

**PLAN DE MEJORAMIENTO DEL INDICADOR DE CALIDAD INDIVIDUAL
(DIU) EN CENS REGIONAL PAMPLONA**

OSCAR IVÁN GONZÁLEZ QUIROZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

Director

HENRY ALFONSO SEPÚLVEDA PACAGUI

Ingeniero Eléctrico

Codirector

HELFAR FREDID RICO RAMÍREZ

Ingeniero Eléctrico

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES**

FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA

2022

(Dedicatoria)

A mi madre Diana Quiroz y mi padre Iván González que son los pilares en mi vida, su educación y sus constantes consejos, que me enseñaron el valor que tiene el conocimiento...

Mis hijos Juan Pablo González G, Greyx Illianith González P, María Fernanda Mendoza G. que cada vez que tenía una caída eran el motivo para levantarme. A mi esposa Evelyn García Beleño que siempre me apoyo y me animaba a seguir. Y a mi hermana Endi Yulieth González Q. que siempre está para mí...

Agradecimientos

A todos los docentes que me brindaron la oportunidad de obtener el conocimiento necesario para ser un profesional, a la empresa de energía Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP, en especial al Ing. Helfar Fredid Rico, por abrirme la puerta para poder realizar las prácticas empresariales, a todos los integrantes de mi familia, en especial a mi padre Iván González y a mi mamá Diana Quiroz, que me brindaron todo su apoyo en esta larga etapa, y al grupo de la manada que siempre supo darme las alegrías para avanzar.

A Sandra Guerrero una compañera incondicional, la cual me brindo todo su apoyo y comprensión en esta hermosa etapa.

Resumen

Este proyecto, propone el diseño de un plan de mejoramiento del indicador de calidad individual DIU en la red de M.T regional Pamplona, donde vamos a identificar y seleccionar los transformadores y usuarios que estén excediendo el DIU (360 horas/año) estipulado por el ente regulador en la CREG 015 del 2018, además, se mostraran las afectaciones por interrupciones en los transformadores antes mencionados y posteriormente se revisaran una serie acciones que nos proporcionen mejoras a la calidad individual, por último, daremos un plan de mejoramiento de la calidad individual que ayudará a la empresa a reducir los costos por multas y mejorar el servicio a los usuarios.

Palabras clave: DIU, calidad individual, transformadores, identificar, interrupción.

Abstract

This project proposes the design of an improvement plan for the individual IUD quality indicator in the Pamplona regional MV network, where we will identify and select the transformers and users who are exceeding the IUD (360 hours/year) stipulated by the entity regulator in CREG 015 of 2018, in addition, the affectations due to interruptions in the transformers will be shown before and later a series of actions that provide us with improvements to individual quality will be reviewed, finally, we will give an individual quality improvement plan that will help the company to reduce costs for fines and improve service to users.

Keywords: IUD, individual quality, transformers, identify, interruption.

Descripción del impacto

Con la realización de mi trabajo pretendo aportar en la calidad del servicio y en el índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) y el índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI), así como también los indicadores DIU y FIU, buscando un desempeño óptimo en los indicadores que nos ayuden a estar dentro de los parámetros establecidos por los entes reguladores de red, además, de reducir los costos por multas y beneficiar a la mejora de la calidad del servicio a mediano, largo plazo.

Tabla de contenido

Capítulo I	13
1. Introducción	13
1.1. Descripción del Problema	14
1.2. Objetivos	15
1.2.1. Objetivo general	15
1.2.2. Objetivos específicos.....	15
1.2.1. Acotaciones	15
1.3. Marco Teórico	16
1.3.1. Resolución CREG 015 de 2018	16
1.3.2. ¿Qué es calidad individual?	16
1.3.3. ¿Cómo se mide la calidad del servicio?.....	16
1.3.4. Indicadores de calidad del servicio	16
1.3.5. Incentivos por Calidad del Servicio	16
1.3.6. Indicadores de calidad individual	16
1.3.7. Clasificación de eventos	17
1.3.8. Exclusión de eventos.....	17
1.3.9. Grupos de Calidad.....	18
1.3.10. Calidad media del sistema.....	18
1.3.11. Indicadores de calidad media del sistema	18
1.3.12. Plazos	19
1.3.13. Máximas horas anuales de indisponibilidad.....	20
1.3.14. Tipos de fallas eléctricas.....	20
1.4. Marco conceptual	21
Capítulo II	22
2. Metodología.....	22
2.1. Descripción de la metodología empleada.....	22
2.2. Población y Muestra	22
2.2.1. Población	22
2.2.2. Muestra	22
2.3. Instrumentos de Recolección de la Información.....	22
2.4. Consideraciones y restricciones de la metodología.	22
2.5. Desarrollo.....	22
2.5.1. Nomenclatura	26

2.5.2.	Ubicación de los trafos.....	28
2.5.3.	Interrupciones generales	28
2.5.4.	Interrupciones en los transformadores	29
2.5.5.	Transformadores con la misma interrupción	32
2.5.6.	Usuarios DIU mayor a 360 horas/año	35
2.5.7.	afectaciones a los transformadores.....	37
2.6.	Acciones para el mejoramiento de las interrupciones	47
2.6.1.	Interrupción por fusible causa desconocida.....	47
2.6.2.	Interrupciones por descargas atmosféricas	48
2.6.3.	Interrupciones por fallas de postes y/o estructuras	48
2.6.4.	Interrupciones por líneas rotas.....	49
2.6.5.	Interrupciones por ramas sobre la red.....	49
2.6.6.	Apertura por falla en transformador de distribución	49
2.6.7.	Apertura para aislar y reparar daño sobre la línea	49
2.6.8.	DPS en falla	49
2.6.9.	Falla en porta fusible / cortacircuitos	50
3.6.10.	Puentes rotos/flojos.....	50
2.6.11.	Líneas destensionadas	50
2.6.12.	Mantenimiento general del circuito	50
2.6.13.	Proyectos de expansión y reposición.....	50
2.7.	Plan de mejoramiento	50
2.7.1.	Interrupciones por fusibles causa desconocida.....	50
2.7.2.	Interrupciones por descargas atmosféricas	51
2.7.3.	El cambio de transformadores	51
2.7.4.	Falla de ramas sobre la red.....	51
2.7.5.	Líneas rotas.....	51
2.7.6.	Los sistemas de indicación de fallas y detección de ausencia de tensión.....	51
3.7.7.	Reflectómetro.....	53
3.7.8.	Seccionalizador electrónico.....	53
Capítulo III		54
4.	Análisis de Resultados	54
Capítulo IV		55
5.	Conclusiones	55
Referencias bibliográficas		55

6. Anexos 57

ANEXO1. TRAFOS 57

ANEXO2. CODIGO INTERRUPCIONES 59

ANEXO3. USUARIOS DIU 360.....75

ANEXO4. TRAFOS Y USUARIOS 85

Tabla de Tablas

Tabla 1 Plazos para realizar procedimientos.[3].....	19
Tabla 2 Máximas horas anuales de indisponibilidad.[3]	20
Tabla 3 Niveles de tensión.[1]	27
Tabla 4 Trafos afectados por una misma interrupción.[9]	29
Tabla 5 Suma del DIU por Interrupciones.[9]	30
Tabla 6 Transformadores con interrupciones por descargas atmosféricas.[1]	33
Tabla 7 Transformadores con interrupción de fusibles causa desconocida.[1]	33
Tabla 8 Transformadores con interrupciones por ramas sobre la red.[1]	34
Tabla 9 Transformadores falla de poste y/o estructura.[1]	34
Tabla 10 Transformadores con interrupción por disparo por causa desconocida.[1]	35
Tabla 11 Interrupciones a los transformadores	41
Tabla 12 transformadores con DIU superior a 360 horas/año marzo 2021 a marzo de 2022	57
Tabla 13 Códigos de interrupciones.....	59
Tabla 14 Usuarios con DIU superior a 360 horas/año	75
Tabla 15 Cantidad de usuarios por trafos con Diu superior a 360 horas/año	85

Tabla de Graficas

Grafica 1 Indicador SAIDI entidad regulatoria.[1].....	23
Grafica 2 Indicador SAIFI ente regulador.[1]	24
Grafica 3 Total usuarios por circuitos.[9]	25
Grafica 4 Usuarios por circuitos con DIU mayor a 360 horas/año.[9]	25
Grafica 5 Cantidad del DIU usuarios por circuito.[9]	26
Grafica 6 Participación de duración vs veces en interrupciones del servicio.[9]	28
Grafica 7 Cantidad de interrupciones y transformadores afectados.[9].....	30
Grafica 8 Duración de interrupciones en horas/año.[9]	32
Grafica 9 Suma DIU por transformador - 1.[1]	36
Grafica 10 Suma DIU por transformador - 2.[1]	36
Grafica 11 Suma DIU por transformador - 3.[1]	36
Grafica 12 Suma del DIU y FIU por usuario.[1]	37
Grafica 13 Comparativa transformadores con afectaciones DIU	38
Grafica 14 Afectación del DIU interrupción por descargas atmosféricas a los transformadores.[1].....	39
Grafica 15 Afectación por interrupción de fusibles causa desconocida a los transformadores.[1]	39
Grafica 16 Afectación del DIU de falla poste y/o estructura a los transformadores.[1].....	40
Grafica 17 Afectación del DIU, interrupción por línea rota. [1].....	40
Grafica 18 Afectación del DIU de interrupción por ramas sobre la red a los transformadores.[1]	41
Grafica 19 interrupciones por fusibles causa desconocida.	43
Grafica 20 interrupciones por descargas atmosféricas.....	43
Grafica 21 Falla de poste y/o estructura.	44
Grafica 22 interrupciones por ramas sobre la red.	45
Grafica 23 interrupciones por línea rota.	45
Grafica 24 Interrupciones por apertura para aislar y reparar daño sobre la línea	46
Grafica 25 Interrupciones por DPS en falla.	47

Tabla de Figuras

Figura 1 Informe operativo diario.[9].....	23
Figura 2 Localización TRAFOS con DIU superior a 360 horas/año.[9]	28
Figura 3 Cortacircuitos.[1]	48
Figura 4 Cortacircuitos ahoga arco o bajo carga.[1]	48
Figura 5 Indicador de fallas Nortroll.[15]	52
Figura 6 Respuesta de un esquema de protección convencional ante una falla.[15]	52
Figura 7 Respuesta de un esquema de protección con sistema remoto de indicación ante una falla.[15]	52
Figura 8 Reflectómetro del dominio del tiempo TDR1000/3.[18]	53
Figura 9 Seccionalizador electrónico.[1]	54
Figura 10 Control de asistencia remota.[1]	54

Tabla Ecuaciones

Ecuación 1 Calculo DIU.....	17
Ecuación 2 Calculo SAIDI.[3]	19
Ecuación 3 Calculo SAIFI.....	19

Capítulo I

1. Introducción

Este trabajo está basado en una necesidad empresarial, donde buscamos por medio de una planificación, el mejoramiento de la calidad individual, ahora bien, Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A.[1] como OR, presta el servicio de energía eléctrica en 48 municipios, dentro de los cuales la regional pamplona debe cumplir con una serie de metas, establecidas por los entes reguladores de red, que, de acuerdo a los indicadores de calidad de la energía, aplica sanciones u otorga recompensas si las metas están por debajo o superan los límites del umbral establecido por el ente regulador.

