



**UNIVERSIDAD DE  
MANIZALES**

Facultad de Ciencias e Ingeniería

**SISTEMA DE INFORMACION GEOGRAFICA  
RECONFIGURACION RED DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA  
NIVEL DE TENSION 2  
CIUDAD DE MANIZALES**

**JOSÉ GREGORIO GIRALDO HURTADO**



**UNIVERSIDAD DE MANIZALES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA  
MANIZALES  
2017**

PROTOCOLO INFORME FINAL DE INVESTIGACIÓN

**SISTEMA DE INFORMACION GEOGRAFICA  
RECONFIGURACION RED DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA  
NIVEL DE TENSION 2  
CIUDAD DE MANIZALES**

**JOSÉ GREGORIO GIRALDO HURTADO**

Trabajo de Grado presentado como opción parcial para optar  
al título de Especialista en Sistemas de Información Geográfica

**JOSÉ FERNANDO MEJIA CORREA**  
Facultad de Ciencias e Ingeniería

**UNIVERSIDAD DE MANIZALES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
MANIZALES  
2017**

## **AGRADECIMIENTOS**

Este proyecto va dedicado a mi esposa Yinet y a mi hija Julieta con todo mi amor, por su apoyo, comprensión y motivación que me ofrecieron en todo momento, estimulando esta fase de mi vida y alentándome a culminar mis estudios y lograr mis aspiraciones.

Agradezco todas las enseñanzas brindadas por cada uno de los profesores de la Especialización, en especial a mis asesores Marcelo Jaramillo y José Fernando Mejía, agradecido por su apoyo y conocimientos compartidos.

También agradezco la colaboración de mis compañeros de trabajo de la CHEC, especialmente al Ing. Luis Alirio Bolaños, gracias por compartir incondicionalmente sus conocimientos.

Gracias Dios por tantas bendiciones.

## CRÉDITOS

Las personas que participaron en este proyecto fueron las siguientes:

<b>NOMBRE COMPLETO</b>	<b>FUNCIÓN EN EL PROYECTO</b>	<b>DIRECCIÓN DE CONTACTO</b>	<b>CORREO ELECTRÓNICO</b>
José Gregorio Giraldo Hurtado	Autor proyecto	CHEC	jose.giraldo.hurtado@chec.com.co
Marcelo Jaramillo	Asesor proyecto	U. Manizales	marcelo.jaramillo@umanizales.edu.co
José Fernando Mejía Correa	Asesor y revisor del proyecto	U. Manizales	jfmejia@umanizales.edu.co
Luis Alirio Bolaños	Asesor Personal	CHEC	luis.bolanos@chec.com.co

## PÁGINA DE ACEPTACIÓN

Cumplió con la presentación del trabajo de grado titulado “SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA PARA LA RECONFIGURACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN NIVEL DE TENSIÓN 2 EN MANIZALES” para optar al título de Especialista en Sistemas de Información Geográfica.

Valentina Giraldo Fadul  
JURADO

Manizales, 27 de octubre de 2017

## TABLA DE CONTENIDO

<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	8
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	9
<b>LISTA DE CUADROS</b> .....	10
<b>LISTA DE ANEXOS</b> .....	11
<b>GLOSARIO</b> .....	12
<b>RESUMEN</b> .....	14
ABSTRACT .....	15
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	16
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	18
<b>OBJETIVOS</b> .....	24
OBJETIVO GENERAL .....	24
OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	24
<b>JUSTIFICACION</b> .....	25
<b>MARCO TEORICO</b> .....	27
RESEÑA HISTÓRICA CONTEXTO INTERNACIONAL .....	27
Simulación de Redes Eléctricas Integradas a un SIG .....	27
Sistemas de información geográfica y su aplicación en los proyectos de electrificación rural .....	27
RESEÑA HISTÓRICA CONTEXTO NACIONAL .....	28
SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG). .....	28
Ventajas de los Sistemas de Información Geográfica .....	29
Algunas Desventajas de los SIG. ....	29
Ventajas de Utilizar el Software ArcGIS .....	30
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICO ANALIZADO .....	30
Área de cobertura del Sistema Distribución Local .....	31
Principales componentes Sistema de Distribución Local .....	32
Subestación de Distribución .....	33
Circuito o Línea .....	34
Líneas Primarias o alimentadores Primarios .....	34
Reconectador .....	34

Interruptor: .....	35
Componentes de un Sistema de Protección: .....	35
Transformador de Distribución .....	35
Redes Inteligentes o Smart Grids: .....	36
Automatización de la red de Distribución: .....	36
<b>ANTECEDENTES</b> .....	<b>37</b>
<b>METODOLOGÍA</b> .....	<b>38</b>
PROCEDIMIENTO .....	39
RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN .....	39
CREACION DEL PROYECTO EN ARCGIS.....	41
EVENTOS ACUM TRAFOS: cuenta el número de eventos por transformadores .....	47
INDISP BARRIOS: cuenta el número de indisponibilidades acumuladas de transformadores de distribución por Barrios en la Ciudad de Manizales.....	48
EVENTOS SECCION: cuenta el número de eventos en los elementos de orte (secciones e interruptores).....	48
INDISPONIBILIDADES TRAFOS2: cuenta el número de indisponibilidades en los transformadores de distribución.....	49
CRITERIOS DE SELECCIÓN - PUNTOS DE INTERCONEXIÓN.....	49
Viabilidad área de Operación: .....	49
Viabilidad área de comunicaciones:.....	49
Viabilidad visitas a campo ADE - GIGA:.....	50
RESULTADOS .....	50
TOTALIDAD DE RECONNECTADORES .....	51
<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>53</b>
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	<b>54</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>55</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>57</b>
1. DIAGRAMA ENTIDAD RELACION .....	57
2. MODELO RELACIONAL .....	58

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Aporte SAIDI x Municipios – Anual a Dic 2016 .....	19
Figura 2. Aporte SAIFI x Municipios – Anual a Dic 2016.....	20
Figura 3. Esquema del Sistema Eléctrico.....	31
Figura 3.1. Área Cobertura del Operador de RED – CHEC.....	31
Figura 3.2. Zona urbana municipio Manizales.....	32
Figura 4. Topología de la red de distribución.....	33
Figura 5. Subestación de Distribución CHEC.....	33
Figura 6. Re-conector Red Distribución 13.2 kV CHEC.....	34
Figura 7. Componentes de un sistema de protección.....	35
Figura 8. Transformador de Distribución 15 KVA – CHEC.....	35
Figura 9. Archivos *.dbf Topología Base de Red de Distribución.....	40
Figura 10. Archivos *.shp Perímetros municipio de Manizales.....	40
Figura 11. Simulador – aplicativo Radio Mobile Online.....	50
Figura 12. Lista de Reconectores propuestos para montaje.....	52
Figura 13. Ubicación Reconectores propuestos para montaje.....	52



## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Criticidad de Circuitos 13.2 kV Manizales.....	19
Tabla 2. Valores estimados de compensaciones que se han pagado a usuarios de todo el sistema eléctrico CHEC – año 2016.....	21
Tabla 3. Valores de compensación a usuarios peor servidos, por concepto de calidad del servicio en la zona urbana de la ciudad de Manizales (Caldas) 2016. (Dic-2016 pendiente de aplicar a los usuarios) .....	22
Tabla 4. Equipos Reconectores existentes.....	39
Tabla 5. Equipos para Interconectar de Operación manual.....	39
Tabla 6. Reconectores normalmente abiertos y cerrados.....	51

## LISTA DE CUADROS

	<b>Pág.</b>
Cuadro 1. Lista de chequeo Ubicación de Reconectores.....	50

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO. 1 Diagrama Entidad Relación.....	57
ANEXO. 2 Modelo Relacional.....	58

## GLOSARIO

- **CHEC:** Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.
- **ADE:** Área de Distribución Eléctrica.
- **SIG:** Sistema de Información Geográfica.
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- **OR:** Operador de RED.
- **Sistema de Distribución Local SDL:** Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 y dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.
- **Interrupción:** Pérdida de la continuidad del servicio por la desconexión de uno o varios componentes del sistema de potencia.
- **Evento:** situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso y que ocurre de manera programada o no programada.
- **Evento No Programadas:** Son aquellas que ocurren súbitamente y causan un fenómeno operacional en el sistema del OR y pueden o no causar efectos de atención a la demanda en la operación del sistema (Resolución CREG 070 de 1998).
- **Evento Programadas:** Son aquellos eventos planeados por el OR que causan un efecto operacional en el sistema del OR y pueden o no causar efectos de atención a la demanda en la operación del sistema (Resolución CREG 070 de 1998).
- **SAIDI:** Mide el período de tiempo que, en promedio, cada cliente conectado al sistema en análisis quedó privado del suministro de energía eléctrica, en un período de tiempo considerado.

- **SAIFI:** Se define como el número promedio de interrupciones del servicio por cliente servido en el sistema de distribución durante un período de tiempo determinado.
- **Usuario:** persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor y, para los efectos de esta resolución, se le denominará usuario final.
- **Calidad del Servicio SDL:** La calidad del servicio brindada por un OR será medida en términos de la duración y la frecuencia de los eventos que perciban los usuarios conectados a sus redes. Para el efecto se adoptan indicadores para establecer la calidad media del sistema de distribución del OR, así como para establecer la calidad individual que perciba cada uno de sus usuarios.

## **RESUMEN**

La implementación de un SIG que permitirá la identificación con mayor claridad de cuáles zonas se están viendo más afectadas por eventos presentados en el sistema eléctrico de la CHEC en zona urbana de la ciudad de Manizales y de esta forma esta información sirva para la toma de decisiones respecto a la escogencia de la ubicación e instalación de equipos automatizados como lo son los reconectores, que permitan mejorar la calidad del servicio de energía en la ciudad.

La utilización de información de los eventos ocurridos en el sistema de distribución local en las subestaciones eléctricas ubicadas en la ciudad de Manizales de los años 2014, 2015 y lo corrido del 2016, y la implementación y modelado en ArcGIS de la topología de red de la zona urbana de Manizales, nos permitió la construcción de una base de datos espacial donde se incorporan además de la topología de red 13.2 kV, como los eventos ocurridos en los equipos principales de la red y las compensaciones a los usuarios peor servidos según la metodología actual (Resolución 097 de 2008).

La finalidad de disponer de este tipo de herramientas SIG (ArcGIS) para la planificación de actividades asociadas a proyectos eléctricos, son un excelente complemento para la toma de decisiones finales en las empresas del sector.

Generar ahorros por mantenimiento relativamente superiores que usando cuchillas de operación manual; ahorros tales como: desplazamiento de los grupos de trabajo, ahorro combustible vehicular, optimizando estos recursos para poder atender fallas del sistema emergencias de otros sectores.

Todo esto en conjunto le aporta de manera esencial a la sostenibilidad de las empresas y el medio ambiente.

**PALABRAS CLAVES:** Re-conector, Calidad del Servicio, Sostenibilidad.

## ABSTRACT

The implementation of a GIS that will identify more clearly which areas are being more affected by events presented in the electrical system of CHEC in urban area of the city of Manizales and thus this information serve for decision-making regarding the choice of the location and installation of automated equipment such as the re-connectors that they allow to improve the quality of service of power in the city.

The use of information of the events that occurred in the system of Local distribution in electrical substations located in the city of Manizales in year 2014, 2015 And the course of the 2016, and implementation and modeling in ArcGIS in Manizales urban area network topology, allowed us the construction of a spatial database where are incorporated as well as the topology of network 13.2 kV as the events which occurred in the main computers on the network and compensation users worse served according to the current methodology (resolution 097 2008).

The purpose of having such tools GIS (ArcGIS) for the planning of activities associated with electrical projects, are an excellent complement to final decisions in the companies of the sector.

Generate relatively higher maintenance savings using blades of manual operation; savings such as: displacement of groups of work, vehicular fuel savings, optimizing these resources to meet system failure emergencies in other sectors.

All of this together gives way essential to the sustainability of businesses and helping the environment.

**KEY WORDS:** Re-connectors, quality of service, sustainability.

## INTRODUCCIÓN

Teniendo como referencia el nuevo esquema de calidad del servicio definido por CREG, por medio de resolución vigente CREG 097 de 2008 y aquellas que la modifican o complementen. En la cual se mencionan aspectos tan importantes como lo son las penalizaciones, a las cuales están sometidas las empresas del sector eléctrico, en caso de no cumplir los estándares mínimos de calidad del servicio a sus usuarios.

La CHEC desde octubre de 2010 inicio con el esquema regulatorio definido por la regulación 097-2008, después de haber cumplido los requisitos establecidos por la ley. Estos requisitos buscan que se garantice la veracidad y oportunidad de la información utilizada para los análisis de eficiencia de la calidad del servicio de cada operador de red (OR) del país.

