,67
82378	01	30	110	101	6,7	15	Exterior	8,67
151414	03	50	115	76	157,0	3	Exterior	8,67
76127	14	100	118	54	209,0	12	Exterior	8,68
64158	01	75	103	178	6,7	13	Exterior	9,31
64159	01	50	151	155	6,7	13	Exterior	9,31
81577	01	50	109	148	4,9	12	Exterior	9,31
82393	01	50	103	176	5,5	11	Exterior	9,31
68196	01	30	116	131	80,0	13	Exterior	9,33
81497	01	75	103	153	50,0	13	Exterior	9,33
70086	01	50	142	242	2,0	14	Exterior	9,33

A.6 Tabla Datos Críticos Suma Ponderada.

OBJECTID	PROVINCIA	POTENCIA kVA	CARGABILID	TOTAL CLIENTES	DISTANCIA Km	ANTIGUEDAD AÑOS	TIPO	SUMA PONDERADA
70358	01	45	98	81	6,7	15	Exterior	7,6
73281	14	50	99	101	134,0	11	Exterior	7,6
64064	01	50	99	126	5,5	14	Exterior	7,7
75926	01	50	99	91	2,8	15	Exterior	7,7
76531	03	75	99	164	68,0	13	Exterior	7,7
112041	01	30	104	71	2,0	12	Exterior	7,7
63853	01	50	125	56	2,8	12	Exterior	7,9
64153	01	50	103	50	5,5	13	Exterior	7,9
67192	01	50	100	108	2,8	12	Exterior	7,9
71241	01	30	134	55	2,0	15	Exterior	7,9
71726	01	30	117	53	2,8	12	Exterior	7,9
76127	14	100	118	54	209,0	12	Exterior	7,9
76422	01	30	133	85	6,7	12	Exterior	7,9
77496	01	38	108	58	80,0	13	Exterior	7,9
81480	01	50	112	49	2,0	7	Exterior	7,9
81577	01	50	109	148	4,9	12	Exterior	7,9
82393	01	50	103	176	5,5	11	Exterior	7,9
112022	01	60	113	52	7,2	5	Exterior	7,9
194206	01	30	123	58	8,0	3	Exterior	7,9
70907	01	45	109	62	6,7	12	Exterior	8
81622	01	38	103	68	6,7	13	Exterior	8,2
74508	01	30	104	98	5,5	13	Exterior	8,3
75725	03	45	110	116	37,0	12	Exterior	8,3
64158	01	75	103	178	6,7	13	Exterior	8,4
64159	01	50	151	155	6,7	13	Exterior	8,4
67552	01	38	117	108	6,1	13	Exterior	8,4

71472	01	50	114	98	6,1	13	Exterior	8,4
81025	01	30	116	97	6,1	13	Exterior	8,4
81497	01	75	103	153	50,0	13	Exterior	8,4
69024	01	75	114	71	2,3	14	Exterior	8,8
70086	01	50	142	242	2,0	14	Exterior	8,8
71222	01	30	128	70	2,8	15	Exterior	8,8
75671	01	30	108	70	6,7	15	Exterior	8,8
75695	01	30	111	84	6,7	15	Exterior	8,8
76172	01	45	105	113	8,0	15	Exterior	8,8
82378	01	30	110	101	6,7	15	Exterior	8,8
151414	03	50	115	76	157,0	3	Exterior	8,8
68196	01	30	116	131	80,0	13	Exterior	8,9
81834	03	50	121	124	78,0	13	Exterior	8,9