El diseño del plan de mejoramiento del indicador individual, pretende la reducción en gran parte de las salidas forzadas de los transformadores con indicadores mayores a 360 horas, así como establecer una serie de acciones que nos permitan identificar las posibles causas de las interrupciones y la reducción en los usuarios que superan el indicador DIU mayor a 360 horas al año.

1.1. Descripción del Problema

Uno de los grandes inconvenientes en la industria eléctrica son las constantes infracciones aplicadas por los entes reguladores de operadores de red, para este caso en particular se describe una problemática en los indicadores SAIFI, SAIDI y con mayor relevancia el DIU, donde a día de hoy no se cumple la meta establecida por el ente regulador, debido a que la empresa sobrepasa dichos límites. Las constantes desconexiones de energía, las cuales han afectado a una cantidad N de usuarios, que superan las 360 horas/año sin servicio de energía eléctrica, ocasionando un disparo en las metas regulatorias y que pueden originar sanciones a la empresa, compensaciones a los usuarios que impactan negativamente las utilidades de la empresa.[1]

Justificación

Los indicadores de la calidad individual del servicio en los Sistemas de Distribución Local (SDL), son definidos por medio de los indicadores DIU, los cuales, definen la duración total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un periodo anual, y del FIU, el cual indica la cantidad total de eventos percibidos por cada usuario del SDL de un OR en un ciclo de un año. [2]

Teniendo en cuenta que la calidad en la prestación del servicio de energía brindada por la empresa de energía CENS es medida según la duración y frecuencia de los eventos de indisponibilidad que perciben los usuarios conectados a su sistema de distribución [2]es necesario poner en primera medida la prevalencia de la calidad del servicio, por lo que, como empresa prestadora de su servicio a 48 municipios tiene una responsabilidad grande con sus usuarios de optar siempre por una mejora continua del sistema, por lo que el diseño de un plan de mejoramiento del indicador individual representa la viabilidad y el beneficio reflejado en la reducción de las salidas forzadas de los transformadores que tengan indicadores superiores a trescientos sesenta horas (360).

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Desarrollar un plan de mejoramiento del indicador de calidad individual (DIU) para la red de M.T. en CENS regional pamplona.

1.2.2. Objetivos específicos

- ✓ Determinar los transformadores y usuarios que superan el indicador DIU (360 horas).
- ✓ Determinar las posibles causas de interrupciones de los transformadores con afectación mayor a 360 horas.
- ✓ Establecer las acciones para el mejoramiento de salidas de los transformadores con afectación del indicador DIU (360 horas).
- ✓ Diseñar el plan de mejoramiento o intervenciones que reduzcan salidas forzadas de los transformadores con DIU mayor a 360 horas.

1.2.1. Acotaciones

- ✓ El proyecto se desarrolla en CENS regional Pamplona y aplica a los transformadores con riesgo DIU (360 horas).
- ✓ Se analizará el comportamiento de un año corrido de marzo – marzo.
- ✓ Las acciones a desarrollar serán planteadas mas no ejecutadas, queda a dirección de la empresa.

1.3. Marco Teórico

A lo largo de la evolución energética, se evidencia un amplio desarrollo en el ámbito de calidad de la energía, las resoluciones eléctricas y las normas que se estipulan para la regulación de la calidad energética.

1.3.1. Resolución CREG 015 de 2018

“Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional” [3]

1.3.2. ¿Qué es calidad individual?

“La calidad individual es un indicador del nivel de adecuación de la instalación para soportar y garantizar un buen funcionamiento de sus cargas”.[4]

1.3.3. ¿Cómo se mide la calidad del servicio?

Según la CREG 015 de 2018, la calidad del servicio de energía es evaluada mensualmente, donde podemos observar indicadores como el DIU, que se encarga de obtener la cantidad de tiempo que demoran las desconexiones y el FIU, equivalente al número de interrupciones, esto para estimar la calidad del servicio individual.[5]

1.3.4. Indicadores de calidad del servicio

“La calidad media anual del OR se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos sucedidos en el SDL.”[3]

1.3.5. Incentivos por Calidad del Servicio

“Con base en el desempeño anual de la calidad media de cada OR se debe aplicar un incentivo expresado como un valor que se adiciona o se resta del ingreso anual a reconocerle. El OR tendrá incentivo tanto por el desempeño medido con el indicador de duraciones $SAIDI_{j,t}$, como por el indicador de frecuencia $SAIFI_{j,t}$.”[3]

1.3.6. Indicadores de calidad individual

Se establecen a nivel de usuario:

1.3.6.1. DIU

“Representa la duración total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un periodo anual. Se establece mediante la siguiente expresión”[3]:

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

Donde:

$DIU_{u,n,q,m}$: “Duración total acumulada en hora de los eventos percibidos por el usuario u , conectado al nivel de tensión n y que pertenece al grupo de calidad q , en un periodo de doce meses que termina en el mes m de evaluación”[3].

$DIUM_{u,n,q,m}$: “Duración en horas de todos los eventos percibidos por el usuario u , conectado al nivel de tensión n y que pertenece al grupo de calidad q , durante el mes m de evaluación”[3].

$Di_{u,n,q,m}$: “Duración en horas del evento i que afectó al usuario u conectado al nivel de tensión n que pertenece al grupo de calidad q durante el mes m ”[3].

IT: Número total de eventos sucedidos en el mes m .

1.3.7. Clasificación de eventos

“Para la clasificación de los eventos sucedidos en el SDL y la identificación de las exclusiones que se tendrán en cuenta para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, se aplica lo siguiente”:[6]

1.3.7.1. Eventos No programados:

Son todos los acontecimientos en los elementos que conforman un Sistema de distribución Local que no fueron programados por el operador de red y que ocurren por circunstancias ajenas a él.[1]

1.3.7.2. Eventos programados:

Son todos los acontecimientos programados por el Operador de red con finalidad de realizar expansiones, remodelaciones, ampliaciones, reposiciones, mejoras, mantenimientos preventivos y/o correctivos etc. [1]

Estos eventos deben ser notificados en los siguientes tiempos:

- ✓ *Usuarios residenciales: 48 horas de anticipación.*
- ✓ *Usuarios industriales: 72 horas de anticipación y requiere comunicación escrita.*

1.3.8. Exclusión de eventos

“Para el cálculo de los indicadores de calidad promedio y calidad individual no se tendrán en cuenta los siguientes eventos”: [6]

- ✓ Inferiores a tres minutos.
- ✓ Racionamientos programados.
- ✓ STN y STR.
- ✓ Seguridad ciudadana.

- ✓ Activo de NT1 propiedad usuario.
- ✓ |Activo de NT1 propiedad usuario, responsabilidad OR.
- ✓ Catástrofes naturales.
- ✓ Actos de terrorismo
- ✓ Fuera de los periodos de continuidad
- ✓ Alumbrado público 6am/6pm
- ✓ Infracción del convenio de servicios públicos
- ✓ Programas de limitación del suministro al CM
- ✓ Exigencias o traslados de la infraestructura eléctrica

1.3.9. Grupos de Calidad

La CREG nos permite clasificar los circuitos, tramos o transformadores que prestan el servicio de energía eléctrica, de acuerdo a su localización geográfica, y de acuerdo a lo planteado por la empresa operadora de red nos categoriza los grupos de la siguiente manera.[3]

Grupo 1: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE.

Grupo 2: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE.

Grupo 3: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE.

1.3.10. Calidad media del sistema

Los indicadores de calidad del servicio son instrumentos creados por la CREG y usados por la SSPD para ejercer las funciones en materia de vigilancia y control de las condiciones de calidad del servicio de energía eléctrica que prestan los OR en el país. La calidad media del sistema se refiere a la cantidad y duración de los eventos que en promedio afectan a todos los usuarios conectados a las redes de un OR.[3]

1.3.11. Indicadores de calidad media del sistema

“La calidad media anual del OR se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos sucedidos en los SDL, que se establecen como se describe a continuación:

De acuerdo con la norma internacional IEEE 1366, el indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Indicator, por sus siglas en ingles), mide la duración promedio por usuario (medido en horas) de las interrupciones del servicio de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico. El cálculo de este indicador determina la relación entre todas las horas de interrupción del servicio, y el número de usuarios de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico. El indicador en mención, se calcula con base

en la información que los prestadores reportan a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios), a través del Formato 5 del SUI a partir de la siguiente expresión”.[3]

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

Ecuación 2 Calculo SAIDI.[3]

Donde:

$SAIDI_{j,t}$: “Indicador de duración promedio por usuario, de os eventos sucedidos en el SDL del OR j, durante el año t, medido en horas al año”.[3]

$D_{i,u,m}$: “Duración en minutos del evento i, sucedido durante el mes m, que afecto al activo u perteneciente al SDL del OR j”.[3]

$NU_{i,u,m}$: “Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m, conectados al activo u”.

$UT_{j,m}$: “Número total de usuarios conectados l SDL del OR j en el mes m”.[3]

m: Mes del año t, con enero =1 Diciembre =12.

Por otro lado, el indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Indicator), “mide la frecuencia con la que s[3]e presentan las interrupciones en promedio por usuario, en el mismo periodo de tiempo. El cálculo de este indicador, determina la relación entre, el número de veces que se produjo una interrupción del servicio y el número de usuarios de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico”.[7]

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

Ecuación 3 Calculo SAIFI.

Donde:

$SAIFI_{j,t}$: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR j, durante el año t, medido en cantidad al año.

$NU_{i,u,m}$: Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m, por encontrarse conectados al activo u.

$UT_{j,m}$: Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el mes m.

m: Mes del año t, con enero =1 Diciembre =12.