Entre los requisitos se tienen: un sistema SCADA, un sistema de gestión de la Distribución, un Sistema grafico de la RED y un call center, comunicados entre sí.

Las exigencias en CHEC nos indican que debemos trabajar en conjunto todas las áreas relacionadas con la operación del sistema; específicamente en satisfacer las necesidades de nuestros clientes y especialmente las relacionadas con una prestación del servicio de energía eléctrica con calidad y continuidad.

En este documento se establece una metodología que permitirá realizar la reconfiguración del Sistema de Distribución Local (SDL) en la ciudad de Manizales apoyados en un SIG.

Se efectuarán análisis de fallas presentadas en un periodo de 3 años en la zona mencionada. Para este trabajo se tomaron los eventos presentados en los equipos



instalados en los circuitos que dan servicio a los usuarios de la zona urbana del municipio de Manizales, ubicada en el departamento de Caldas.

El propósito es proponer los puntos (nodos) sobre los cuales se deberían instalar reconectores de interconexión, para asegurar la confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica de la ciudad.

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La CHEC S.A E.S.P. empresa Filial del grupo EPM, en busca del mejoramiento continuo de los índices de calidad del servicio prestado a nuestros clientes, viene desarrollando un sinnúmero de actividades todas enfocadas a la disminución de estos indicadores; los índices miden específicamente la frecuencia de interrupciones del servicio y la duración de estas interrupciones.

Para mejorar esto, distintas áreas entre las cuales podemos mencionar: Gestión de Operación, Planeación, Área de Distribución de Energía (ADE), Subestaciones y Líneas (SYL), Ingeniería y Gestión, han venido implementando variedad de actividades; como los programas de mantenimiento ADE y SYL, podas, cambios de equipos defectuosos en la RED, pararrayos, tierras, cambio de cableado desnudo por ecológico, instalación de fundas sobre tramos con vegetación, instalación de fusibles de repetición de 3 disparos, cambio de postes en mal estado, traslado y reubicación de redes, coordinación de fusibles, todas estas con el fin de mejorar nuestras redes y por ende la calidad de energía que le brindamos a nuestros usuarios.

El área de Gestión de operación ha venido trabajando en la implementación de varias actividades relacionadas con la implementación de alternativas de automatización de sus redes en nivel de tensión 2 y 3, de las cuales se pueden mencionar la instalación de reconectores, los cuales serían integrados al sistema de tiempo real SCADA, todo esto con el fin de mejorar la calidad del servicio de nuestros usuarios, tal como lo exigen las actuales resoluciones.

Se propuso, integrar por medio de un SIG el histórico de fallas (eventos no programados y programado y el número de usuarios afectados U\*I) de los circuitos de la zona en estudio; se definió el método U\*I para determinar cuáles son los circuitos más críticos y cuales vamos a intervenir.

CODIGO	NOMBRE	GRUPO	USUARIOS	kW/h MES	SWIT	TRF	TOTAL DURACION (h)	TOTAL FRECUENCIA	CRITICIDAD (UxI)
ENE23L15	LA ENEA_LA ENEA	1	5621	1730946	45	173	14.16	43	79598
PSO23L18	PERALONSO_VILLA HERMOSA	1	5305	1417728	9	86	14.08	43	74708
AZA23L18	ALTA SUIZA_ARANJUEZ	1	3058	1201623	25	107	22.73	38	69508
PSO23L16	PERALONSO_CARIBE	1	5747	1526895	29	147	10.06	28	57812
MTO23L15	MARMATO_LA FUENTE	1	7110	1689702	21	104	7.21	21	51257
CHI23L15	CHIPRE_VILLAPILAR	1	5148	1244443	26	142	9.95	18	51238
MTO23L20	MARMATO_PLANTA SANCANCIO	1	4485	1236918	13	91	11.16	40	50057
AZA23L15	ALTA SUIZA_LA SULTANA	1	9082	2672478	53	252	4.06	17	36888
AZA23L13	ALTA SUIZA_PALOGRADE	1	5606	2275211	57	224	6.07	25	34027
CHI23L17	CHIPRE_CHIPRE	1	5008	1399669	21	125	6.12	37	30653
CHI23L18	CHIPRE_LA LINDA	1	3776	999733	42	131	7.62	50	28776
MTO23L18	MARMATO_PLAZA DE TOROS	1	6208	1896076	15	116	4.57	44	28349
MAN23L14	MANIZALES_SAN PEREGRINO	4	1353	281714	59	154	17.22	82	23305
AZA23L16	ALTA SUIZA_PALERMO	1	4438	1529751	63	228	4.90	26	21753
PSO23L17	PERALONSO_LA ASUNCION	1	3164	823668	7	59	6.79	20	21474
AZA23L14	ALTA SUIZA_PARALELA NORTE	1	4836	2076597	40	184	4.08	19	19751
MTO23L19	MARMATO_PLANTA INTERMEDIA	3	3471	889392	9	60	5.38	7	18660
PSO23L12	PERALONSO_AGUILA	1	2498	645670	23	81	7.42	38	18532

Tabla 1. Criticidad de Circuitos 13.2 Manizales

Aportes (%) de los indicadores SAIDI – SAIFI – año corrido 2016, de municipios del departamento de caldas en especial, se mostrará el aporte de la ciudad de Manizales. Estos Indicadores aun no son regulatorios, pero son referentes de medición a nivel de las Empresas del sector.

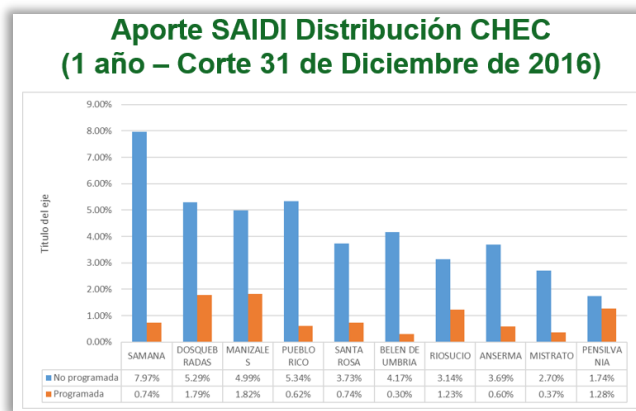
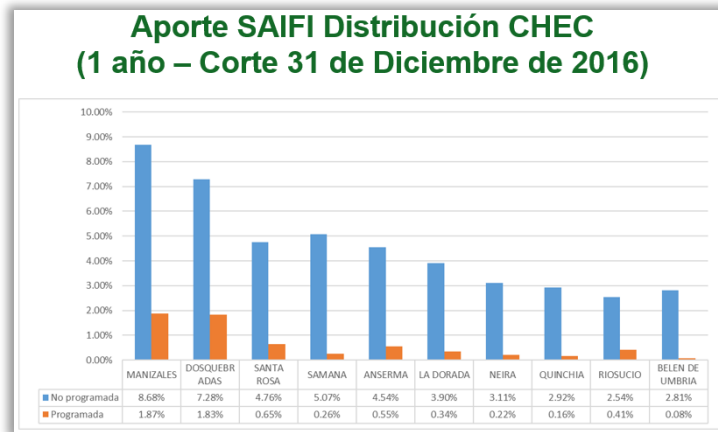


Figura 1 Aporte SAIDI x Municipios – Anual a Dic 2016



**Figura 2** Aporte SAIFI x Municipios – Anual a Dic 2016

Con el paso de los años, los entes de regulación han estado incorporando a los OR y comercializadores, normas, leyes y circulares por mencionar algunas Leyes 142 y 143 1994, Resoluciones CREG 070 del 1998, 096 del 2000, vigente 097 de 2008 y 043 de 2010, las cuales tienen entre muchas razones la necesidad de medir a las empresas eléctricas en diferentes aspectos, uno de estos es la calidad del servicio visto desde la continuidad del servicio y otro desde la calidad de la potencia entregada, calidad de la onda entregada.

Para nuestro proyecto nos enfocaremos en el aspecto de la continuidad, medido por dos variables la frecuencia de salidas y la duración de salidas esta última base para calcular compensaciones.

Para mejorar esa continuidad del servicio, aporta mucho el tema de instalación de equipos que puedan ser controlados remotamente en nuestro caso desde un centro de control de operación, estos equipos pueden ser reconectores o interruptores, con los cuales se podrán realizar maniobras de manera automática ante la ocurrencia de algún evento, y así mejorar el tiempo de respuesta ante una falla.

Una motivación más para este proyecto es precisamente poder incorporar nuevas herramientas complementarias a los análisis de fallas, como son los GIS, que

facilitarían la toma de decisiones, en casos particulares como montajes de equipos automatizados, o inclusive detectar aglomeración de fallas en determinados puntos de la red de distribución para intervenir estos puntos (mantenimientos eléctricos). Este proyecto impactaría las áreas de Gestión de Operación, Planeación, área de Distribución (Mantenimiento ADE), de Igual forma el área de Ingeniería y Gestión y sobre todo los usuarios finales siempre con miras del mejoramiento de la calidad del servicio.

Entre las prioridades que se tienen respecto a las áreas afectadas:

Gestión de Operación:

- Brindar herramientas e indicadores de calidad para el análisis de los eventos.
- Mejorar la atención ante la ocurrencia de fallas en las redes.
- Tener distintas alternativas para poder operar los circuitos por medio de la reconfiguración automática de las redes.

ADE:

- Mejorar la planeación del mantenimiento que se debe ejecutar sobre los circuitos eléctricos en CHEC.
- Optimizar la respuesta de sus grupos de trabajo.

Usuarios finales:

- Evidencia la mejora de la calidad del servicio eléctrico en lo que tenga que ver con el aspecto de continuidad.

La Empresa:

- Mejorar la calidad del servicio de energía se reflejaría en la disminución de compensaciones (\$) a los usuarios por mala calidad del servicio y disminución en la Demanda No Atendida (DNA).

-

PERIODO	COMPENSACIÓN (\$)
2016-01	\$ 186,199,032
2016-02	\$ 146,335,556
2016-03	\$ 274,726,522
2016-04	\$ 289,661,099
2016-05	\$ 230,747,237
2016-06	\$ 238,285,664
2016-07	\$ 187,423,464
2016-08	\$ 215,764,998
2016-09	\$ 237,917,456
2016-10	\$ 249,255,925
2016-11	\$ 189,392,704
2016-12	\$ 253,816,818
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 2,699,526,475</b>

**Tabla 2.** Valores Estimados de compensaciones que se han pagado a usuarios de todo el sistema eléctrico CHEC – año 2016.

INDISP. X TRIMESTRE	COMPENSACIONES ZONA URBANA DE MANIZALES - INDISPONIBILIDADES PERIODO 2016								
	SUBESTACIONES	ENEA	ALTASUIZA	CHIPRE	MANIZALES	MARMATO	PERALONSO	TOTAL \$	
TRIM 1	ENERO	\$ 520,234	\$ 511,150	\$ 206,506	\$ 104,889	\$ 386,320	\$ -	\$ 1,729,099	
	FEBRERO	\$ 703,363	\$ 484,952	\$ 209,794	\$ 101,284	\$ 385,732	\$ -	\$ 1,885,125	
	MARZO	\$ 701,081	\$ 484,879	\$ 207,402	\$ 99,932	\$ 396,310	\$ -	\$ 1,889,604	
TRIM 2	ABRIL	\$ 7,230	\$ 1,476,462	\$ 465,609	\$ 28,863	\$ 3,194,797	\$ 2,662,868	\$ 7,835,829	
	MAYO	\$ 6,019	\$ 1,570,319	\$ 1,254,367	\$ 27,914	\$ 3,455,108	\$ 2,594,178	\$ 8,907,905	
	JUNIO	\$ 6,323	\$ 1,525,518	\$ 495,431	\$ 29,448	\$ 3,441,813	\$ 2,700,552	\$ 8,199,085	
TRIM 3	JULIO	\$ 151,989	\$ 1,280,570	\$ 2,099,321	\$ 19,219	\$ 2,645,638	\$ 283,879	\$ 6,480,616	
	AGOSTO	\$ 140,365	\$ 1,186,805	\$ 2,104,594	\$ 19,230	\$ 2,770,243	\$ 301,258	\$ 6,522,495	
	SEPTIEMBRE	\$ 164,818	\$ 1,273,241	\$ 2,025,922	\$ 18,785	\$ 2,486,051	\$ 295,096	\$ 6,263,913	
TRIM 4	OCTUBRE	\$ 3,547,274	\$ 5,996,496	\$ 194,334	\$ 13,408	\$ 184,640	\$ 6,124,796	\$ 16,060,948	
	NOVIEMBRE	\$ 3,288,666	\$ 5,435,668	\$ 16,520	\$ 12,276	\$ 174,933	\$ 5,797,027	\$ 14,725,090	
	DICIEMBRE								
TOTAL		\$ 9,237,362	\$ 21,226,060	\$ 9,279,800	\$ 475,248	\$ 19,521,585	\$ 20,759,654	\$ 80,499,709	

**Tabla 3.** Valores de compensación a usuarios peor servidos, por concepto de calidad del servicio en la zona Urbana de la ciudad de Manizales (Caldas) 2016. (Dic-2016 Pendiente de Aplicar a los Usuarios)

## HIPOTESIS

Con la propuesta de desarrollo se pretende encontrar una alternativa diferente con relación a las herramientas a utilizar para la escogencia nuevos puntos de operación en las redes eléctricas, teniendo en cuenta variedad de información para una mejor toma de decisiones a la hora de escoger donde se instalarían los equipos reconectores.