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] J. Lata, R. Medina , W. Borja y D. Morales, «Power Transformer Common Test Description for Condition Management,» *IEEE Xplore*, p. 6, 2016.
- [2] C. Bustamante, W. Borja, B. Miraba, L. Zhunio y R. Medina, «Power Transformer Risk Index Assessment in the Ecuadorian Context,» *IEEE Xplore*, p. 6, 2016.
- [3] R. Medina Velecela, Desarrollo de Indicadores para el analisis de Riesgo en Parques de Transformadores de Potencia dentro de un Contexto de Gestion de Activos Electricos, San Juan: Universidad Nacional de San Juan, 2017.
- [4] I. C. Duran Tovar, Metodologia Integral para Gestion de Activos en Subestaciones de Distribucion, Bogota: Universidad Nacional de Colombia, 2015.
- [5] A. F. Ceron Piamba, «Metodologia para la definicion de estrategias de inversion a largo plazo en sustitucion de transformadores de potencia, considerando criterios tecnicos y economicos.,» Universidad del Valle, Cali , 2017.
- [6] Asset Management Institute, «PAS 55-2 Asset management: Guidelines for the application of PAS 55-1,» 01 2014. [En línea]. Available: <http://www.iranrpm.ir/wp-content/uploads/2014/01/pass55guide.pdf>. [Último acceso: 10 05 2018].
- [7] D. Campoverde Villavicencio y J. Sanchez Delgado, Determinación de la demanda en trasformadores, para los servicios de comercialización en base a los usos de energía, en la Empresa Electrica Regional Centrosur para la ciudad de Cuenca, Cuenca: Universidad de Cuenca, 2012.
- [8] A. Romero, E. Mombello y G. Ratta, «An overview on power transformer management: Individual Assets and Fleets,» *IEEE*, nº 13058729, p. 7, 2012.
- [9] CIGRE, *A2 Transformers WG 20: Economics of Transformer Management*, ELECTRA, 2004, pp. 51-59.
- [10] W. Bartley, «Life Cycle Management of Utility Transformer Assets,» *Breakthrough Asset Management for the Restructured Power Industry*, 2002.
- [11] E. Duarte, D. Falla, J. Gavin, M. Lawrence, T. McGrail, D. Miller, P. Prout y B. Rogan , «A Practical Approach to Condition and Risk Based Power Transformer Asset Replacement,» *IEEE International Symposium on*, p. 4, 2010.
- [12] M. Ricardo David, M. Diego y R. A, «Assesing Power Transformer Final Failure Consequences Using Fuzzy Logic,» *IEEE*, p. 7, 2017.