1.3.12. Plazos

Los plazos para realizar procedimientos empezara a medirse después de las veinticuatro horas del día de operación:[3]

Tabla 1 Plazos para realizar procedimientos.[3]

Actividad	Responsable	Plazo
Ingreso de reporte de eventos	Agente	12

Validación y publicación de listado de inconsistencias	CDN	36
Solicitud de modificación de información	Agente	60
Respuesta a solicitudes de modificación	CDN	72

Recordemos que los plazos cuando ocurren eventos como catástrofes naturales, actos de terrorismo y desatención de la demanda de energía cuya magnitud exceda el 10% de la demanda del SIN, el CND precisara en su página web, mayores plazos para el “ingreso de reporte de eventos”. [3]

1.3.13. Máximas horas anuales de indisponibilidad

Los activos que se describirán a continuación son utilizados en los sistemas de distribución de energía eléctrica en el STR, en donde se estipula que no puede superar el número máximo de horas establecidas en un año de indisponibilidad (MHAI). [3]

Tabla 2 Máximas horas anuales de indisponibilidad. [3]

Grupos de activos	MHAI
Conexión del OR al STN	65
Equipo de compensación	18
Línea del STR	38
Barrajes sin bahías de maniobra	15
Barrajes con bahías de maniobra	30

En la tabla anterior se puede observar los grupos de activos, ahora la “conexión del OR al STN”, “equipo de compensación” y “línea del STR” se consideran incluidas las bahías. Para el grupo de barrajes se diferencian las máximas horas permitidas tanto para barrajes con bahía de maniobra y para barrajes que no cuentan con estas. [3]

1.3.14. Tipos de fallas eléctricas

“Existen diferentes tipos de fallas, pueden clasificar en dos grupos”:

1.3.14.1. Primarias

“Se presentan en las líneas de suministro eléctrico y en el transporte de energía, esto involucra a los sistemas de alta y media tensión.” [8]

1.3.14.2. Secundarias

“Estas se generan como consecuencia de los errores de conexión y diseños mal establecidos en el sistema eléctrico.”[8]

1.4. Marco conceptual

Glosario de términos:

Evento: situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso y que ocurre de manera programada o no programada.[3]

Niveles de tensión: los STR y SDL están clasificados en niveles, según función de la tensión nominal de operación.[3]

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 en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.[3]

Sistema de Transmisión Regional, STR: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.[3]

Sistema de Transmisión Nacional, STN: es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan de tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.[3]

Transmisor Regional, TR: persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un STR o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. En el ejercicio de su actividad es responsable por la calidad del sistema que opera, así como las demás normas asociadas con la distribución de energía eléctrica en un STR.[1]

Seccionador: Dispositivo destinado a hacer un corte visible en un circuito eléctrico y está diseñado para que se manipule después que el circuito se ha abierto por otros medios.[1]

Usuario: Persona natural o jurídica que hace uso del servicio de energía eléctrica, 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.[1]

Capítulo II

2. Metodología

El plan de mejoramiento de calidad individual que se desea plantear, está basado en la recolección de datos, de carácter cuantitativo y aplicado al método descriptivo dándole razón al suministro de información por la parte documental.

2.1. Descripción de la metodología empleada

Se plantea organizar la información suministrada por la empresa, para su respectivo análisis y toma de decisiones en los pasos a seguir, la metodología se llevará a cabo de manera cuantitativa y por el método de análisis de datos.

2.2. Población y Muestra

2.2.1. Población

Para este proyecto, tomamos una población finita de usuarios y transformadores, esto con el fin de brindar un mejor seguimiento de los datos.

2.2.2. Muestra

El tamaño de la muestra quedo definido por la cantidad de transformadores y usuarios que se involucren mes a mes con DIU superior a 360, esto debido a que la muestra depende de los meses donde se tomen los datos.

2.3. Instrumentos de Recolección de la Información

El trabajo se abordó a través de la recopilación de datos por medio de archivos de Excel con informes diarios y mensuales aportados por el operador de red, en los cuales podemos detallar los eventos ocurridos en redes de distribución.

2.4. Consideraciones y restricciones de la metodología.

El proyecto se desarrolla en CENS regional Pamplona y aplica a los transformadores con riesgo DIU (360 horas), donde se indicará de manera muy general la información del transformador.

Se analizará el comportamiento de un año corrido de marzo – marzo, debido a que, según normativa del ente regulador de operadores de red, los usuarios DIU (360), saldrán del corte cada último año de ingreso.

Las acciones a desarrollar serán planteadas mas no ejecutadas, queda a dirección de centrales eléctricas de norte de Santander, regional pamplona, en la cual se realiza las prácticas empresariales.

2.5. Desarrollo

La recolección de información es un paso fundamental para poder avanzar en el proyecto, contamos con unas bases de datos que nos proporcionan a detalle cada proceso que se ejecuta en la empresa y que se puede utilizar para lograr avances importantes.

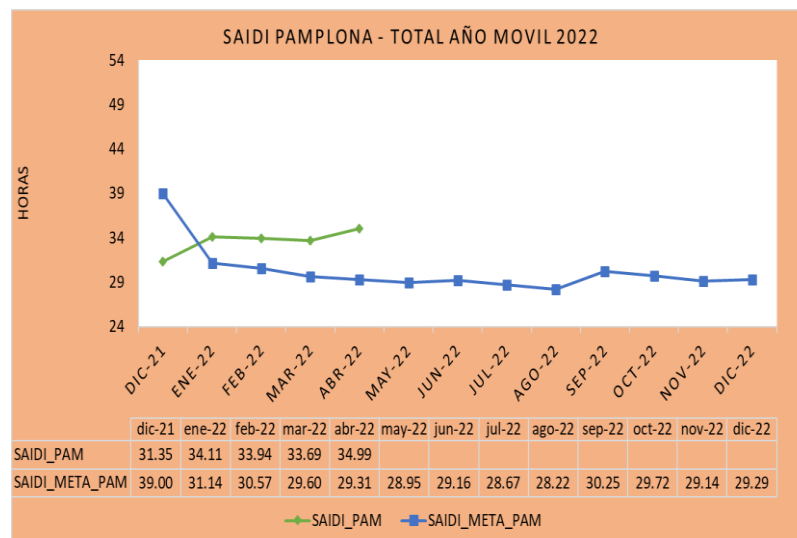
Se realiza un seguimiento de los informes operativos diarios, el cual nos dará una idea clara de los equipos y secuencia de fallas más recurrentes en las líneas del operador

de red, por consiguiente, se plantea la identificación de los objetivos a cumplir, los cuales juegan un papel muy importante para lograr filtrar la información de las bases de datos y lograr sacar en concreto lo que queremos.



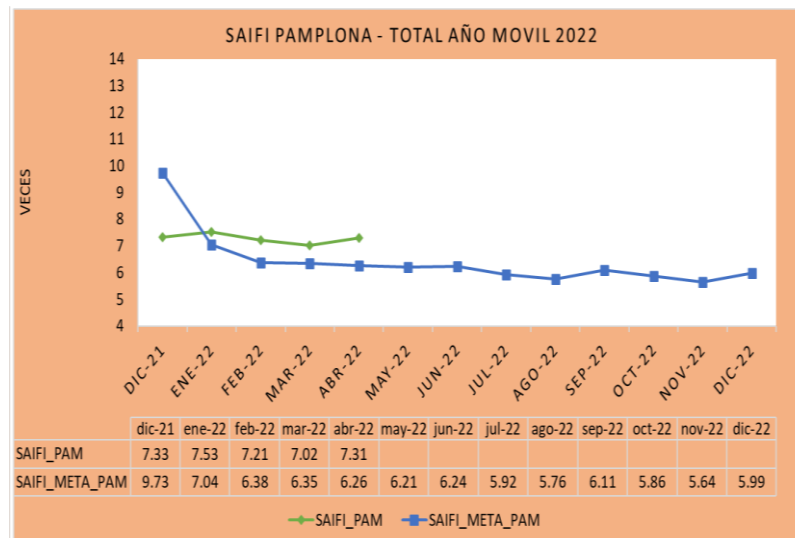
Figura 1 Informe operativo diario.[9]

El indicador SAIDI es uno de los indicadores a mejorar con este proyecto, se puede observar en el grafico, que el ente regulador estipula unas metas (línea azul) en las cuales desde el año 2018 se establecieron los lineamientos que el operador de red debe cumplir, visualizando un poco la línea verde que es indicador del operador de red, podemos observar que el indicador sobrepasa la línea meta, con las metodologías presentadas a continuación en el proyecto, pretendemos mitigar de forma regular el indicador de calidad y llevar a las metas estipuladas por el ente regulador.[3]



Grafica 1 Indicador SAIDI entidad regulatoria.[1]

En el siguiente grafico observamos algo muy parecido a lo acontecido en el SAIDI, para este caso ocurre lo siguiente, el indicador de calidad SAIFI, está por encima de lo establecido por el ente regulatorio, lo que nos lleva a indagar más a fondo, por qué sobrepasa los límites de regulación y cómo podemos mejorar ambos indicadores.[1]

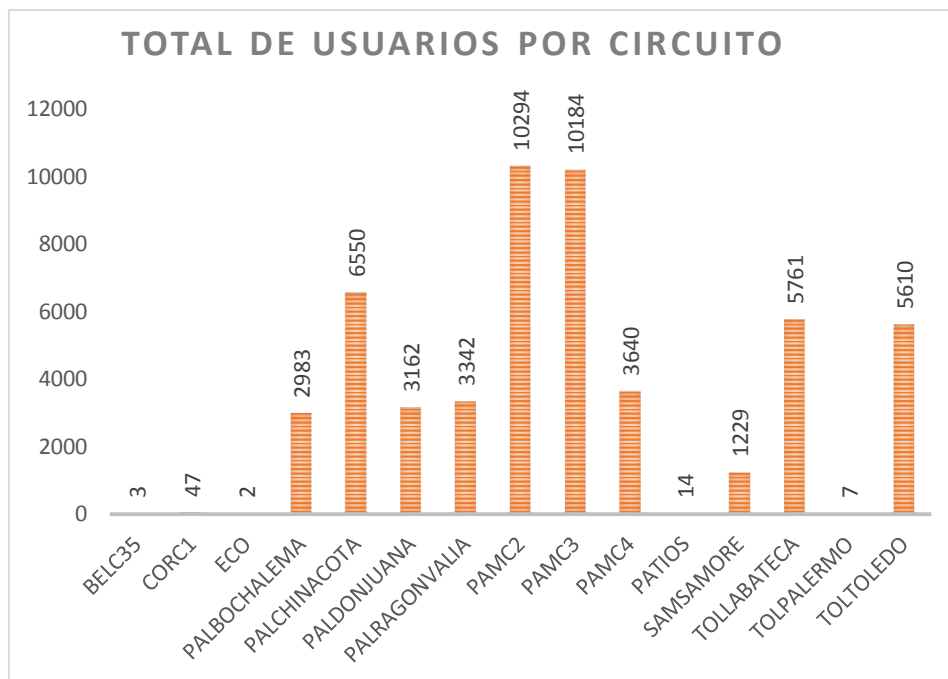


Grafica 2 Indicador SAIFI ente regulador.[1]

Como el proyecto es progresivo y la información empezando es limitada, se planea anexar de manera mensual la información inicial, modificando los parámetros de estado preliminar.[1]