Con esto lo que se quiere es brindar nuevas herramientas que permita fortalecer el análisis de este tipo de actividades.

¿Un SIG ayudara a la toma de decisiones relacionada con la ubicación de los puntos de interconexión entre circuitos de 13,2 Kv en la ciudad de Manizales?

El poder visualizar el histórico de fallas en un sistema de Información geográfica se podría determinar de forma más acertada qué circuitos o puntos de la red se deberían atender respecto a montaje de nuevos equipos o intervenciones de mantenimiento.

De forma gráfica poder identificar las zonas más afectadas de la ciudad de Manizales nos podrá ayudar a encontrar las zonas más críticas, no solo para instalación de nuevos equipos, sino para direccionar los mantenimientos en estos puntos vulnerables y donde más se concentran las fallas de nuestro sistema eléctrico.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar un SIG partiendo de la topología de red eléctrica y de la tasa de fallas de equipos de corte del SDL de la CHEC en la ciudad de Manizales, que permita proponer en qué nodos de la red se deberían instalar reconectores e identificar los sectores con mayor número de fallas eléctricas de la ciudad.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Recolectar la información de los eventos ocurridos en el SDL en las Subestaciones eléctricas ubicadas en la Ciudad de Manizales de años 2014, 2015 y lo corrido del 2016.
- Identificar la criticidad de circuitos y secciones basados en el método U\*I (número de usuarios afectados por la duración de Indisponibilidad)
- Mostrar los reconectores existentes y de igual forma las cuchillas de operación manual.
- Tomar cada equipo principal y modelar en ArcGIS la topología de la red de la zona Manizales.
- Construir una Base de Datos espacial teniendo en cuenta: Topología de red eléctrica zona Manizales, eventos e indisponibilidades.



## JUSTIFICACION

Partiendo del hecho que cada día debemos mejorar calidad del servicio de energía que se brinda a nuestros clientes es una de las prioridades más importantes de la empresa, basados en los antecedentes que se tienen en CHEC sobre múltiples fallas eléctricas que se han presentado en las redes de distribución.

Las dificultades que se han presentado en las áreas de mantenimiento se deben específicamente a no tener herramientas que ayuden al análisis más profundo sobre la determinación y escogencia de circuitos a los cuales se deben intervenir para mejoramiento del sistema, algunos de los criterios de escogencia se basan en los valores máximos admisibles y las compensaciones, descargas atmosféricas, demanda del circuito, estos datos son insumo para detectar cuales de los circuitos deberían ser intervenidos.

Todas estas variables deberían ser parte fundamental para poder integrar en un sistema de información que nos de los puntos o zonas con mayor índice de fallas, es por esto que lo se quiere hacer inicialmente es integrar los puntos donde se presentan el mayor número de fallas históricas al igual que los valores de compensación aplicados a los usuarios peor servidos durante el tiempo de análisis que se determine.

Es por esto que se ve la necesidad de implementar un SIG donde podamos plasmar un histórico de eventos ocurridos en los elementos de red, con sus causas y los tiempos de falla, para así poder tener un panorama diferente a lo que comúnmente hemos visto en las bases de datos u hojas de cálculo.

Los beneficios de poder direccionar con mayor efectividad las zonas que deben ser intervenidas por efecto de los mantenimientos preventivos y asociado a estos se debe notar el mejoramiento continuo de nuestras redes y por ende mejoramiento de

la calidad del servicio suministrado, generando territorios competitivos, llevando bienestar y desarrollo a las comunidades que atendemos.

## MARCO TEORICO

### RESEÑA HISTÓRICA CONTEXTO INTERNACIONAL

Se identifican varias aplicaciones, en las cuales existen similitudes en cuando a la Utilización de los SIG:

#### **Simulación de Redes Eléctricas Integradas a un SIG**

El actual trabajo describe el “Módulo de Análisis de Redes” (MAR), el cual permite realizar cálculos eléctricos tales como flujos de carga, cortocircuitos y cálculos referentes a calidad de servicio. Los resultados arrojados se pueden consultar en forma de informes o en forma gráfica directamente sobre el SIG e incluso exportarlos a otras aplicaciones tales como Excel o Word.

Por Ing. Fernando Boions, Ing. Gustavo Cabrera, Ing. Pablo Maggi, Ing. Aldo Rondoni. (2005) - Simulación de Redes Eléctricas Integradas a un SIG  
Empresa eléctrica uruguaya UTE

#### **Sistemas de información geográfica y su aplicación en los proyectos de electrificación rural**

Los Sistemas de Información Geográfica (SIG) son en la actualidad una valiosa herramienta de análisis geoespacial y de cálculo matemático, que ha empezado a ser usada en los proyectos de electrificación rural, en distintas fases de los mismos; ya no sólo en la estimación del potencial de los recursos energéticos de una región, sino también ganando espacio en la fase de selección de las tecnologías más adecuadas, integrada a métodos de análisis multi-criterio.

De igual forma, se carece de planteamientos definidos, en relación con las herramientas que permiten facilitar el procesamiento de los datos y análisis de las distintas variables que intervienen en los proyectos de mantenimiento, tal es el caso de los programas de simulación del comportamiento energético y de los Sistemas de Información Geográfica (SIG).

Por M.Sc. Ciaddy Gina Rodríguez Borges\* y Dr. Antonio Sarmiento Sera\*\*

\* Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), Cabimas, Venezuela.

\*\* Doctor en ciencias y profesor titular del Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (CUJAE), La Habana, Cuba

## **RESEÑA HISTÓRICA CONTEXTO NACIONAL**

El MAR provee información de las redes de distribución de media tensión a las áreas de planeamiento, diseño, mantenimiento, construcción y operación de CODENSA.

El MAR es un módulo principalmente interactivo, desarrollado en ArcInfo, con manejador de datos Oracle y con una librería gráfica ArcStorm. MAR tiene una interfaz de menús, con botones, listas y campos de entrada salida, cuyo contenido es sensible al contexto.

## **SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA (SIG).**

Un SIG 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 y de procedimientos diseñados para adquirir, administrar, manipular, modelar y visualizar datos referenciados en el espacio para resolver problemas de planificación y gestión. Desde otro punto de vista, se trata de una extensión del concepto de base de datos: un SIG es una base de datos computarizada que contiene información espacial.

En un SIG se almacena información cartográfica y alfanumérica; con la información cartográfica es posible conocer la localización exacta de cada elemento en el espacio y con respecto a otros elementos. Con la alfanumérica, se obtienen datos sobre las características o atributos de cada elemento geográfico.

Actualmente un SIG puede ayudar con una nueva visión en la distribución eléctrica basada en el uso de la información geográfica y su combinación con los procesos estratégicos de la organización, aportando confianza, eficacia, operatividad y

rapidez en situaciones que ameriten toma de decisiones oportunas, aportando al dimensionamiento de las nuevas inversiones y reducción de costos.

### **Ventajas de los Sistemas de Información Geográfica**

La utilidad de un SIG se aprecia en su capacidad de inventario de los elementos que componen los distintos subsistemas. La posibilidad de establecer una base de datos donde se interrelaciona la información gráfica de un escenario referenciado con una serie campos alfanuméricos que almacenan valores, permite analizar posteriormente de manera precisa y eficiente la información ahí contenida.

Un SIG aplicado a la gestión de instalaciones energéticas supone una herramienta de ayuda en la toma de decisiones técnicas, simulación de distintos escenarios de funcionamiento, control de operaciones de mantenimiento, cálculo de parámetros energéticos y asistencia para el cálculo de diversos aspectos técnicos.

La facilidad del manejo gráfico de la información, tanto en el análisis como en la presentación de resultados, supone un valor añadido de esta herramienta.

El sistema de información geográfica SIG, es una herramienta que puede utilizarse con grandes ventajas en los diseños de ingeniería.

Permite reducir los tiempos de diseño, los costos de las obras, agilidad en la toma de decisiones, tiempos de respuesta cortos y representa de manera más precisa el mundo real.

Igualmente permite combinar adecuadamente las variables múltiples que integran el medio ambiental y realizar una ponderación adecuada entre las variables, con el fin de determinar los lugares de menor o mayor impacto dependiendo las necesidades.

### **Algunas Desventajas de los SIG.**

- Los mapas están desactualizados
- Los datos y la información son inexactos
- Los datos geo-espaciales son inconsistentes, etc.

## **Ventajas de Utilizar el Software ArcGIS**

ArcGIS es un completo sistema que permite recopilar, organizar, administrar, analizar, compartir y distribuir información geográfica. Como la plataforma líder mundial para crear y utilizar sistemas de información geográfica (SIG).

Es utilizada por personas de todo el mundo para poner el conocimiento geográfico al servicio de los sectores del gobierno, la empresa, la ciencia, la educación y los medios.

Permite publicar la información geográfica para que esté accesible para cualquier usuario. El sistema está disponible en cualquier lugar a través de navegadores Web, dispositivos móviles como smartphones y equipos de escritorio.

## **SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICO ANALIZADO**

Actualmente CHEC está clasificada como una empresa de servicios públicos mixta, con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal, sometida al régimen general aplicable a las empresas de servicios públicos y a las normas especiales que rigen a las empresas del sector eléctrico.

La empresa tiene por objeto la prestación de servicios públicos esenciales de energía, incluidos el servicio público domiciliario de energía eléctrica, mediante los negocios de Generación, Distribución y Comercialización.

El área de cobertura de CHEC abarca los departamentos de Caldas y Risaralda, exceptuando Pereira. En Caldas atiende 27 municipios y 15 corregimientos, y en Risaralda, 13 municipios y 4 corregimientos

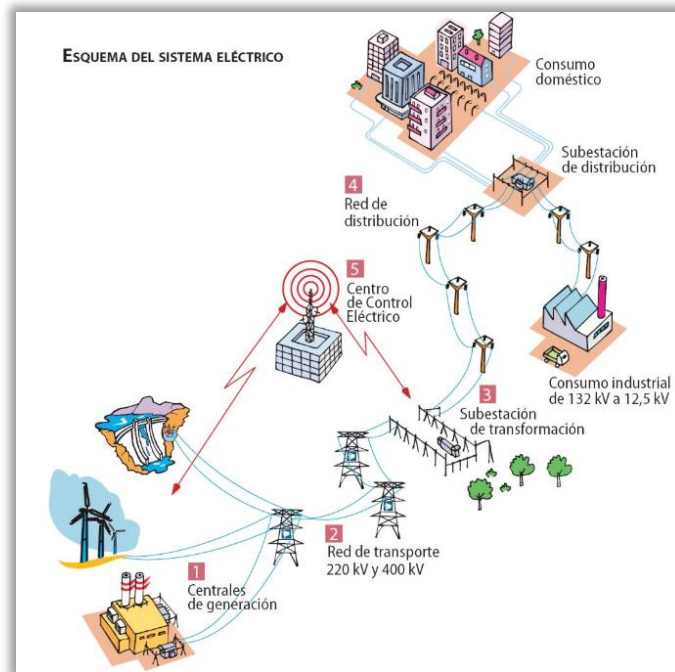


Figura 3 Esquema del Sistema Eléctrico

### Área de cobertura del Sistema Distribución Local



Figura 3.1 Área Cobertura del Operador de RED - CHEC

El área de análisis de este proyecto abarca el municipio de Manizales, el cual se caracteriza por tener la mayor cantidad de usuarios conectados al sistema de distribución eléctrico del departamento.



Figura 3.2 Zona urbana municipio Manizales

### Principales componentes Sistema de Distribución Local

Se indican las partes de un sistema de distribución:

- Transformador de Potencia
- Interruptores
- Barrajes
- Seccionador o cuchillas
- Transformador de distribución
- Pararrayos
- Reconectador automático
- Indicador de Falla
- Red Primaria
- Red Secundaria
- Acometida
- Contador



**Topología:** en la práctica los sistemas de distribución son de forma radial, debido a que se obtiene mayor economía en las protecciones, es más fácil el diseño, y se reduce la dificultad de ubicar las fallas, se mejora el perfil de tensión del sistema y en general se simplifica la operación de la red de distribución.