- [13] A. Ceron, I. Orduña , G. Aponte y A. Romero, «Panorama de la gestión de activos para transformadores de potencia,» *Scielo*, Vols. %1 de %226(3), 99-110 (2015), n° 10.4067/S0718-07642015000300014, p. 15, 2015.
- [14] O. Ramirez Ramos, «UDLAP BIBLIOTECAS,» 12 06 2008. [En línea]. Available: http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lmt/ramirez_r_o/. [Último acceso: 20 05 2018].
- [15] R. Perez Pueyo, *Procesado y Optimización de Espectros Raman mediante Técnicas de Lógica Difusa: Aplicación a la identificación de Materiales Pictóricos*, Catalunya: Universitat Politècnica de Catalunya, 2005.
- [16] S.-G. Kong y B. Kosko, «Neural Networks and Fuzzy Systems: A Dynamical Systems Approach to Machine Intelligence,» *IEEE*, 1992.
- [17] J. Mendel, «Fuzzy Logic System for Engineering: A tutorial,» *IEEE*, 1995.
- [18] MathWorks, «Mathworks,» 2018. [En línea]. Available: https://www.mathworks.com/help/pdf_doc/fuzzy/fuzzy.pdf. [Último acceso: 10 05 2018].
- [19] S. Revelo Andrade, «UDLAP BIBLIOTECAS,» 15 05 2006. [En línea]. Available: http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/meie/revelo_a_s/. [Último acceso: 10 06 2018].
- [20] «Universidad Nacional Autonoma de Mexico,» Enero 2012. [En línea]. Available: <http://asesorias.cuautitlan2.unam.mx/Laboratoriovirtualdeestadistica/DOCUMENTOS/TEM A%201/7.%20HISTOGRAMAS.pdf>. [Último acceso: 30 Abril 2018].
- [21] R. Behar Gutierrez y P. Grima Cintas, «Universidad del Valle, Cali, Colombia,» 10 Septiembre 2013. [En línea]. Available: <file:///C:/Users/Wilson%20Borja/Downloads/Dialnet-ElHistogramaComoUnInstrumentoParaLaComprensionDeLa-4770286.pdf>. [Último acceso: 2 Mayo 2018].
- [22] «SISTEMAS DE INFORMACION GEOGRAFICA,» CIESAS, 11 Junio 2014. [En línea]. Available: <https://langleruben.wordpress.com/>. [Último acceso: 1 Mayo 2018].
- [23] A. A. Ajila Chapin, «UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO,» Mayo 2012. [En línea]. Available: <http://repositorio.usfq.edu.ec/bitstream/23000/2581/1/104345.pdf>. [Último acceso: 1 Mayo 2018].
- [24] E. Benitez, 30 05 2017. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/39077806_Significado_de_la_media_en_los_libros_de_texto_de_Secundaria. [Último acceso: 10 05 2018].
- [25] M. F. Serrano Guzman y D. D. Perez Ruiz, «Metodo de sumas ponderadas para seleccion de sistemas energeticos no convencionales,» *Prospectiva ISSN 2216-1368*, vol. 15, n° 2, p. 6, 2017.
- [26] E. Aliani y A. Romero, *Consideracion para la Gestion de Transformadores de Potencia, en el Marco de la ISO 55000*, San Juan, Argentina: IEEE, 2014.

- [27] A. E. Robayo Cabrera, «Universidad Politecnica Salesiana.,» 10 Febrero 2015. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/8013/6/UPS-KT00920.pdf>. [Último acceso: 4 Mayo 2018].
- [28] H. N. Peña Paredes y J. J. Prentice Jarrin, «Universidad Politecnica Salesiana Sede Guayaquil,» 10 Marzo 2010. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2195/12/UPS-GT000157.pdf>. [Último acceso: 15 Abril 2018].
- [29] A. Correa Montoya y J. Giraldo Murcia, Diagnostico de Fallas en Transformadores de distribucion monofasicos para la empresa Emcartago, Pereira: Universidad Tecnologica de Pereira, 2014.
- [30] ECUATRAN, «Transformadores de Distribucion Monofasicos-Trifasicos.,» Febrero 2017. [En línea]. Available: http://www.ecuatran.com/wp-content/uploads/2017/02/brochure_distribucion.pdf. [Último acceso: 20 Abril 2018].
- [31] Ministerio de Electricidad y Energia Renovable, «Area De Consecion,» CENTROSUR, [En línea]. Available: <http://www.centrosur.gob.ec/sites/default/files/AREA%20DE%20CONCESION%20CENTROSUR.pdf>. [Último acceso: 19 Julio 2018].
- [32] E. H. Mamdani, «Application of fuzzy algorithms for control of simple dynamic plant,» in *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 121, n° 12, pp. 1585 - 1588, 1974.
- [33] E. H. Mamdani, «Application of fuzzy logic to approximate reasoning using linguistic synthesis,» in *Proceedings of the sixth international symposium on Multiple-valued logic*, Vols. %1 de %2C-26, pp. 1182 - 1191, 1976.
- [34] C. A. Farfan Minchala y D. M. Marin Zuñiga, *Evaluacion del Indice de Consecuencia de la Falla Final de un Transformador de Potencia Usando Logica Difusa Basada en Criterio Experto*, Cuenca: Universidad Politecnica Salesiana, 2017.
- [35] ENEL-CODENSA, *ET010 Transformador de distribución autoprotegido hasta 150 kVA trifásico y monofásico*, Madrid: ENEL-CODENSA, 2015.