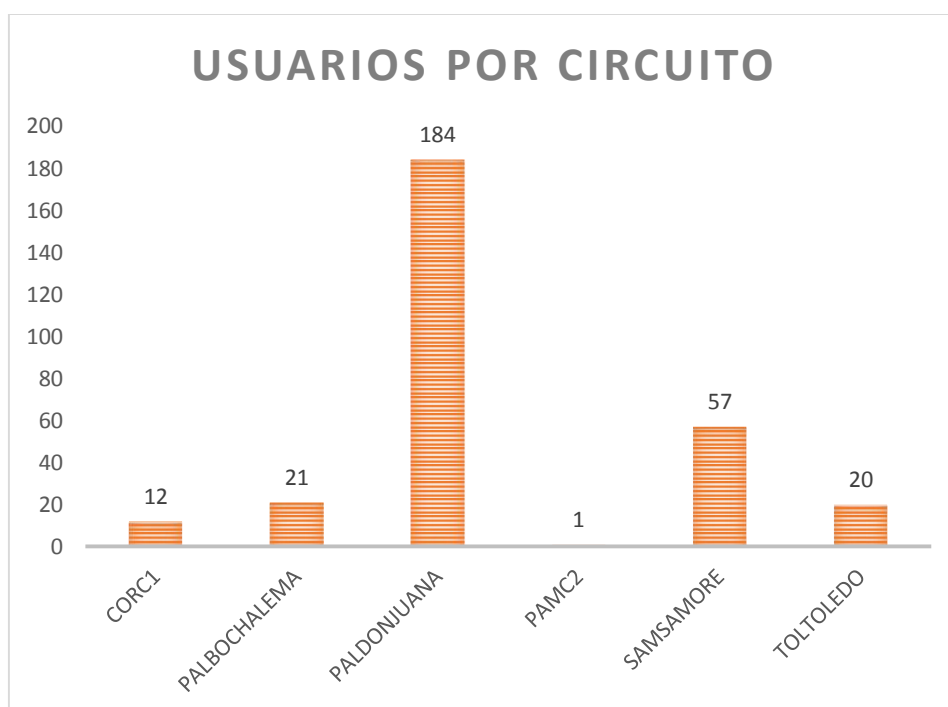
En el [anexo 1](#), se realizó un filtrado de los transformadores que están excediendo las 360 horas/año, en el apartado mencionado encontramos, como está, estipulado en la CREG 015 de 2018 los tiempos para este indicador de año corrido.[1]

Después de encontrar los trafos, procedemos a buscar los usuarios con DIU superior a las 360 horas año, para esto primero realizamos un total de usuarios por circuito observar la **Grafica 3**, en donde encontramos los 52828 usuarios de la regional pAMPLONA, para luego hacer el filtro de los usuarios que excedieron las 360 horas/año, estipuladas por la CREG 015 de 2018.[9]



Grafica 3 Total usuarios por circuitos.[9]

Luego de saber la cantidad de usuarios por circuito, se realiza la búsqueda de los usuarios por circuito que excedieron el DIU en 360 horas/año (Grafica 4).

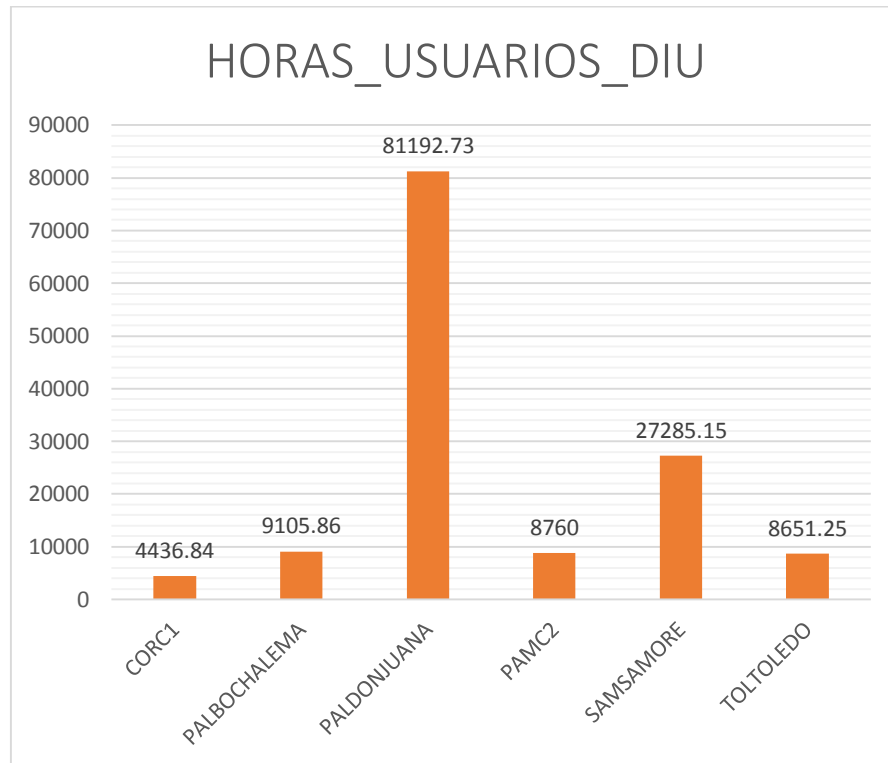


Grafica 4 Usuarios por circuitos con DIU mayor a 360 horas/año.[9]

Como se puede observar en el gráfico, Paldonjuana es uno de los más afectados por desconexiones del servicio con un total de 184 usuarios, seguido de Samore con 57

usuarios y Toledo con un total de 20 usuarios, todos estos usuarios son gestionables para el mejoramiento del indicador individual.[9]

Ahora bien, si deseáramos saber la cantidad de usuarios que no han superado el umbral del DIU, se podrá hacer una resta de los gráficos anteriormente vistos.



Grafica 5 Cantidad del DIU usuarios por circuito.[9]

En el **Grafico 5** se describe la cantidad horas/año de los usuarios por circuito, se utilizó una macro en la cual con los usuarios previamente identificados en la **Gráfica 4**, se realiza una sumatoria de todos los usuarios que sobrepasan el DIU 360, dándonos la cantidad total de horas/año en afectaciones por DIU 360.[9]

2.5.1. Nomenclatura

Antes de continuar con el desarrollo tenemos que explicar un poco como podemos identificar los códigos de las fallas, CENS nos proporciona la manera correcta de comprenderlos [9]:

Ejemplo: 3FL12

3	NIVEL DE TENSIÓN
F	EVENTO
L	TIPO DE EVENTO



Donde los niveles de tensión según lineamientos Centrales Eléctricas de Norte de Santander se dan a continuación[9]:

Tabla 3 Niveles de tensión.[1]

Nivel de tensión	Descripción
3	SNT - Sistema de Transmisión Nacional 230 KV
4	STR - Sistema de Transmisión Regional 115 KV
5	SDL - Sistema de Distribución Local 34,5 KV
6	SDL - Sistema de Distribución Local 13,8 KV
7	SDL - Sistema de Distribución Local, trafos o redes de baja tensión que provocan apertura del trafo.
8	Para acometidas y medidores, no salen en las datas por que el esquema de calidad aun no exige esos eventos

Los eventos se pueden describir como:

- F – Falla.
- P – Programado o Voluntario.

Los tipos de eventos que pueden ocurrir según la nomenclatura son:

- O – Operativa.
- L – Evento de línea.
- S – Falla de equipo de subestación.
- T – Falla de transformador.

Los códigos de falla que se pueden observar más a detalle en el [anexo 2](#) del trabajo[9].

2.5.2. Ubicación de los trafos

La ubicación de los transformadores con el DIU superior a 360 horas/año se ve a continuación en la imagen, cabe resaltar que estos puntos, están dados por la latitud y la longitud que lleva cada transformador en el sistema de geolocalización de CENS.[1]

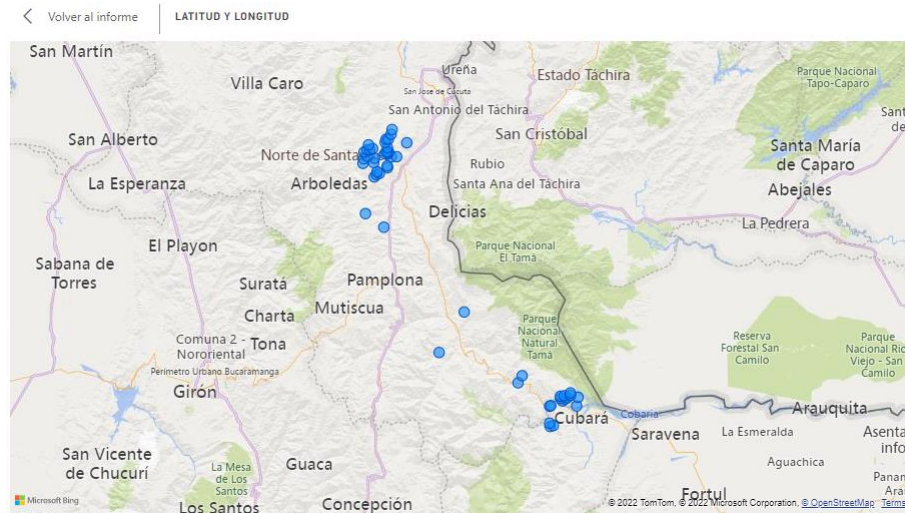
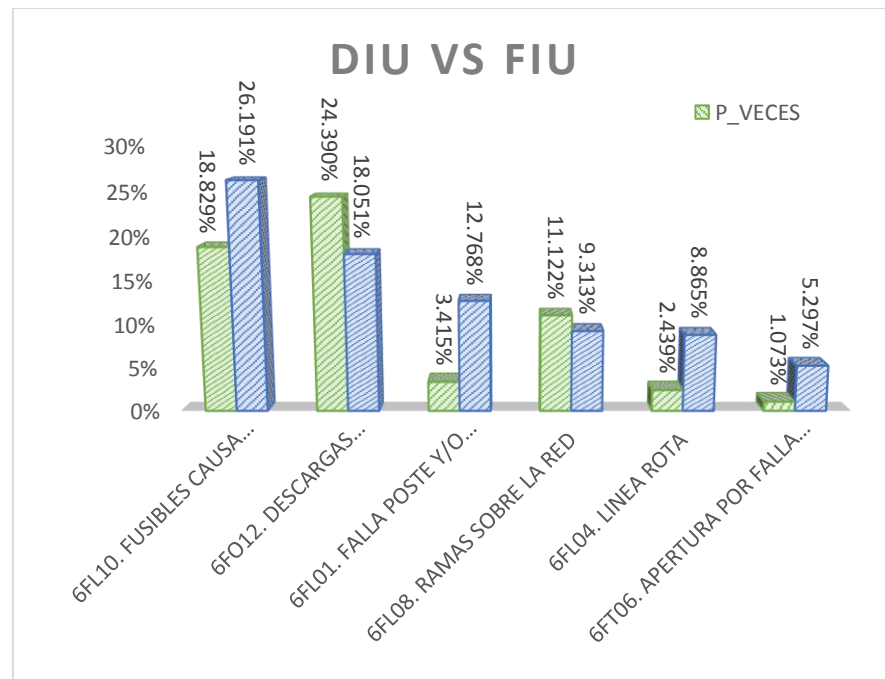


Figura 2 Localización TRAFOS con DIU superior a 360 horas/año.[9]

2.5.3. Interrupciones generales

En el siguiente grafico se puede observar las interrupciones generales con una comparativa entre causa y duración:



Grafica 6 Participación de duración vs veces en interrupciones del servicio.[9]

Los porcentajes antes calculados, nos deja lo siguiente, Las interrupciones que mayor se da son por descargas atmosféricas con un 24,39% pero esta interrupción no es la que mayor duración ocasiona. Por otro lado, si observamos la que mayor duración impacta a los usuarios es la interrupción de fusibles por causa desconocida con un 26,19% y además es una de las causas con continua frecuencia[9].