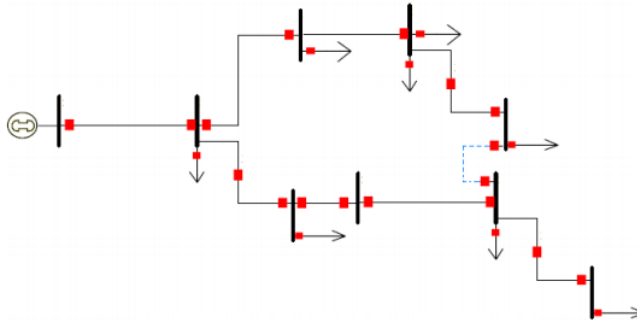


Figura 4 Topología radial del sistema de distribución

### Subestación de Distribución

Recibe la potencia de los circuitos de transmisión y transforma su voltaje a niveles adecuados para el suministro a los alimentadores principales. En ella tenemos transformadores de Potencia, Interruptores, Seccionador de Línea de puesta a tierra, etc.

Una subestación es un punto dentro del sistema de potencia en el cual se cambian los niveles de tensión y corriente con el fin de minimizar pérdidas y optimizar la distribución de la potencia por todo el sistema.

Es además el centro donde se recibe y reparte la energía producida en las centrales generadoras, maniobrando y controlando su destino final a los diferentes centros de consumo, con determinados requisitos de calidad.



Figura 5 Subestación de Distribución CHEC

## Circuito o Línea

Se define circuito o línea, a la red o tramo de red eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador de distribución o de otra red y suministra energía eléctrica a un área geográfica específica.

## Líneas Primarias o alimentadores Primarios

Son los circuitos que salen de la subestación de distribución y abastecen los caminos de fluido de potencia para los transformadores de distribución, recorriendo el área de carga. Estos alimentadores pueden ser de tipo trifásico o monofásico, aéreos o subterráneos. Los alimentadores primarios incluyen elementos como los siguientes: Elementos de maniobra y/o protección, como aisladores, Pararrayos, Seccionadores, reconectores e Interruptores.

Elementos de señalización como por ejemplo Indicadores de Falla, Elementos que controlan la tensión como reguladores y capacitores.

## Reconector

La tarea principal de un reconector es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera, tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas abajo de la posición del reconector, si esta falla es de carácter permanente.



**Figura 6** Reconector Red Distribución 13.2 kV CHEC

## Interruptor:

Es el elemento o equipo eléctrico con capacidad para operar (abrir o cerrar) cortando o permitiendo el paso de corriente bajo carga o falla, estableciendo el estado de conexión del campo. Su capacidad se establece en amperios y es capaz de interrumpir su corriente nominal a su tensión nominal.

## Componentes de un Sistema de Protección:

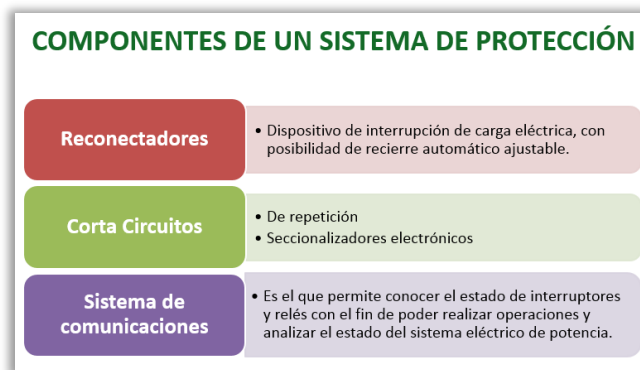


Figura 7. Componentes de un sistema de protección

## Transformador de Distribución

Que se encargan de reducir el voltaje de los alimentadores primarios a niveles adecuados de utilización para los diferentes usuarios.

Acometida Primaria. Entrada de la alimentación en urbanizaciones, fabricas, edificios, centros comerciales, etc. se utiliza cuando es necesario alimentar un centro de transformación (subestación).



Figura 8. Transformador de Distribución 15 KVA - CHEC

## **Redes Inteligentes o Smart Grids:**

Actualmente no existe una única definición que encierre en su totalidad el concepto de RI (Redes Inteligentes), el continuo avance tecnológico trae consigo la aparición de nuevas aplicaciones y funcionalidades que hacen que éste concepto este en constante evolución. Mencionaremos algunos ejemplos reconocidos de estas definiciones son las realizadas por el Electric Power Research Institute (EPRI) y el Smart Grid European Technology Platform (ETP SG):

**EPRI** (Electric Power Research Institute) define Smart Grid como:

Una red que incorpora las tecnologías de la información y la comunicación en cada aspecto de la generación, suministro y consumo de electricidad, con el objetivo de minimizar el impacto medioambiental, mejorar los mercados, mejorar la fiabilidad y el servicio, reducir costos y aumentar la eficiencia.

**ETP SG** (Smart Grid European Technology Platform) define la red inteligente como:

Una red que integra de forma inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella, generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas – para suministrar electricidad de forma eficiente, sostenible económica y segura.

## **Automatización de la red de Distribución:**

La automatización de la red por medio del uso de la infraestructura de medida y las TIC es necesario tanto para maximizar la integración de las DER (Recursos Distribuidos), como para mejorar la continuidad y la calidad del suministro. El incremento del nivel de automatización permite asegurar la continuidad del suministro, siendo este uno de los objetivos principales de la red eléctrica colombiana por contar actualmente con unos tiempos de interrupción de suministro demasiado elevados.

## **ANTECEDENTES**

Con el fin de disminuir la duración de los cortes de energía eléctrica y mejorar la prestación del servicio, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) diseñó un nuevo esquema de calidad con incentivos y compensaciones que deberán aplicar todas las empresas distribuidoras.

"La idea es que las empresas tengan aumentos o disminuciones en su ingreso de acuerdo con la calidad del servicio que presten. Por ejemplo, si la calidad del servicio es inferior a lo que se esperaba, se disminuirá el cargo de distribución que puede cobrar", explicó el experto Comisionado, Germán Castro Ferreira, según el informe de prensa del Gobierno.

Los incentivos y las compensaciones otorgados a las empresas y a los usuarios serán estimados cada tres meses a partir de la comparación entre índices históricos y actuales, que miden el nivel de calidad suministrado por cada empresa.

La resolución CREG 097 de 2008 establece los principios generales y la metodología para el cálculo de los cargos por uso, las reglas que deben cumplir los OR en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de distribución, evaluando la Calidad Media brindada por el OR a sus usuarios comparada con una Calidad Media de Referencia.

Estas nuevas exigencias regulatorias obligan directamente a que los Operadores de Red revalúen los lineamientos, políticas, reglas y procedimientos de análisis, mantenimiento, operación, reposición para que le permitan cumplir con los referentes tan exigentes.

## METODOLOGÍA

La metodología empleada se desarrolla de forma estructurada y secuencial los siguientes pasos:



- ⊙ **Topología de red:** Se incluye la topología de la red eléctrica de Manizales, tomada del sistema SPARD, está tiene su información con el origen de coordenadas: Colombia West Zone. De igual forma la inclusión de archivos shape de la zona Urbana de Manizales.
- ⊙ **Caracterización:** De eventos en las zonas afectadas – teniendo en cuenta solo equipos de corte como son: transformadores de distribución, seccionadores o reconectores de línea y circuitos generales.
- ⊙ **Herramientas:** Aplicación de las herramientas del software ArcGis para Identificar las zonas donde mayor predominan las fallas de estos elementos de red.
- ⊙ **Ejecución:** de consultas de selección donde se identifique el mayor número de fallas y usuarios afectados (U\*I).
- ⊙ **Resultados:** Identificar los nodos sobre los cuales proponemos la instalación de los reconectores.

## PROCEDIMIENTO

### RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Se define para esta primera etapa del proyecto con que información se contaría para la ejecución de las diferentes actividades.

Fueron autorizados los permisos para la utilización de información solo hasta el nivel de Transformador de distribución, ya que la información a nivel de usuario final se tiene restricciones por nuevas leyes de protección sobre información de clientes finales.

Se indican a continuación cuales Reconectores Automatizados, actualmente están instalados en la ciudad de Manizales y de igual forma los nodos en los cuales tenemos elementos para interconectar otros circuitos, los cuales son operados de forma manual y sobre los cuales iniciaremos los análisis de viabilidad para la Instalación de más Reconectores para automatizar u operar de forma Remota (SCADA).

CODE_EQ	CODIGO	CIRCUITO	CODIGO	CIRCUITO_INT	TIPO	DESC EQUIPO	DIRECCION
AZA2MTO0	AZA23L12	ALTA SUIZA	MTO23L20	MARMATO_PLANTA SANCANCIO	3RL	Reconector trifásico en la línea	INTERCONEXION
AZA3AZA6	AZA23L13	ALTA SUIZA	AZA23L16	ALTA SUIZA_PALERMO	3RL	Reconector trifásico en la línea	CLL 67 AVD PARELELA
AZA4PSO7	AZA23L14	ALTA SUIZA	PSO23L17	PERALONSO_LA ASUNCION	3RL	Reconector trifásico en la línea	CR 20 CLL 50
AZA4PSO8	AZA23L14	ALTA SUIZA	PSO23L18	PERALONSO_VILLA HERMOSA	3RL	Reconector trifásico en la línea	CLL 57 E CRA 10 C
AZA3AZA6	AZA23L16	ALTA SUIZA	AZA23L13	ALTA SUIZA_PALOGRADE	3RL	Reconector trifásico en la línea	CLL 67 AVD PARELELA
AZA7ENE3	AZA23L17	ALTA SUIZA	ENE23L13	LA ENEA_LA LIBERTAD	3RL	Reconector trifásico en la línea	PUENTE DE LA LIBERTAD
AZA7ENE6	AZA23L17	ALTA SUIZA	ENE23L16	LA ENEA_FLORIDA	3RL	Reconector trifásico en la línea	LA FLORIDA
AZABENE5	AZA23L18	ALTA SUIZA	ENE23L15	LA ENEA_LA ENEA	3RL	Reconector trifásico en la línea	PUENTE DE LA LIBERTAD
CHI7MAN3	CHI23L17	CHIPRE_CHIPRE	MAN23L13	MANIZALES_LA FRANCIA	3RL	Reconector trifásico en la línea	(en blanco)
CHI7MTO8	CHI23L17	CHIPRE_CHIPRE	MTO23L18	MARMATO_PLAZA DE TOROS	3RL	Reconector trifásico en la línea	PLAZA DE TOROS
AMR3CHI8	CHI23L18	CHIPRE_LA LINDA	AMR23L13	ALTAMAR_LA CABAÑA	3RL	Reconector trifásico en la línea	MORRO GORDO
AZA7ENE3	ENE23L13	LA ENEA_LA ENEA	AZA23L17	ALTA SUIZA_PANAMERICANA	3RL	Reconector trifásico en la línea	PUENTE DE LA LIBERTAD
AZABENE5	ENE23L15	LA ENEA_LA ENEA	AZA23L18	ALTA SUIZA_ARANJUEZ	3RL	Reconector trifásico en la línea	PUENTE DE LA LIBERTAD
AZA7ENE6	ENE23L16	LA ENEA_FLORIDA	AZA23L17	ALTA SUIZA_PANAMERICANA	3RL	Reconector trifásico en la línea	LA FLORIDA
CHI7MAN3	MAN23L13	MANIZALES	CHI23L17	CHIPRE_CHIPRE	3RL	Reconector trifásico en la línea	(en blanco)
CHASMAN4	MAN23L14	MANIZALES	CHA23L15	CHINCHINA_ROSARIO	3RL	Reconector trifásico en la línea	PLAN DEL ROSARIO
MAN4MNA2	MAN23L14	MANIZALES	MNA23L12	LA MANUELA_EL ALGARROBO	3RL	Reconector trifásico en la línea	VDA LA CHINA
MAN6MTO2	MAN23L16	MANIZALES	MTO23L12	MARMATO_PLANTA MUNICIPIO	3RL	Reconector trifásico en la línea	LA TURBINA
MAN6MTO8	MAN23L16	MANIZALES	MTO23L18	MARMATO_PLAZA DE TOROS	3RL	Reconector trifásico en la línea	LAVADERO LA PANAMERICANA