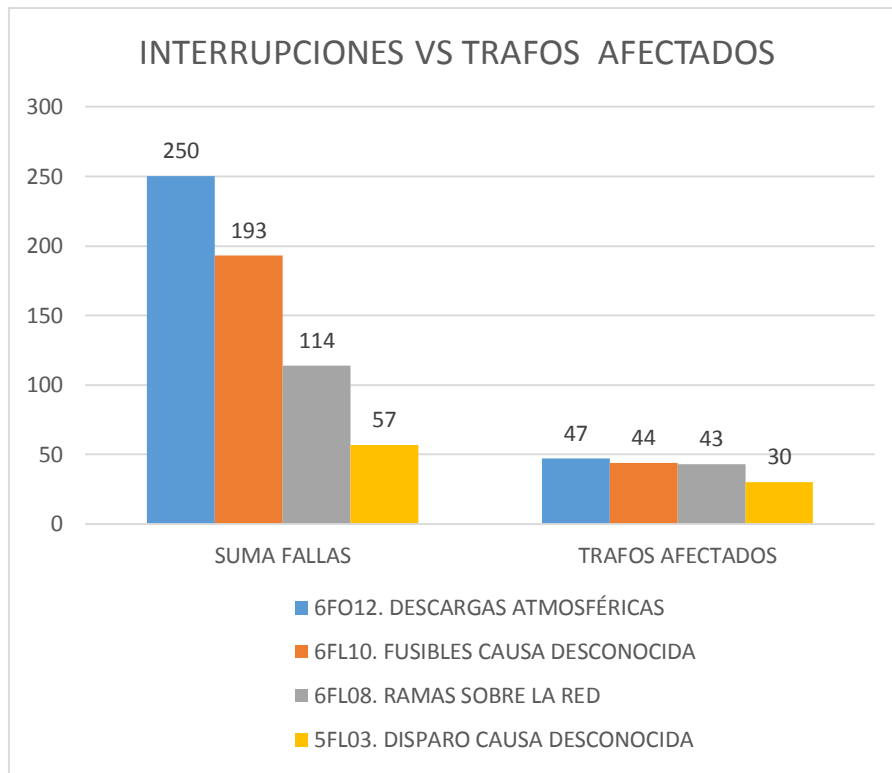
2.5.4. Interrupciones en los transformadores

A continuación, podemos observar la cantidad de transformadores afectados por una misma interrupción y la suma total de interrupciones en los transformadores, los valores aquí reflejados los podemos visualizar mejor en la **Gráfica 7**, así como el tipo de interrupción que los afecta esto con el fin de saber cuál es la interrupción más crítica y que ocasiona el mayor impacto a los usuarios y transformadores, lo que se hace es sumar la cantidad de veces que se repite una interrupción y agregar un condicional que nos cuente cuantos transformadores fueron afectados por dicha interrupción.[9]

Tabla 4 Trafos afectados por una misma interrupción.[9]

INTERRUPCIONES	REPETICION DE INTERRUPCIONES	TRAFOS AFECTADOS
6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	250	47
6FL10. FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	193	44
6FL08. RAMAS SOBRE LA RED	114	43
5FL03. ALIMENTADOR POR CAUSA DESCONOCIDA	57	30
6FL05. PUENTES ROTOS/FLOJOS	55	30
5FL02. FALLA AISLADOR	54	29
6PO07. PROYECTOS DE EXPANSION Y REPOSICION	50	22
6PL03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE LA LÍNEA	43	39
6FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA	35	34
5FL08. RAMAS SOBRE LA RED	29	29
6FL04. LINEA ROTA	25	17
6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	25	24
6FL13. DPS EN FALLA	20	12
6FO18. ERROR DE OPERACIÓN DISTRIBUCION	14	14
6FL03. ALIMENTADOR CAUSA DESCONOCIDA	11	6
6FT06. APERTURA POR FALLA EN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	11	11

6FL07. LINEAS DESTENSIONADAS	6	6
5PO07. PROYECTOS DE EXPANSION Y REPOSICION	5	5
6FL02. FALLA AISLADOR	5	5
5FL04. LINEA ROTA	3	3



Grafica 7 Cantidad de interrupciones y transformadores afectados.[9]

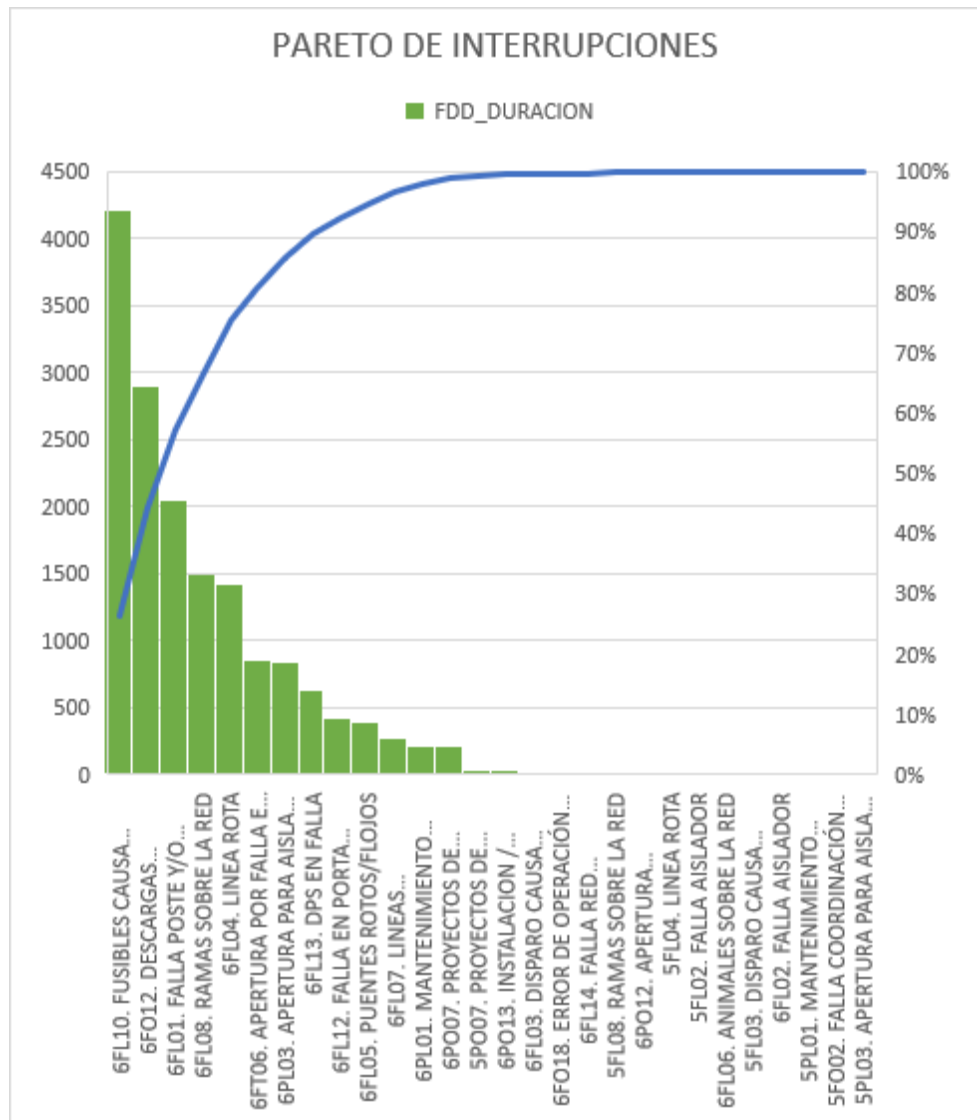
Para el **grafico 7**, se decide tomar una muestra de 4 interrupciones para mejor visualización, pretendiendo dar una perspectiva de cómo influye la cantidad de interrupciones en los transformadores, brindándonos información detallada de lo visto en la **tabla 4**, la cantidad total de interrupciones con respecto a la cantidad total de transformadores afectados.[9]

Tabla 5 Suma del DIU por Interrupciones.[9]

INTERRUPCIONES	DURACION
6FL10. FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	4213,575
6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	2904,0702
6FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA	2054,2014
6FL08. RAMAS SOBRE LA RED	1498,248
6FL04. LINEA ROTA	1426,2548
6FT06. APERTURA POR FALLA EN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	852,195

6PL03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE LA LÍNEA	836,558
6FL13. DPS EN FALLA	634,1025
6FL12. FALLA EN PORTA FUSIBLE / CORTACIRCUITOS	421,5124
6FL05. PUENTES ROTOS/FLOJOS	391,2951
6FL07. LINEAS DESTENSIONADAS	278,0755
6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	208,3966
6PO07. PROYECTOS DE EXPANSION Y REPOSICION	205,0125
5PO07. PROYECTOS DE EXPANSION Y REPOSICION	37,7995
6PO13. INSTALACION / MANTENIMIENTO CAMBIO EQUIPO MEDIDA	31,1433
6FL03. DISPARO CAUSA DESCONOCIDA	16,3726
6FO18. ERROR DE OPERACIÓN DISTRIBUCION	12,8338
6FL14. FALLA RED SUBTERRÁNEA / CABLE DE POTENCIA	10,0688
5FL08. RAMAS SOBRE LA RED	9,4068
6PO12. APERTURA PROGRAMADA POR OTRO OPERADOR DE RED	8,7416
5FL04. LINEA ROTA	8,7333
5FL02. FALLA AISLADOR	8,6281
6FL06. ANIMALES SOBRE LA RED	6,3588
5FL03. DISPARO CAUSA DESCONOCIDA	4,4382
6FL02. FALLA AISLADOR	4,061
5PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	4,0401
5FO02. FALLA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	1,8234
5PL03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE LA LÍNEA	0,1294

En la **tabla 5**, tenemos la cantidad en horas de afectación por cada interrupción, esto nos servirá para realizar un mejor criterio de selección de la información, así como saber la suma total en horas que demora cada interrupción.



Grafica 8 Duración de interrupciones en horas/año.[9]

La **Gráfica 8** nos da el valor en horas/año de cada interrupción, para poder visualizar mejor el grafico ordenamos los datos de forma descendente, y realizamos una selección a criterio, donde las interrupciones que estén en el rango de 0% serán descartadas para así poder determinar las causas con mayores afectaciones a los usuarios y transformadores con DIU superior a 360 horas/año.[9]

2.5.5. Transformadores con la misma interrupción

En las siguientes tablas se identifican los transformadores con la misma interrupción, para identificar los que tienen mayores intervenciones por eventos, y dejar un registro que ayude a definir las posibles soluciones.[9]

Los datos de la **tabla 6** describen la cantidad de transformadores afectados por descargas atmosféricas, el total de estos es de 47 y un indicador de

interrupciones con total de 250 veces, los transformadores con mayor cantidad de descargas atmosféricas fueron tres (1T04179, 1T04187, 1T04188) con un total de 11 descargas.[9]

Tabla 6 Transformadores con interrupciones por descargas atmosféricas.[1]

6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS				
1T03712	1T04177	1T04221	2T01428	2T01555
1T03714	1T04178	1T04223	2T01453	2T01556
1T04143	1T04179	1T04239	2T01454	2T01715
1T04144	1T04187	1T04253	2T01456	
1T04149	1T04188	1T04261	2T01457	
1T04153	1T04194	1T04268	2T01458	
1T04159	1T04202	1T06795	2T01459	
1T04160	1T04209	1T06802	2T01461	
1T04174	1T04211	1T08360	2T01462	
1T04175	1T04218	1T10164	2T01527	
1T04176	1T04220	2T01018	2T01553	

En total de transformadores con interrupción de fusibles causa desconocida es de 44 con un índice de interrupciones que en total suman 193 (**ver tabla 4**), luego se le suman las interrupciones por ramas sobre la red, en los cuales tiene un total de 42 transformadores afectados con una cantidad de interrupciones de 114 (**ver tabla 4**).[1]

Tabla 7 Transformadores con interrupción de fusibles causa desconocida.[1]

6FL10. INTERRUPCIÓN DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA			
1T03712	1T04177	1T04221	2T01454
1T03714	1T04178	1T04239	2T01456
1T04143	1T04179	1T04253	2T01457
1T04144	1T04187	1T04261	2T01458
1T04149	1T04188	1T04268	2T01459
1T04153	1T04194	1T06795	2T01461
1T04159	1T04202	1T06802	2T01462
1T04160	1T04209	1T08360	2T01553
1T04174	1T04211	1T10164	2T01555
1T04175	1T04218	2T01018	2T01556

1T04176	1T04220	2T01453	2T01776
---------	---------	---------	---------

Tabla 8 Transformadores con interrupciones por ramas sobre la red.[1]

6FL08. RAMAS SOBRE LA RED			
1T03712	1T04177	1T04221	2T01428
1T03714	1T04178	1T04223	2T01453
1T04143	1T04179	1T04239	2T01454
1T04144	1T04187	1T04253	2T01456
1T04149	1T04188	1T04261	2T01457
1T04153	1T04194	1T04268	2T01458
1T04159	1T04202	1T06795	2T01459
1T04160	1T04209	1T06802	2T01461
1T04174	1T04211	1T08360	2T01462
1T04175	1T04218	1T10164	2T01527
1T04176	1T04220	2T01018	

La falla de los postes o estructuras, nos afectó a 34 transformadores y sumo un total de 35 interrupciones, ver **tabla 4**.

Tabla 9 Transformadores falla de poste y/o estructura.[1]

6FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA		
1T04143	1T04179	2T01428
1T04144	1T04187	2T01453
1T04149	1T04188	2T01454
1T04153	1T04194	2T01456
1T04159	1T04202	2T01457
1T04160	1T04209	2T01458
1T04174	1T04211	2T01459
1T04175	1T04218	2T01461
1T04176	1T04220	2T01462
1T04177	1T04221	2T01527
1T04178	1T04223	

Las interrupciones en los arranques por causa desconocida nos afectaron 30 transformadores, y tuvo un total de interrupciones de 57 veces.

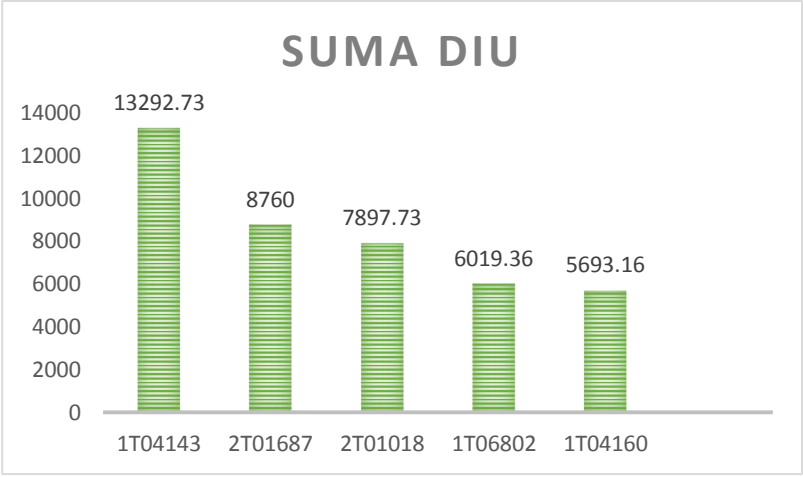
Tabla 10 Transformadores con interrupción por disparo por causa desconocida.[1]

5FL03. DISPARO CAUSA DESCONOCIDA		
1T04143	1T04179	1T04239
1T04144	1T04187	1T04253
1T04149	1T04188	1T04261
1T04153	1T04194	1T04268
1T04159	1T04202	1T08360
1T04160	1T04209	1T10164
1T04174	1T04211	
1T04175	1T04218	
1T04176	1T04220	
1T04177	1T04221	
1T04178	1T04223	

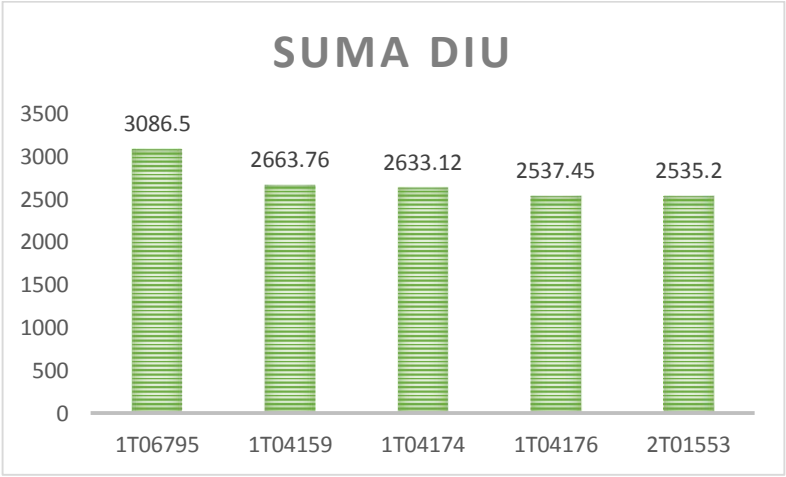
2.5.6. Usuarios DIU mayor a 360 horas/año

Actualmente a fecha de marzo tenemos en la empresa un total de 295 usuarios con el DIU por encima del umbral establecido por el ente regulador, para poder observar los datos ir al [anexo 3](#) donde encontraremos dos tablas, una con los usuarios y su cantidad de horas – año y otra con la cantidad de usuarios por transformador.[1]

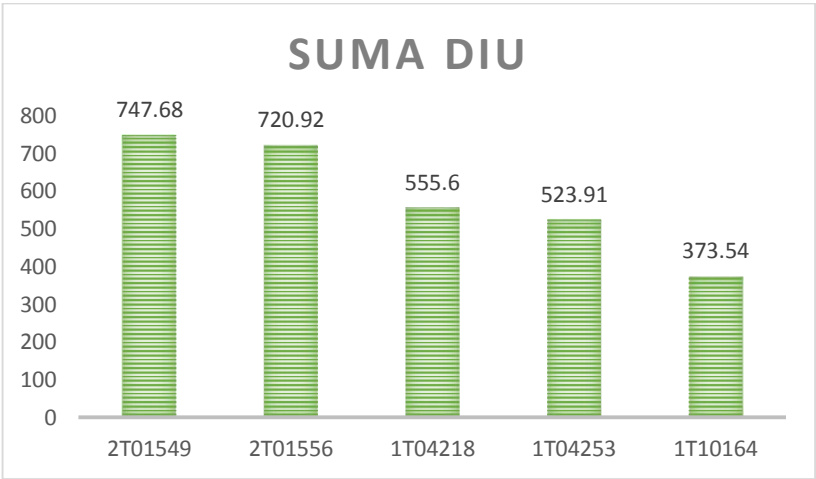
Las **Gráficas 9, 10 Y 11** nos muestran la sumatoria de las afectaciones del DIU por cada transformador, los datos se tomaron aleatoriamente de la cantidad total de transformadores, esto con el fin de discriminar la información para mejor visualización, el total de transformadores lo podemos observar con mayor detalle en el [Anexo 3](#). [1]



Grafica 9 Suma DIU por transformador - 1.[1]

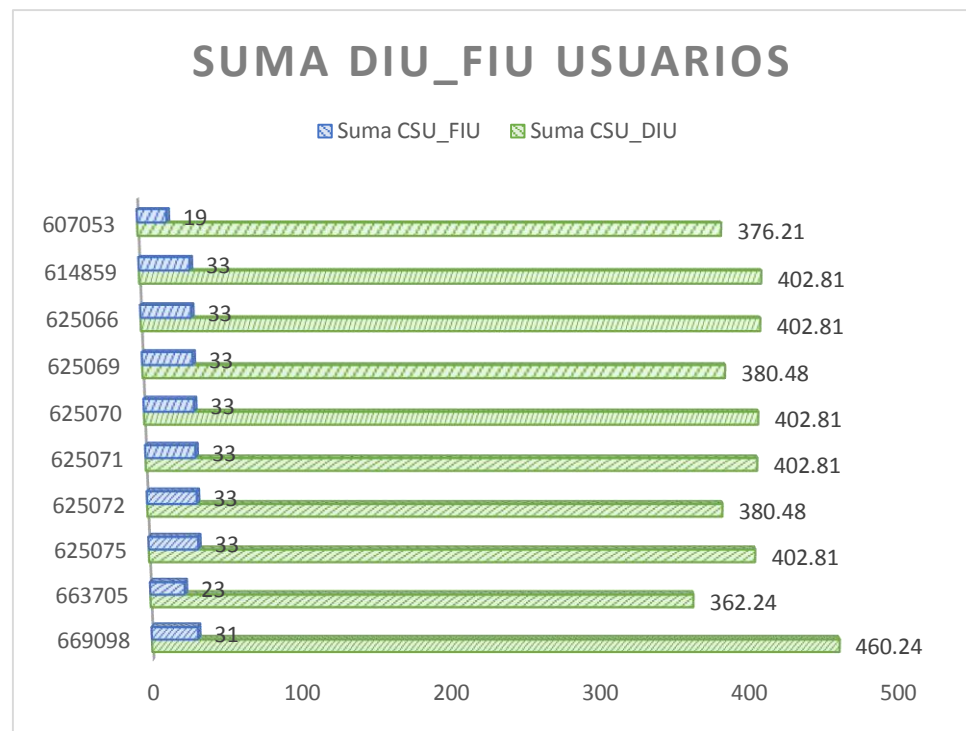


Grafica 10 Suma DIU por transformador - 2.[1]