**Tabla 4.** Equipos Reconectores existentes.

SUBESTACION	CODE_EQ	CODIGO 1	CIRCUITO 1	CODIGO 2	CIRCUITO 2	TIPO	DESCRIPCIÓN
MARMATO	M14483	MTO23L20	MARMATO_PLANTA SANCANCIO	AZA23L18	ALTA SUIZA_ARANJUEZ	3OS	Seccionador trifásico de operación sin carga o cuchilla
MARMATO	M45817	MTO23L20	MARMATO_PLANTA SANCANCIO	AZA23L17	ALTA SUIZA_PANAMERICANA	3OS	Seccionador trifásico de operación sin carga o cuchilla
MANIZALES	M20033	MAN23L13	MANIZALES_LA FRANCIA	MTO23L18	MARMATO_PLAZA DE TOROS	3SC	Seccionador operación con carga y Cuchillas
MARMATO	M24398	MTO23L20	MARMATO_PLANTA SANCANCIO	VMA23L14	VILLAMARIA_TURIN	3OS	Seccionador trifásico de operación sin carga o cuchilla
MANIZALES	M21443	MAN23L14	MANIZALES_SAN PEREGRINO	MTO23L12	MARMATO_PLANTA MUNICIPAL	3OS	Seccionador trifásico de operación sin carga o cuchilla
MARMATO	M11011	MTO23L20	MARMATO_PLANTA SANCANCIO	MTO23L15	MARMATO_LA FUENTE	2CC	Cortacircuito bifásico Caja Vela
CHIPRE	M32304	CHI23L17	CHIPRE_CHIPRE	CHI23L18	CHIPRE_LA LINDA	3OC	Seccionador trifásico de operación con carga
CHIPRE	M30905	CHI23L18	CHIPRE_LA LINDA	CHI23L15	CHIPRE_VILLAPILAR	3OS	Seccionador trifásico de operación sin carga o cuchilla
ALTA SUIZA	M44250	AZA23L18	ALTA SUIZA_ARANJUEZ	AZA23L16	ALTA SUIZA_PALERMO	3OS	Seccionador trifásico de operación sin carga o cuchilla
PERALONSO	M54973	PSO23L16	PERALONSO_CARIBE	PSO23L19	PERALONSO_BOSQUES DEL NORTE	3CC	Cortacircuito trifásico Caja Vela
MARMATO	M24207	MTO23L19	MARMATO_PLANTA INTERMEDIA	MTO23L20	MARMATO_PLANTA SANCANCIO	3CC	Cortacircuito trifásico Caja Vela
ALTA SUIZA	M40975	AZA23L13	ALTA SUIZA_PALOGRADE	AZA23L12	ALTA SUIZA_FATIMA	3CC	Cortacircuito trifásico Caja Vela
MANIZALES	M20177	MAN23L13	MANIZALES_LA FRANCIA	ALM23L11	MANIZALES_ALMACAFE	3CC	Cortacircuito trifásico Caja Vela
ALTA SUIZA	M42245	AZA23L14	ALTA SUIZA_PARELELA NORTE	MTO23L21	MARMATO_AVENIDA SANTANDER	3OC	Seccionador trifásico de operación con carga
PERALONSO	M55006	PSO23L18	PERALONSO_VILLA HERMOSA	PSO23L17	PERALONSO_LA ASUNCION	3OS	Seccionador trifásico de operación sin carga o cuchilla
ALTA SUIZA	M43003	AZA23L17	ALTA SUIZA_PANAMERICANA	AZA23L15	ALTA SUIZA_LA SULTANA	3OS	Seccionador trifásico de operación sin carga o cuchilla

**Tabla 5.** Equipos para Interconectar de Operación Manual.

Se muestran a continuación las tablas con las cuales trabajaremos en este proyecto:

Nombre	Fecha de modifica...	Tipo	Tamaño
circuitos.dbf	19/01/2017 15:08	Microsoft Visual FoxPro Table	8 KB
nodo_electrico.dbf	19/01/2017 15:13	Microsoft Visual FoxPro Table	981 KB
nodo_fisico.dbf	19/01/2017 15:29	Microsoft Visual FoxPro Table	1,156 KB
secciones.dbf	19/01/2017 15:35	Microsoft Visual FoxPro Table	112 KB
subestaciones.dbf	19/01/2017 15:32	Microsoft Visual FoxPro Table	1 KB
tramos_linea.dbf	19/01/2017 17:04	Microsoft Visual FoxPro Table	1,944 KB
transfor.dbf	19/01/2017 15:43	Microsoft Visual FoxPro Table	577 KB
INDISPO_TRANSFOR.DBF	14/12/2016 17:50	Microsoft Visual FoxPro Table	40,279 KB
EVENTO_INTERRUPTOR.DBF	14/12/2016 17:37	Microsoft Visual FoxPro Table	474 KB
EVENTO_TRANSFOR.DBF	14/12/2016 17:43	Microsoft Visual FoxPro Table	504 KB

**Figura 9** Archivos \*.dbf Topología Base de Red de Distribución

Y los archivos shape, que contienen los datos espaciales de la zona urbana de Manizales.

PERIMETROS_URBANOS.shp	04/05/2010 04:20 ...	Archivo SHP	983 KB
COMUNAS_MANIZALES.shp	03/02/2009 03:17 ...	Archivo SHP	344 KB
BARRIOS_MANIZALES.shp	02/02/2009 02:40 ...	Archivo SHP	490 KB

**Figura 10** Archivos \*.shp Perímetros utilizados municipio de Manizales

El Registro de fallas o eventos del sistema eléctrico de la CHEC son ingresados sobre el Sistema de Gestión de la Operación (SGO), y cuenta con registro en los equipos principales del sistema eléctrico, para nuestro proyecto haremos énfasis en tres conceptos:

- Frecuencia de Salidas.
- Duración de las Salidas.
- Causas

Teniendo un histórico de eventos en las redes mostraríamos cuales de las zonas de la ciudad de Manizales son las más afectadas y se podría de manera más ágil identificar en que zonas se tienen que enfocar los mantenimientos.

Adicional se logrará tener un listado asociado a cada evento para determinar cuál es la causa que más predomina sobre los eventos ocurridos.

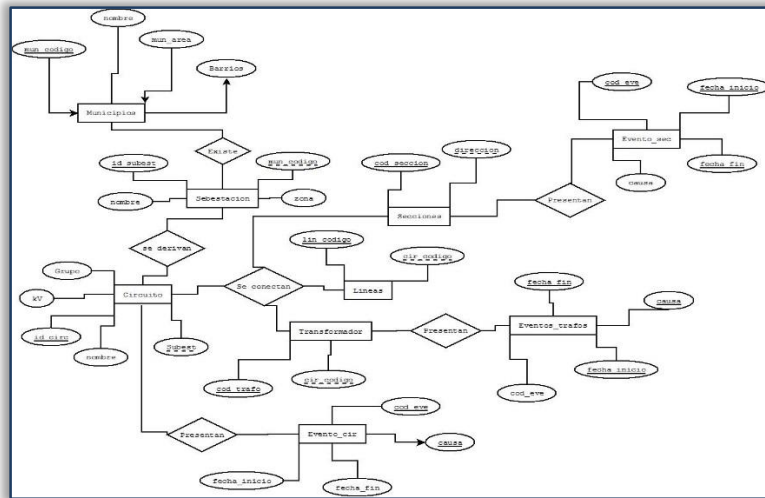
Una vez implementado el SIG para la gestión del mantenimiento de Redes de Distribución, permitirá a los usuarios un tratamiento de integración de datos donde:



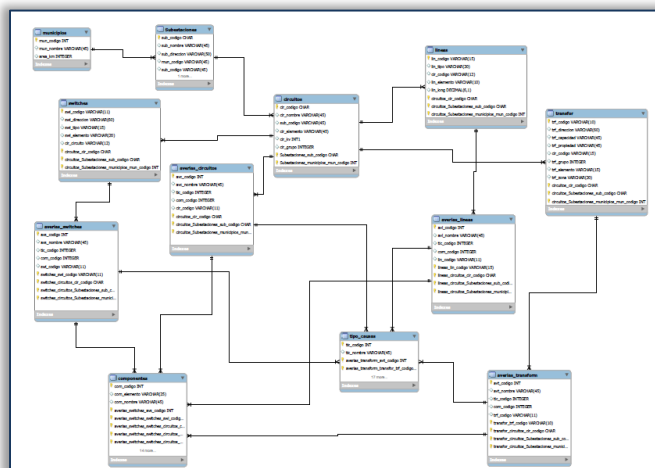
- Se podrán hacer consultas espaciales.
- Elaboración de mapas por cada una de las zonas Operativas de Red Urbana Manizales, identificando los Eventos y las Causas.
- Consultas SQL en distintas capas de Información.

Se Anexan los diferentes diagramas:

➤ Diagrama Entidad – Relación (Herramienta DIA)



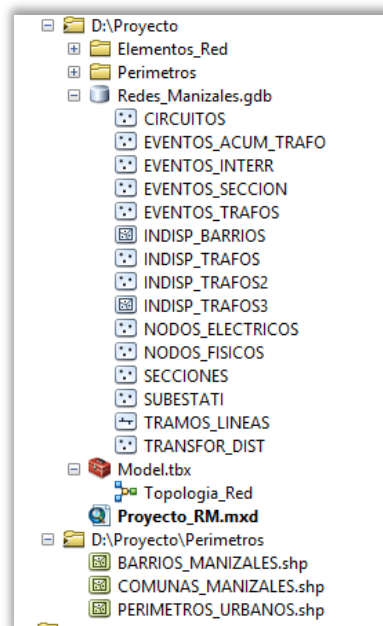
➤ Modelo Relacional



**CREACION DEL PROYECTO EN ARCGIS.**

Este proyecto está basado en la creación de una Geodatabase (GDB) la cual es el modo de almacenamiento que utilizaremos para integrar nuestros datos tanto espaciales archivos shape, como archivos o tablas dbf.

La geodatabase es el modelo de datos primario de ArcGIS, esta forma de almacenamiento promueve la idea de que todos los datos SIG sean almacenados en una ubicación central para un fácil acceso y administración.



Como vemos se generan varios feature data set, entre los cuales están:

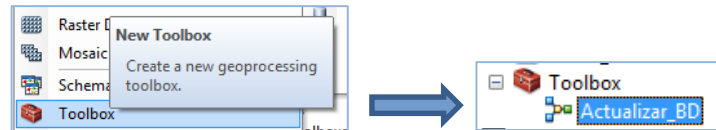
1. Perímetros
2. Resultados.
3. Topología red

Es preciso aclarar que en Colombia hay 5 orígenes para la realización de las proyecciones: Colombia Bogotá Zone, Colombia E Central Zone, Colombia East Zone, Colombia West West Zone, Colombia West Zone.

La Información del Sistema SPARD de la CHEC tiene este sistema de referencia Colombia West Zone, por estar ubicado en la zona oeste de Colombia.

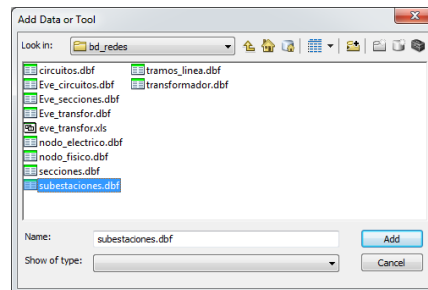
En los siguientes pasos se muestra la forma de transformación del sistema de referencia de coordenadas Colombia West Zone al origen datum WGS 1984, además de la explicación del cargue y creación de los feature class.

- Dentro de la Geodatabase, creamos un toolbox, y a partir de este un modelo de datos (ModelBuilder). la razón primordial es poder en cualquier momento actualizar la BD utilizando este Modelo.

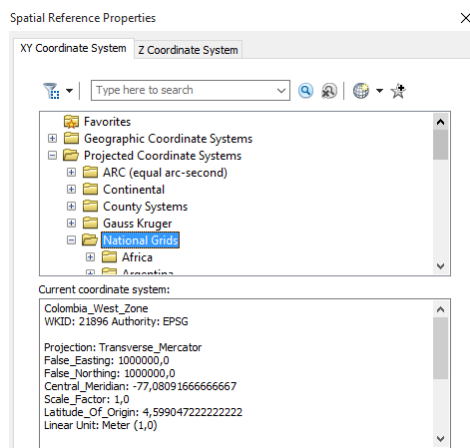


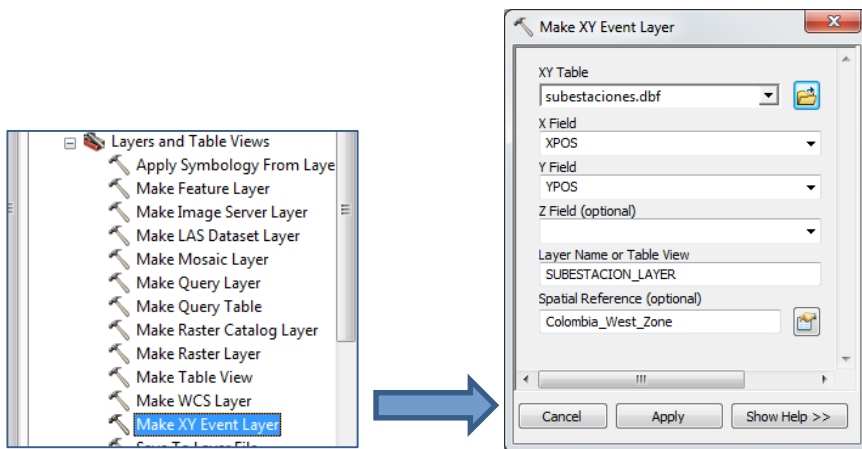
Procedemos a abrir el modelo de datos Actualizar\_BD y utilizando las herramientas de **ArcToolbox**.

Insertamos o adicionamos las tablas \*.dbf (db4) al modelo.



Luego utilizamos layer and table views, la opción make XY event Layer, la finalidad es generar una vista del sistema de coordenadas actual de la tabla. En nuestro caso Colombia\_West\_Zone.



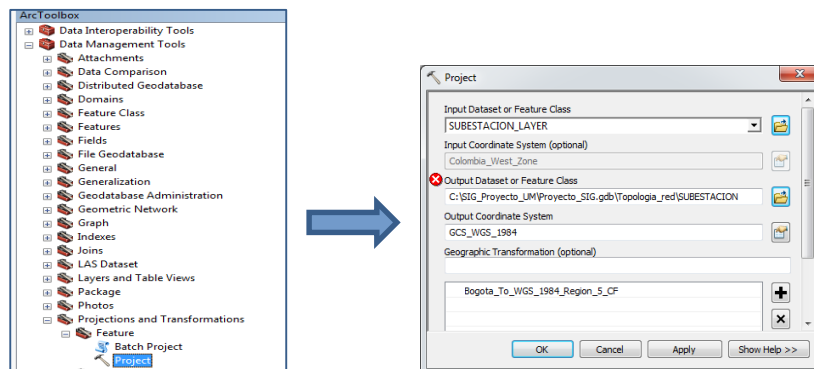


Hasta el momento tenemos la vista de una de las tablas SUBESTACION\_LAYER.



Para efectuar las transformaciones del sistema de referencia Colombia West Zone, al sistema WGS84.

De **Data Management Tools**, seleccionamos **Projections and Transformations** seguido de **Feature** y luego **Projection**, tal como se muestra en la figura siguiente:



Aparece la siguiente ventana donde seleccionamos el **Feature Class** (SUBESTACIONES\_LAYER) al que se le quiere realizar la transformación. Automáticamente aparece el nombre y el PATH donde se guardará el archivo de

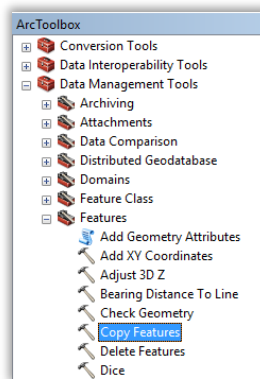
salida debajo de output dataset or feature class, para nuestro caso el nombre es SUBESTACIONES.shp

Posterior se define el sistema de coordenadas de salida, el cual usaremos en nuestro caso GCS\_WGS\_1984

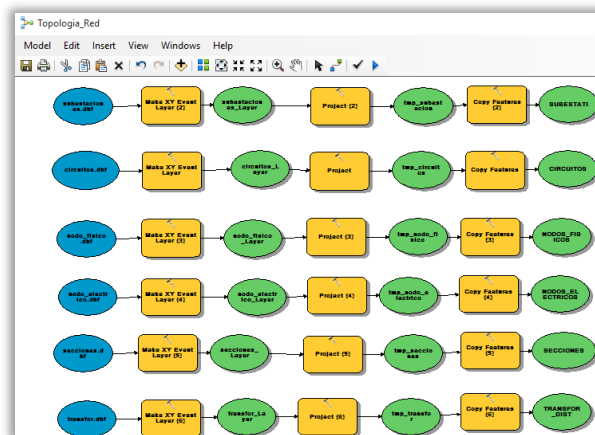
Se selecciona ingresando por **Geographic Coordinate Systems** luego por **World** y al final de las opciones aparece **WGS 1984**

Utilizamos en nuestro caso la transformación geográfica:

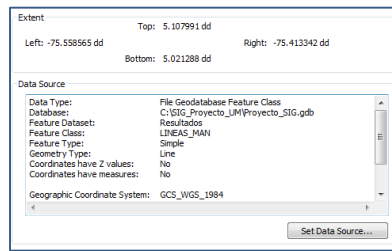
**Bogota\_to\_WGS\_1984\_Region\_5\_CF**



Esta misma tarea se desarrolló para cada una de las tablas que conforman nuestra topología de red eléctrica del sistema CHEC – Manizales.

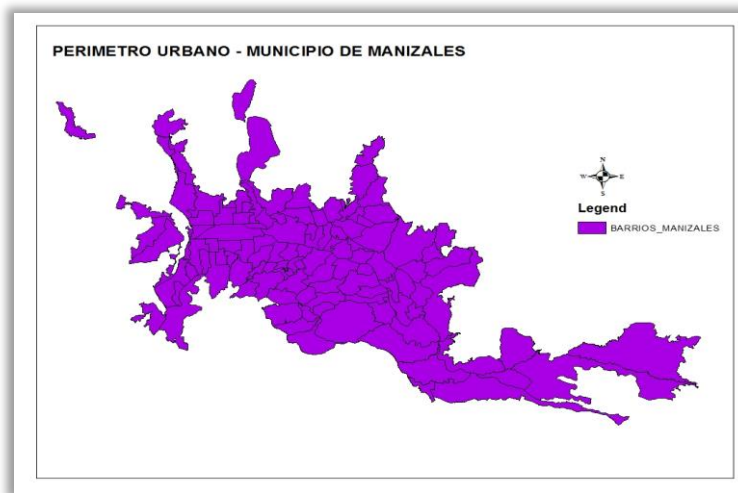


Los feature class se crearon todos con el mismo sistema de referencia - Sistema Geodésico Mundial 1984 o WGS84.

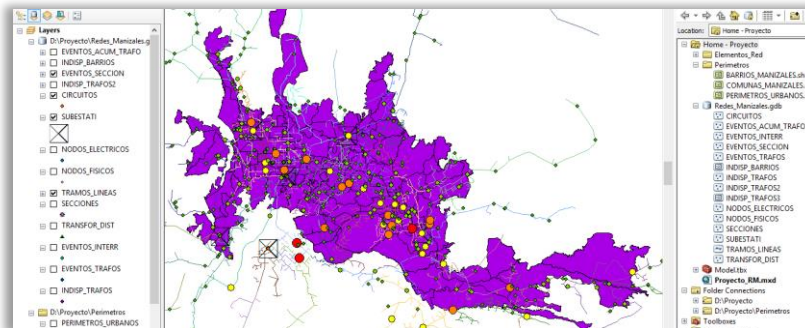


- **PERIMETROS URBANOS Y LOS BARRIOS DE MANIZALES**

El feature dataset de perímetros. Se cargan los barrios de Manizales y también los perímetros urbanos de la ciudad.

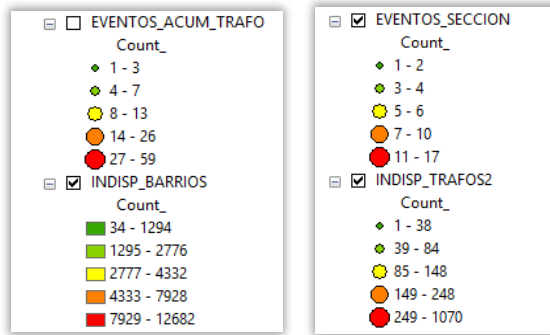


Con la herramienta del ArcGIS **MODEL BUILDER**, se efectúan las Intersecciones entre los datos de SPARD (toda la topología de red del sistema CHEC) y los perímetros urbanos de la ciudad de Manizales, y las diferentes consultas que pueden realizar para identificar las zonas en las cuales se presentan mayor índice de fallas eléctricas, lo cual es la finalidad de esta aplicación.

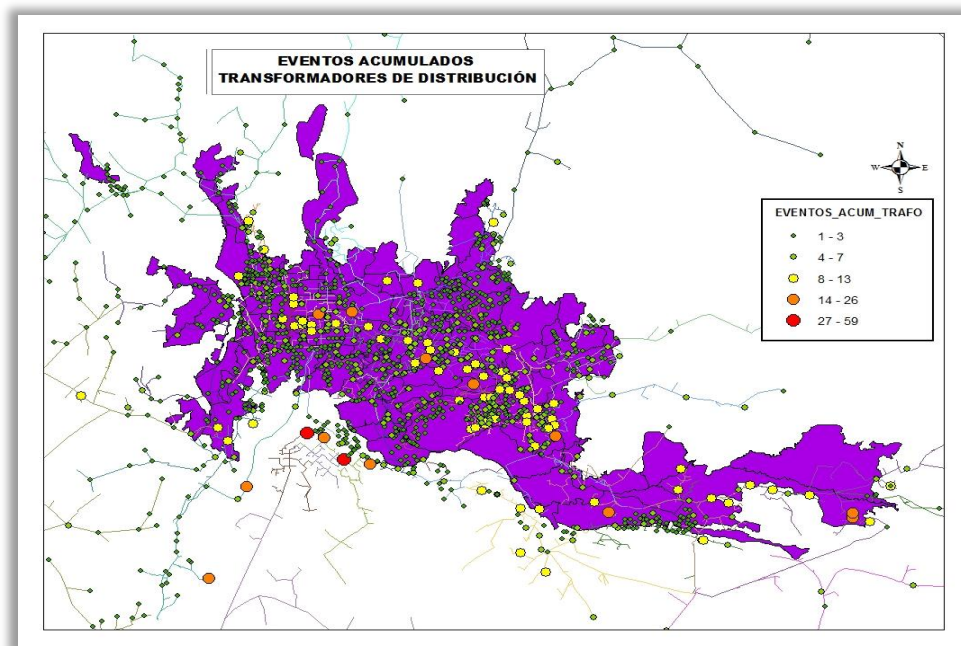


Resultados después de realizar los diferentes cruces entre los shapefile de la topología Vs los shapefile de los eventos e indisponibilidades. Algunos creados de estas combinaciones dieron lugar a obtener por medio de consultas creadas estos nuevos shapefile:

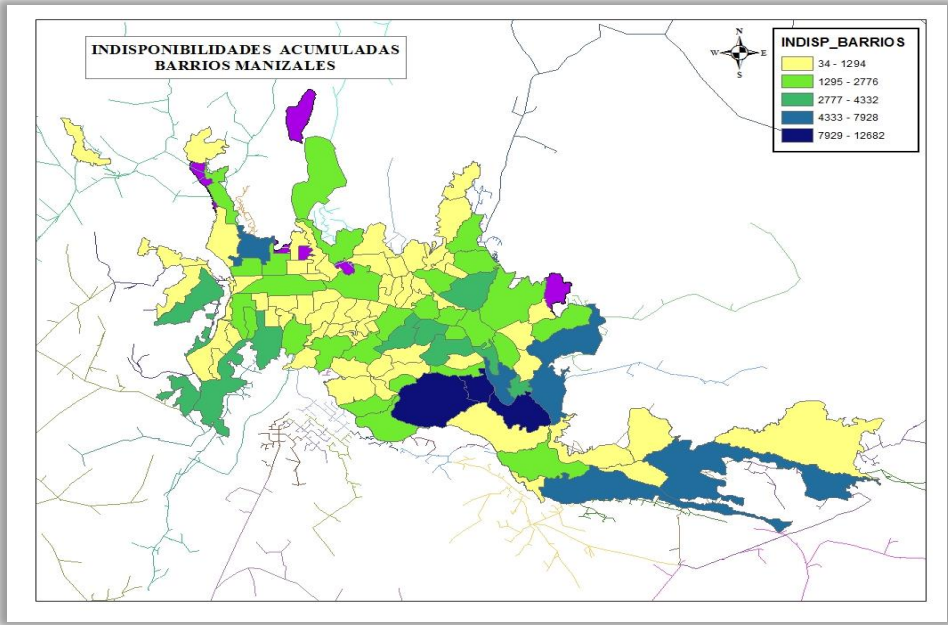
- Periodo 2014, 2015 a noviembre 2016



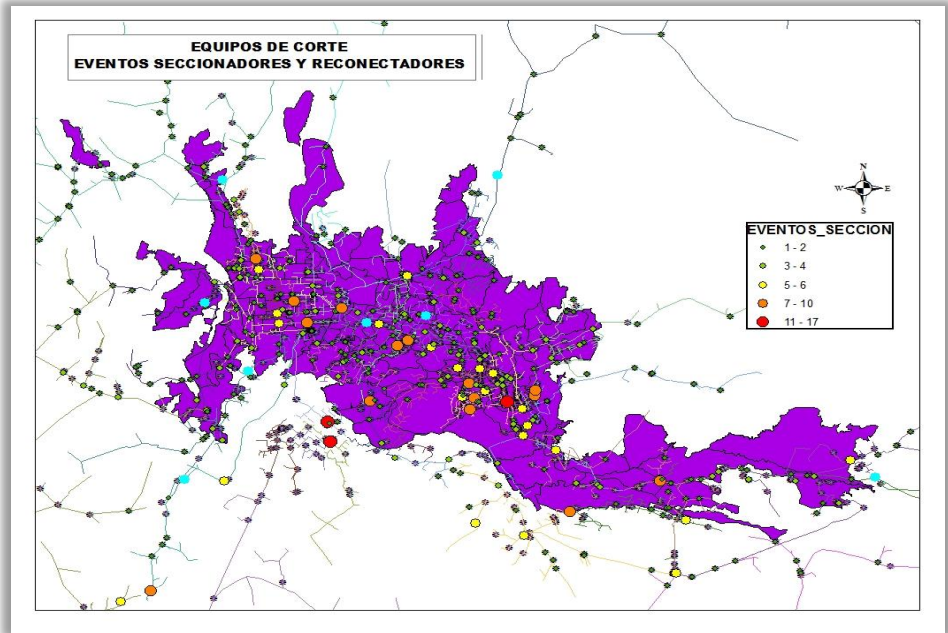
**EVENTOS ACUM TRAFOS: cuenta el número de eventos por transformadores**



**INDISP BARRIOS:** cuenta el número de indisponibilidades acumuladas de transformadores de distribución por Barrios en la Ciudad de Manizales.