Grafica 11 Suma DIU por transformador - 3.[1]

En el **Gráfica 12**, se observa la sumatoria de las afectaciones DIU a cada usuario, así como también la sumatoria FIU, debido a la cantidad de datos, los usuarios en el grafico fueron tomados aleatoriamente, para mejor visualización, para el análisis de la información tomamos la cantidad de horas y veces por mes, después sumamos cada mes al usuario que se le presento la interrupción, y con el FIU contamos las veces que ocurrió la interrupción.[1]

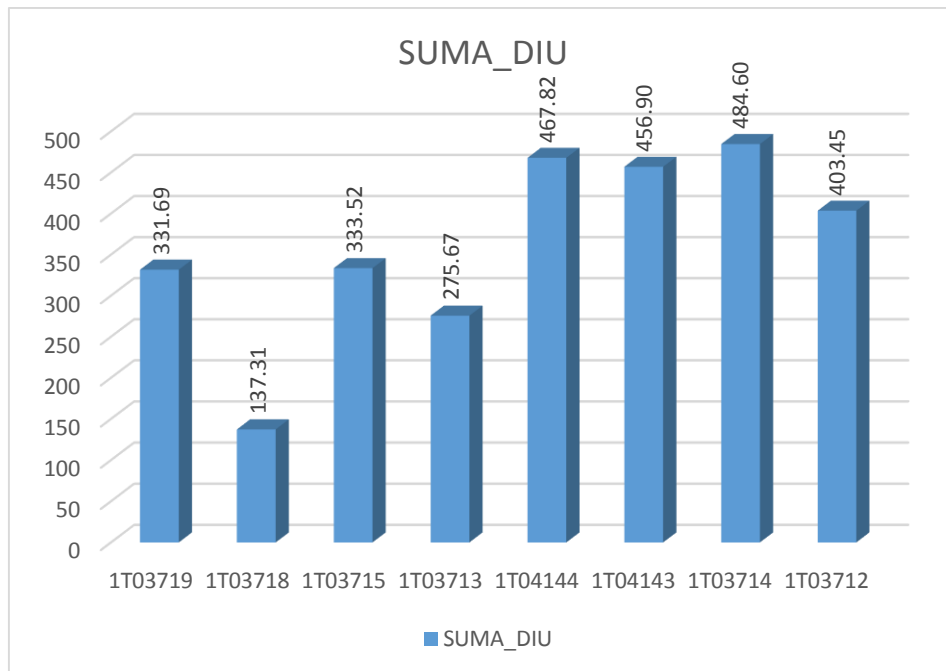


Grafica 12 Suma del DIU y FIU por usuario.[1]

2.5.7. afectaciones a los transformadores.

2.5.7.1. Interrupciones en los transformadores

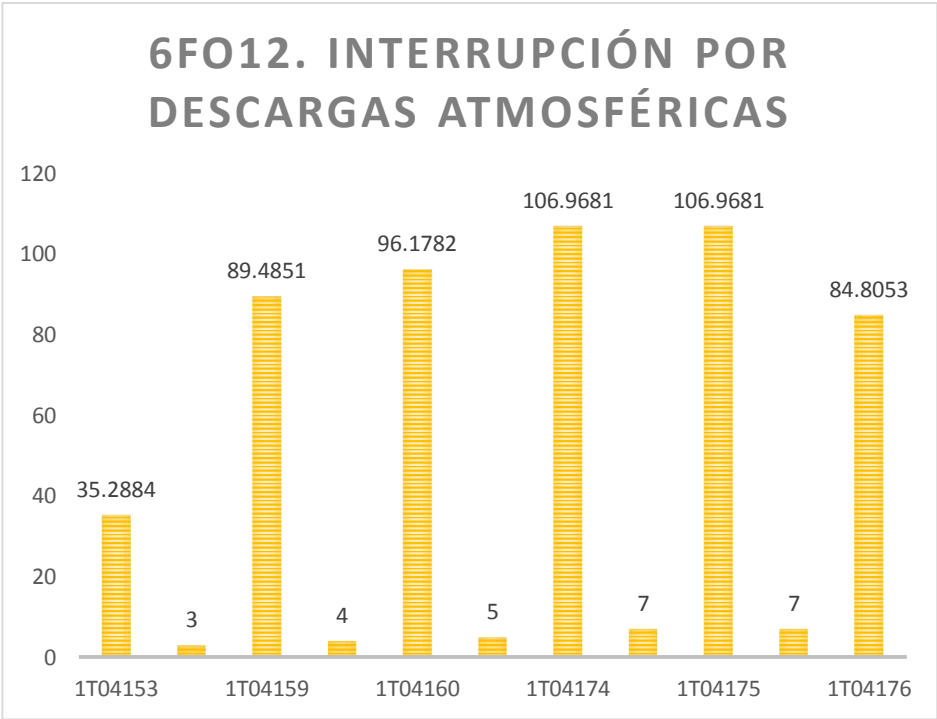
De acuerdo con el [apartado 2.6.5](#) donde se realiza el filtrado de los transformadores con las afectaciones DIU mayor a 360 horas/año, y se detalla la cantidad de veces que la interrupción afecta a cierta cantidad de transformadores, a continuación, se realizaran gráficos con los datos de cada transformador, para así dar un valor, de la información antes suministrada.[1]



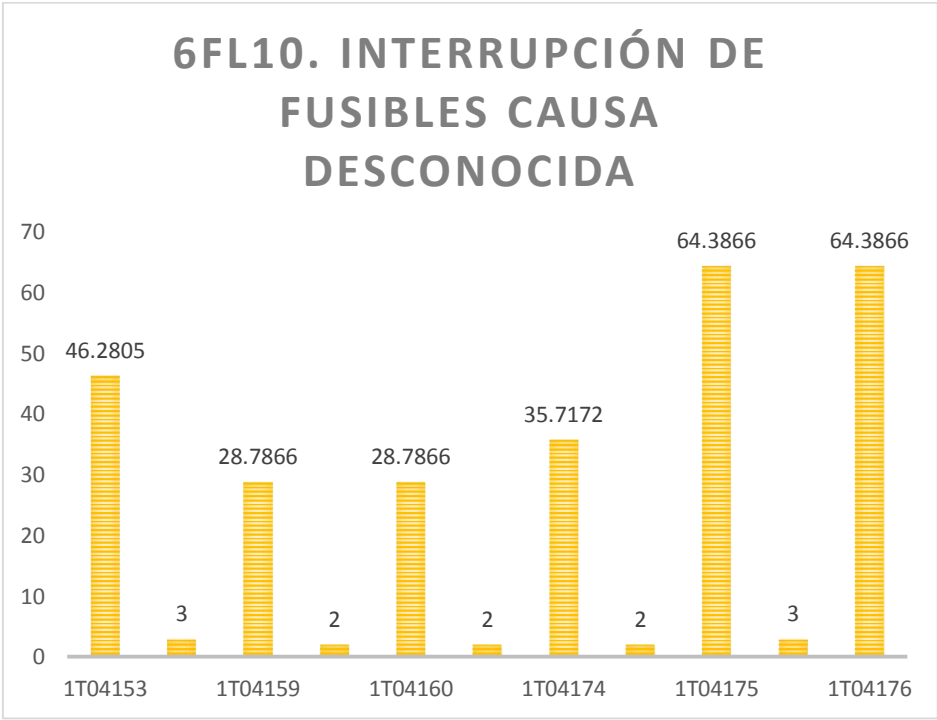
Grafica 13 Comparativa transformadores con afectaciones DIU

En la **Grafica 13** podemos observar cómo se realiza el respectivo filtrado de la información, aplicado a ocho transformadores para poder visualizar los datos. Se realiza el seguimiento del DIU, pero cuatro de ellos no ingresan a los que superan las 360 horas/año y los otros son los que, sobrepasaron el umbral establecido por el ente regulador, esto lo hice con el fin de mostrar el criterio tomado para seleccionar los datos de mi trabajo.

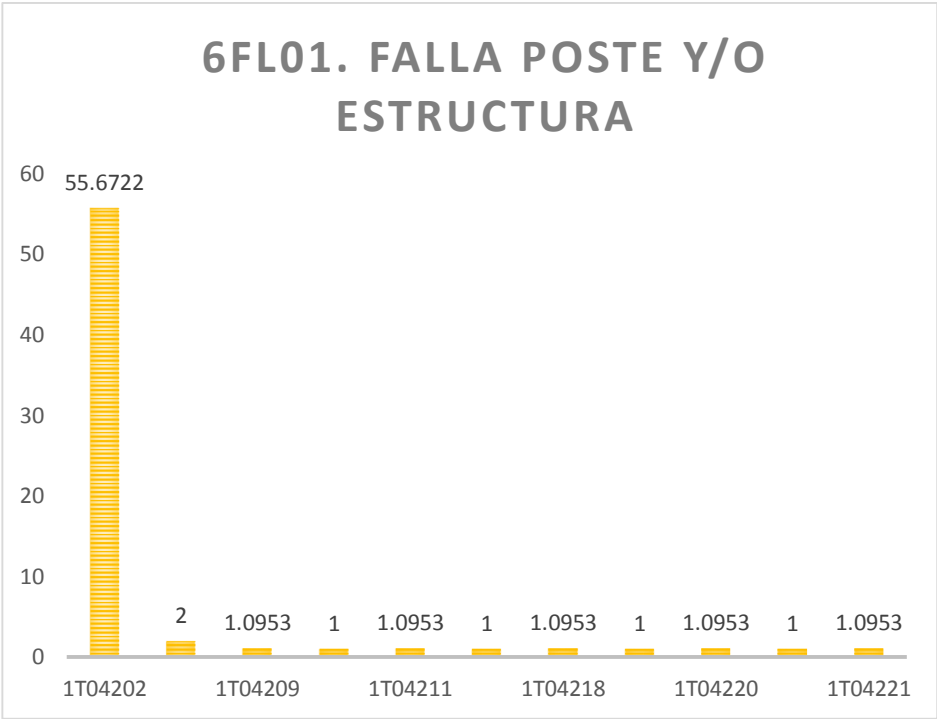
En los **Grafico 14, 15, 16, 17,18** se muestran de manera detallada lo visto en las tablas del apartado anterior, la cantidad de horas por afectaciones a los transformadores, y las veces que se repitió la interrupción en el transformador, las muestras de estas graficas fueron de manera aleatoria para mejor visualización.