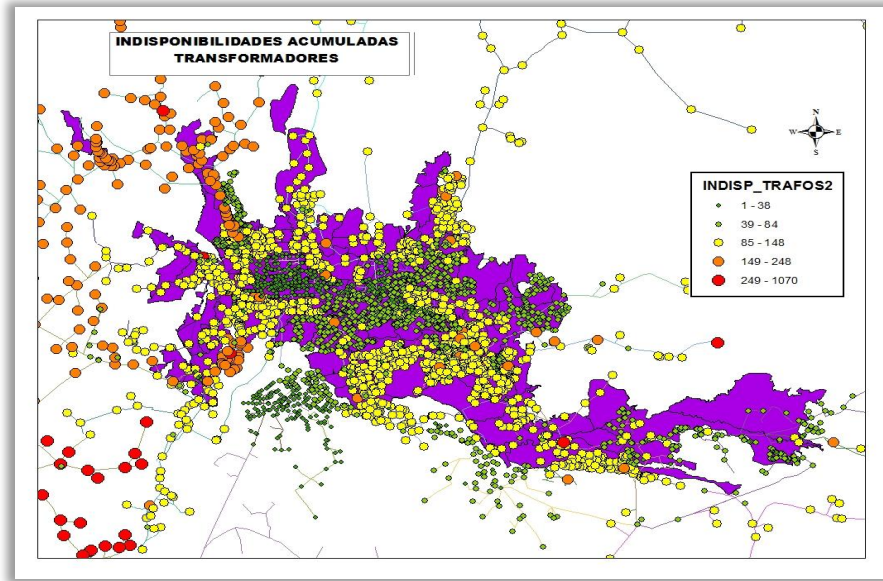


**EVENTOS SECCION:** cuenta el número de eventos en los elementos de corte (secciones e interruptores).





**INDISPONIBILIDADES TRAFOS2:** cuenta el número de indisponibilidades en los transformadores de distribución.



### **CRITERIOS DE SELECCIÓN - PUNTOS DE INTERCONEXIÓN.**

Después de identificar los puntos con el mayor índice de fallas, se cargan los Reconectores y los nodos de interconexión los cuales se operan manualmente (cuchillas), mostrando de forma gráfica cuales serían los posibles puntos para montar los Reconectores.

#### **Viabilidad área de Operación:**

- Capacidad de conductor con interconexión,
- Caída de tensión bajo interconexión,
- Cargabilidad máxima del transformador 33/13.2 kV en Subestaciones.

#### **Viabilidad área de comunicaciones:**

- Análisis de la viabilidad de comunicación (Línea de vista) por medio del Simulador Radio Mobile Online.
- En caso que no se pueda determinar por medio del Simulador, la posibilidad de comunicación con RF, el personal de Telecomunicaciones debe realizar las validaciones en sitio.

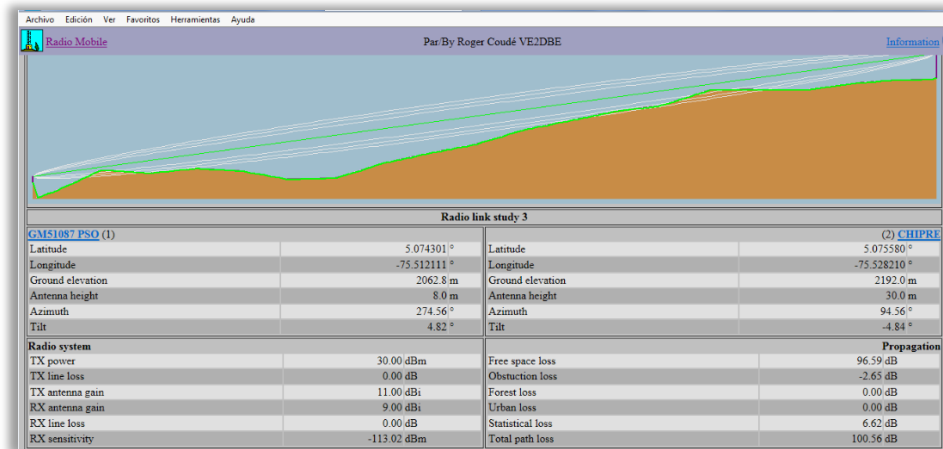


Figura 11 Simulador – aplicativo Radio Mobile Online

### Viabilidad visitas a campo ADE - GIGA:

Una vez el punto es validado por los procesos de Operación y telecomunicaciones debe ser aprobado por el personal de la zona, quien realiza la visita al sitio en conjunto con personal de GIGA y determina su viabilidad para el montaje del equipo, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

LISTA DE CHEQUEO UBICACIÓN RECONECTOR	
NODO	CIRCUITO 1
ACTIVIDAD	OBSERVACIONES
MEDIR LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO	
CONDICIONES DE ESTRUCTURA Y DE CONDUCTOR (TENER EN CUENTA SI EL APOYO ESTA AVERIADO)	
TIPO DE APOYO ALTURA MINIMA 12 METROS	
BUEN ACCESO AL PUNTO PARA INGRESO DE MATERIALES	
ARCHIVO FOTOGRAFICO	
VERIFICACIÓN DE LAS SERVIDUMBRES	
NOTAS ADICIONALES SI ES NECESARIO MOVER PUNTO	

## RESULTADOS TOTALIDAD DE RECONECTADORES

Se muestran los reconectadores que actualmente están instalados en el Sistema eléctrico en la ciudad de Manizales, se relacionan el código, descripción de dicha nomenclatura donde se identifica entre cuales circuitos se encuentra instalado y su estado (apertura o cierre). En su mayoría normalmente abiertos (Interconexión) e igualmente los normalmente cerrados o (Reconectadores de línea).

CODE	DESCRIPCIÓN	CATEGORIA	ESTADO
AMR3CHI8	INTERCONEXIÓN-AMR23L13-CHI23L18	3RL	N/ABIERTO
AZA2MTO0	INTERCONEXIÓN-MTO23L20-AZA23L12	3RL	N/ABIERTO
AZA3AZA6	INTERCONEXIÓN-AZA23L13-AZA23L16	3RL	N/ABIERTO
AZA4PSO8	INTERCONEXIÓN-AZA23L14-PSO23L18	3RL	N/ABIERTO
AZA7ENE5	INTERCONEXION AZA23L17-ENE23L15	3RL	N/ABIERTO
AZA7ENE6	INTERCONEXIÓN-AZA23L17-ENE23L16	3RL	N/ABIERTO
AZA8ENE3	INTERCONEXIÓN AZA23L18-ENE23L13	3RL	N/ABIERTO
CHA5MAN4	INTERCONEXIÓN-CHA23L15-MAN23L14	3RL	N/ABIERTO
CHI5CHI7	INTERCONEXIÓN-CHI23L17-CHI23L15	3RL	N/ABIERTO
CHI5CHI8	INTERCONEXIÓN-CHI23L18-CHI23L15	3RL	N/ABIERTO
CHI7MAN3	INTERCONEXIÓN-CHI23L17-MAN23L13	3RL	N/ABIERTO
CHI7MTO8	INTERCONEXIÓN-MTO23L18-CHI23L17	3RL	N/ABIERTO
ENE5ENE6	INTERCONEXIÓN-ENE23L16-ENE23L15	3RL	N/ABIERTO
MAN4MNA2	INTERCONEXIÓN-MAN23L14-MNA23L12	3RL	N/ABIERTO
MAN6MTO2	INTERCONEXIÓN-MTO23L12-MAN23L16	3RL	N/ABIERTO
MTO1PSO3	INTERCONEXIÓN-PSO23L13-MTO23L21	3RL	N/ABIERTO
MTO1PSO7	INTERCONEXION MTO23L21 PSO23L17	3RL	N/ABIERTO
MTO5PSO5	INTERCONEXIÓN-MTO23L15-PSO23L15	3RL	N/ABIERTO
MTO7PSO5	INTERCONEXIÓN-MTO23L17-PSO23L15	3RL	N/ABIERTO
MTO9VMA3	INTERCONEXIÓN-MTO23L19-VMA23L13	3RL	N/ABIERTO
MTO9VMA4	INTERCONEXIÓN-VMA23L14-MTO23L19	3RL	N/ABIERTO
AZA304R1	COOPER POWER SYSTEM	3RL	N/CERRADO
CHI238R1	LA LINDA	3RL	N/CERRADO
ENE235R1	POTROROJO LA ESPERANZA	3RL	N/CERRADO
ENE307R1	RECONECTADOR MARCA ABB SERIE 1VAL08M2910 E:154947	3RL	N/CERRADO
MAN233R1	RECONECTADOR DE CUMULOS	3RL	N/CERRADO
MAN234R1	RECONECTADOR CUMULOS CTO. SAN PEREGRINO	3RL	N/CERRADO
MAN236R1	RECONECTADOR DE COMULOS	3RL	N/CERRADO
MTO232R1	MARMATO PLANTA MUNICIPAL	3RL	N/CERRADO
MTO237R1	RECONECTADOR CUMULOS CTO. EL PRADO	3RL	N/CERRADO
PSO236R1	RECONECTADOR COOPER POWER SYSTEM	3RL	N/CERRADO

Tabla 6. Reconectadores normalmente abiertos y cerrados

Con la identificación de zonas donde se concentra la mayor cantidad de fallas a nivel de los diferentes equipos (transformadores, secciones y circuitos) y además con otros criterios de análisis, entre los cuales podemos mencionar, experticia de personal técnico, valores de compensaciones pagadas a usuarios, nivel de descargas atmosféricas de la zona, etc. se proponen una lista de nodos sobre los cuales se recomienda la instalación de nuevos equipos automatizados (Reconectadores), con finalidad de mejorar los Índices de calidad.

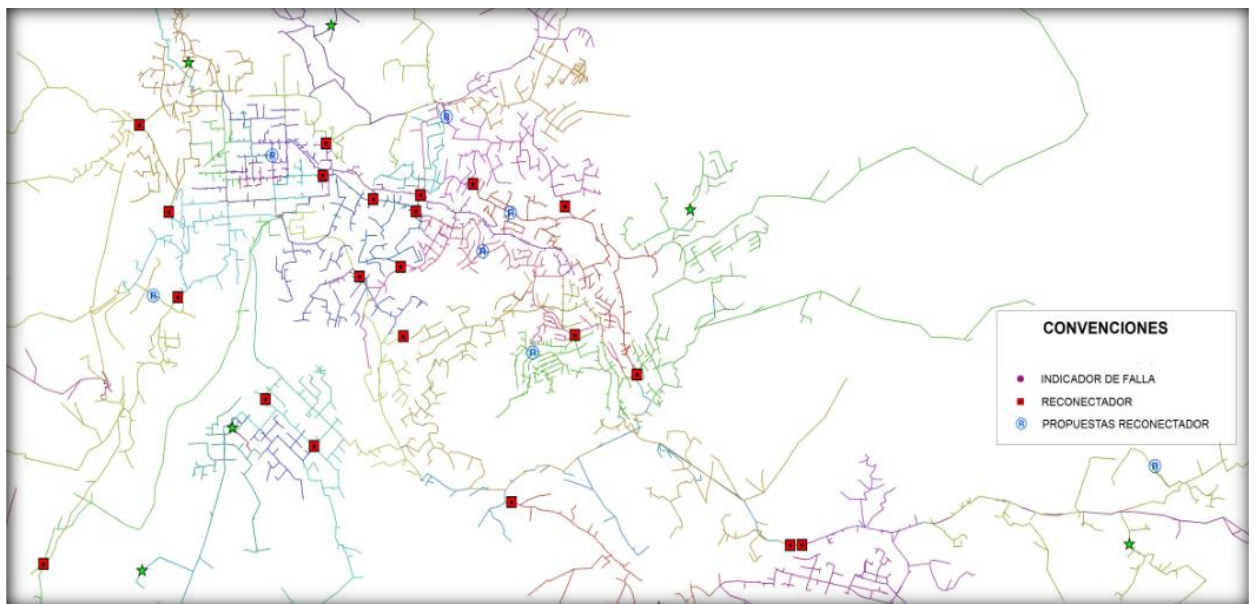
Adjunto se muestran en tablas e imagen, con los nodos sobre los cuales se proponen el montaje de los nuevos reconectadores, con los cuales se logrará optimizar la operación del sistema de distribución eléctrico de la zona urbana de Manizales.

SWITCHES	LATITUD	LONGITUD	ALTURA	MUNICIPI	CTO 1	NOMBRE
M14483	5.04331704	-75.5035795	1953.75	MANIZALES	MTO23L20	MARMATO_PLANTA SANCANCIO
M30905	5.07609506	-75.5241701	2155.32	MANIZALES	CHI23L18	CHIPRE_LA LINDA
M31035	5.07562288	-75.5262564	2186.31	MANIZALES	CHI23L15	CHIPRE_VILLAPILAR
M42245	5.06307428	-75.494572	2108.73	MANIZALES	AZA23L14	ALTA SUIZA_PARALELA NORTE
M42893	5.06090843	-75.4787206	2119.03	MANIZALES	AZA23L14	ALTA SUIZA_PARALELA NORTE
M46773	5.04525717	-75.501478	2013.05	MANIZALES	AZA23L12	ALTA SUIZA_FATIMA
M44250	5.04591849	-75.4828155	2192.43	MANIZALES	AZA23L18	ALTA SUIZA_ARANJUEZ
M54973	5.07372099	-75.4988646	2121.73	MANIZALES	PSO23L16	PERALONSO_CARIBE
M55006	5.07167551	-75.4989364	2100.79	MANIZALES	PSO23L18	PERALONSO_VILLA HERMOSA
M55934	5.07248251	-75.4905253	2128.95	MANIZALES	PSO23L18	PERALONSO_VILLA HERMOSA
M61453	5.03655393	-75.4539589	2134.66	MANIZALES	ENE23L13	LA ENEA_LA LIBERTAD
M63200	5.03095705	-75.4734076	2008.1	MANIZALES	ENE23L16	LA ENEA_FLORIDA
M45003	5.049485	-75.481227	2170.01	MANIZALES	AZA23L15	ALTA SUIZA_LA SULTANA

**Figura 12** Lista de Reconectores propuestos para montaje

Uno de los pilares fundamentales de este tipo de proyectos es la utilización de herramientas GIS como ArcGIS, las cuales permiten realizar operaciones en tiempo real, carga y visualización de datos en forma gráfica, mapas temáticos y llegado al caso compartir información dentro y fuera de la empresa, ejemplo para dar a conocer topología de red a los grupos de trabajo.

Esencial para análisis de fallas, e identificación de zonas críticas en el sector de análisis que se determine.



**Figura 13** Ubicación Reconectores propuestos para montaje

## CONCLUSIONES

1. El insumo de registros de eventos es de vital importancia para los análisis a corto y largo plazo, la correlación de estos con la identificación de la causa raíz era fundamental, no hay una adecuada taxonomía registrada en las bases de datos.
2. Adicional al método U\*I para identificar los circuitos críticos se puede concluir que no es suficiente este solo método, sino que se deben tener en cuenta variables adicionales (registro de descargas atmosféricas, energía no suministrada, valores máximos admisibles, etc.) para determinar la criticidad de circuitos.
3. Disponer de herramientas GIS (ArcGIS), como base primordial de este proyecto, por todas las ventajas que ofrece respecto a la posibilidad de integración de datos (fallas, causas, ubicación elementos, costos asociados, penalizaciones \$, etc.), con la finalidad de tener un contexto general del sistema que estamos analizando y poder tomar las mejor de las decisiones, respecto al impacto y costos de un proyecto.
4. Disponer de una herramienta adicional para la planificación de actividades o proyectos a desarrollar en las áreas de mantenimiento eléctrico.
5. Proporcionar información de fallas con posibilidad de visualizar por medio del SIG, identificando puntos críticos de la RED.
6. Lograr la identificación puntos estratégicos, sobre los cuales se proponen la instalación de nuevos reconectores de interconexión.
7. Asociado al desarrollo del trabajo está la mejora de los indicadores de calidad, utilizando reconfiguración de los circuitos primarios, orientada a mejorar la confiabilidad del sistema.
8. Generar ahorros por mantenimiento relativamente superiores que usando cuchillas de operación manual; ahorros tales como: desplazamiento de los grupos de trabajo, ahorro combustible vehicular, optimizando estos recursos para poder atender fallas del sistema emergencias de otros sectores.

## RECOMENDACIONES

1. Se proyecta demostrar que la utilización de los SIG en las empresas eléctricas, son de gran ayuda y deben ser tenidas en cuenta como nuevas herramientas para aportar fundamentalmente en los diferentes análisis relacionados con la identificación de zonas con mayor índice de fallas energía eléctrica.
2. Para el análisis de las causas se recomienda que los sistemas de información que almacenan los eventos, cuenten con módulos para el registro de causas que alcancen a determinar, cuales equipos componentes o subcomponentes del sistema eléctrico son los realmente afectados, es decir identificación más precisa del equipo fallado y asociando a él las causas de falla.
3. La criticidad de circuitos, se debe evaluar teniendo en cuenta varios factores que hacen parte de la dinámica de las redes eléctricas y que, al mirar sus efectos frente a la calidad del servicio, no las podemos obviar, se deben evaluar de manera conjunta de forma matricial, para así obtener mejores resultados. La determinación de cuales variables se deben usar depende del fin a perseguir.
4. Diseñar e implementar nuevos desarrollos de SIG para proporcionar una mejor administración de los datos y emplearlos para el estudio de proyección espacial de los índices de calidad del servicio de energía eléctrica.
5. Se recomienda que las áreas de gestión operativa crear la necesidad en los integrantes de los equipos de trabajo, de mantener las Bases de datos actualizadas, de manera que los procesos se lleven a cabo sin que las personas se vuelvan indispensables en el avance de las actividades, ya que las áreas deben garantizar la continuidad, eficiencia y eficacia en los procesos.

## BIBLIOGRAFÍA

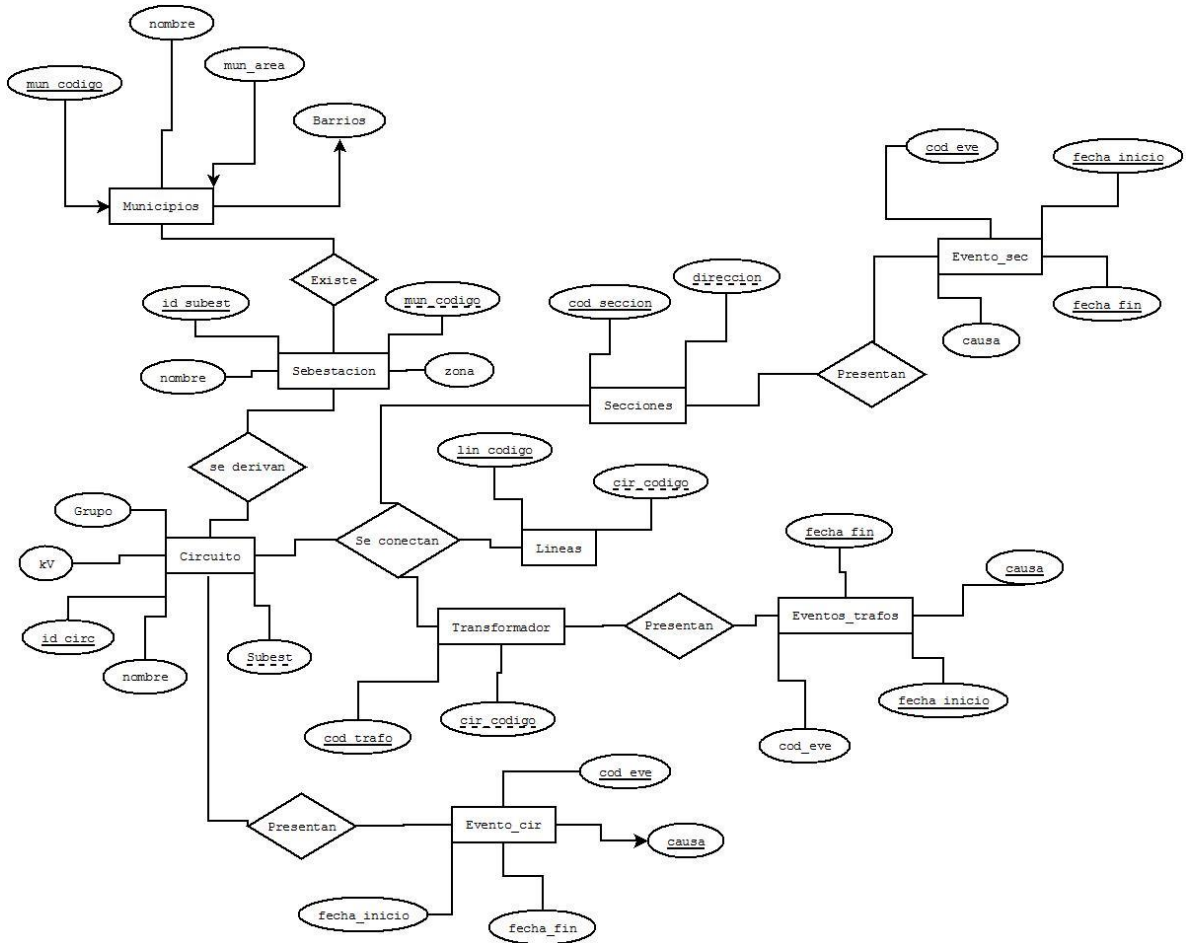
- Distribución Electric Editorial HAPA – Revista Digital Sistema Distribución Publicado Jul 28 2011.
- Desarrollo e Implementación del Módulo de Actualización de Redes de Energía CODENSA S.A. Santafé de Bogotá, Colombia.
- Camilo Táutica Mancera, Asesor de Energía. Smart Grids Colombia: Visión 2030 Unidad de Planeación Minero-Energética, Bogotá DC, abril de 2016.
- 
- SIG, ESRI, ¿Que es ArcGis? (2012).
- 
- Olaya Víctor, Sistemas de Información Geográfica, Tomo 1. Libro SIG (2012)
- Resolución CREG 097-2008 Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- Resolución CREG 043-2010 Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- Proyecto Resolución CREG 019 – 2017 Comisión de Regulación de Energía y Gas, Publicado 10-03-2017.
- CHEC - MA-DI-05-000-002 Manual de operación centro de Control\_V2 27-02-2012.
- S280-42-1s. Instrucciones para instalación y funcionamiento del restaurador trifásico tipo NOVA controlado por microprocesador <http://www.cooperindustries.com>
- Rodrigo Irurzun, coordinador del área de energía de ecologistas en acción. Revista El Ecologista nº 74. -página 17 esquema del sistema eléctrico
- UNIVALLE (agosto- diciembre 2005) Subestaciones eléctricas Cap. I
- [http://www.javierbotero.com/Javier\\_Botero/SUBESTACIONES.html](http://www.javierbotero.com/Javier_Botero/SUBESTACIONES.html)
- ISO 14224, “Petroleum and Natural Gas Industries – Collection and Exchange of Refinery and Maintenance Data for Equipment,” International Standards Organization, First Edition, 1999.
- Consulta, Edición y análisis espacial con arcgis 9.2 tomo I: Teoría. José Luis Vicente González – Virginia Behm Chang (2008)

- Consulta, Edición y análisis espacial con arcgis 9.2 tomo II: Ejercicios. José Luis Vicente González – Virginia Behm Chang (2008)
- SPARD® distribution - energy computer systems. all rights reserved © 2017
- Microsoft Visual Fox Pro 6.0 – “Manual del Programador” McGrawHill -
- Informe de Sostenibilidad CHEC 2015 - Informe técnico del distribuidor.
- A. Sumper, A. Sudria, R Ramírez, R Villafafila, Mircea Chindris “índices de continuidad en redes de distribución y su mejora” – 9º congreso Hispano Luso Ingeniería Eléctrica (9chlie).
- Unidad de Planeación Minero Energética UPME – Colombia “Una visión del mercado eléctrico colombiano” Bogotá Julio 2014.



# ANEXOS

## 1. DIAGRAMA ENTIDAD RELACION



## 2. MODELO RELACIONAL