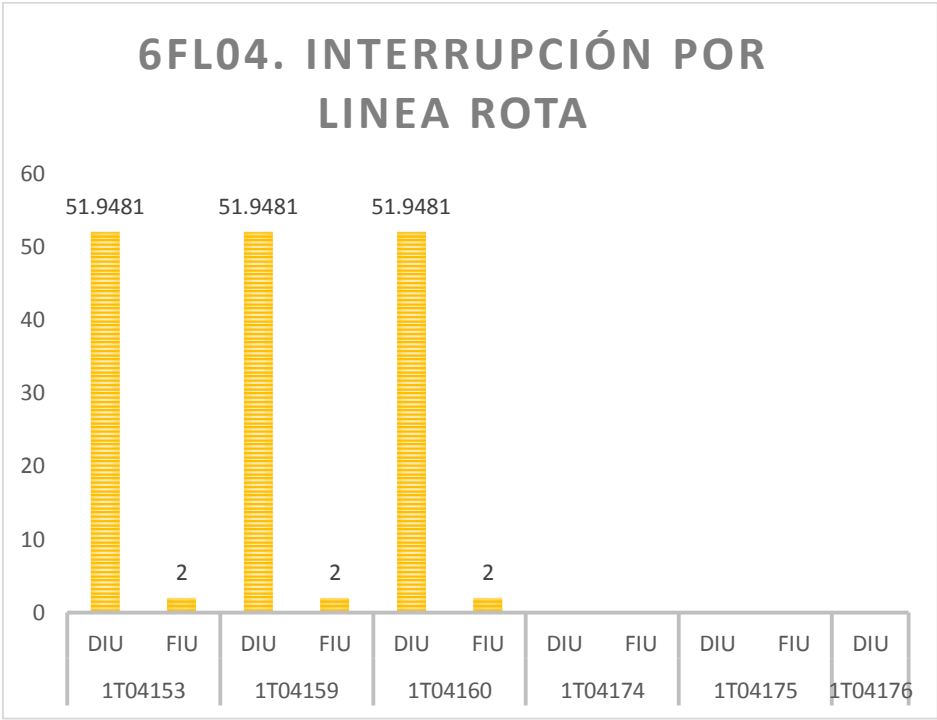
Grafica 14 Afectación del DIU interrupción por descargas atmosféricas a los transformadores.[1]



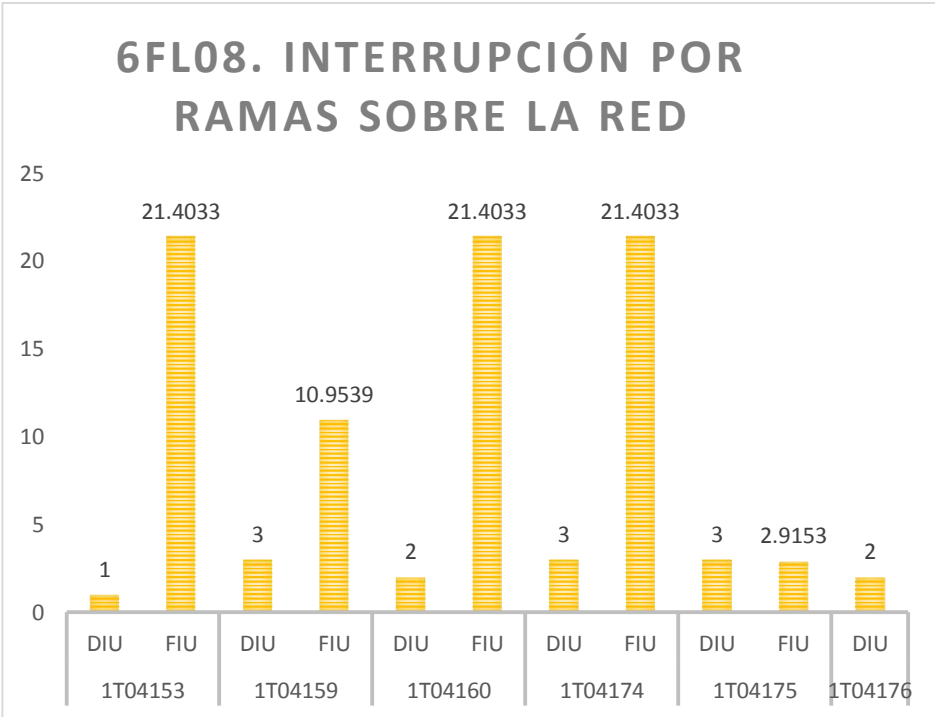
Grafica 15 Afectación por interrupción de fusibles causa desconocida a los transformadores.[1]



Grafica 16 Afectación del DIU de falla poste y/o estructura a los transformadores.[1]



Grafica 17 Afectación del DIU, interrupción por línea rota. [1]



Grafica 18 Afectación del DIU de interrupción por ramas sobre la red a los transformadores.[1]

Por métodos prácticos se toman muestras aleatorias, de las afectaciones del DIU a los transformadores mencionados en la tabla 4, la cantidad de afectaciones a cada transformador y las veces que se repitió la interrupción en el transformador.

A continuación, se identifican las posibles causas de las interrupciones, además podemos observar con mayor detalle las interrupciones más recurrentes en los transformadores, así como los porcentajes DIU Y FIU de dichas interrupciones.

Cabe resaltar que tome un criterio para las interrupciones, donde todas las interrupciones que no superen el 1% serán descartadas, esto debido a que en un año corrido no me generan un porcentaje significativo a la suma del DIU.

Tabla 11 Interrupciones a los transformadores

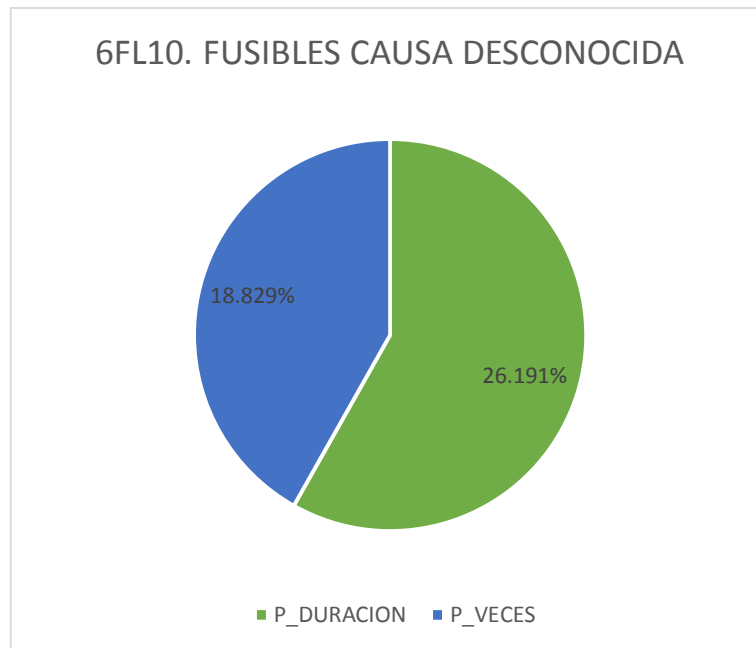
DESCRIPCIÓN INTERRUPCIÓN
6FL10. FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA
6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
6FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA
6FL08. RAMAS SOBRE LA RED
6FL04. LINEA ROTA
6FT06. APERTURA POR FALLA EN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN
6PL03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE LA LÍNEA

6FL13. DPS EN FALLA
6FL12. FALLA EN PORTA FUSIBLE / CORTACIRCUITOS
6FL05. PUENTES ROTOS/FLOJOS
6FL07. LINEAS DESTENSIONADAS
6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO
6PO07. PROYECTOS DE EXPANSION Y REPOSICION
5PO07. PROYECTOS DE EXPANSION Y REPOSICION
6PO13. INSTALACION / MANTENIMIENTO CAMBIO EQUIPO MEDIDA
6FL03. DISPARO CAUSA DESCONOCIDA
6FO18. ERROR DE OPERACIÓN DISTRIBUCION
6FL14. FALLA RED SUBTERRÁNEA / CABLE DE POTENCIA
5FL08. RAMAS SOBRE LA RED
6PO12. APERTURA PROGRAMADA POR OTRO OPERADOR DE RED
5FL04. LINEA ROTA
5FL02. AISLADOR
6FL06. ANIMALES SOBRE LA RED
5FL03. DISPARO CAUSA DESCONOCIDA
6FL02. AISLADOR
5PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO
5FO02. FALLA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En el siguiente apartado se muestra de manera grafica los porcentajes de las interrupciones que se tomaran como posibles afectaciones a los transformadores, donde veremos una comparativa entre duración y veces que afecta a los transformadores.

2.5.7.2. Interrupciones de fusibles causa desconocida

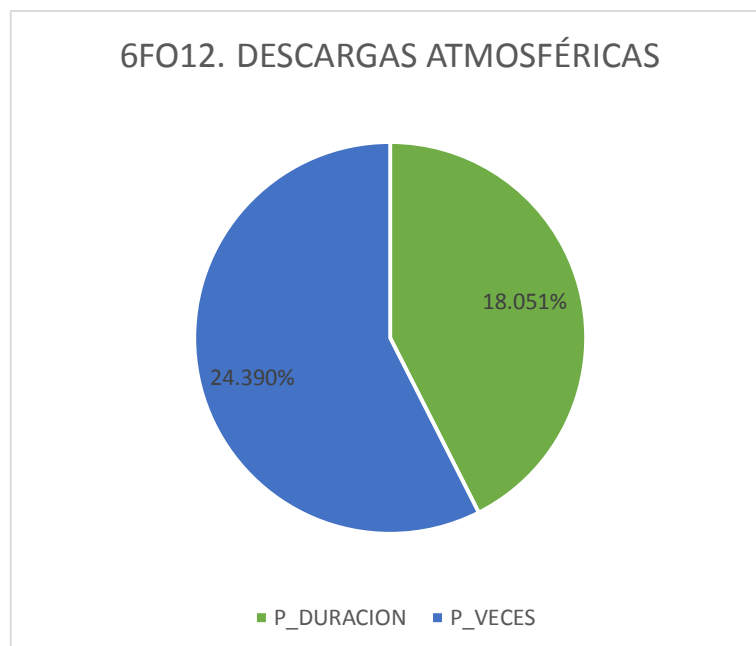
Es uno de los índices con un porcentaje de duración de 26,191% en afectación a los transformadores y una sumatoria total de 4213,575 horas/año, este evento ha dejado sin servicio a 193 usuarios.



Grafica 19 interrupciones por fusibles causa desconocida.

2.5.7.3. Interrupciones por descargas atmosféricas

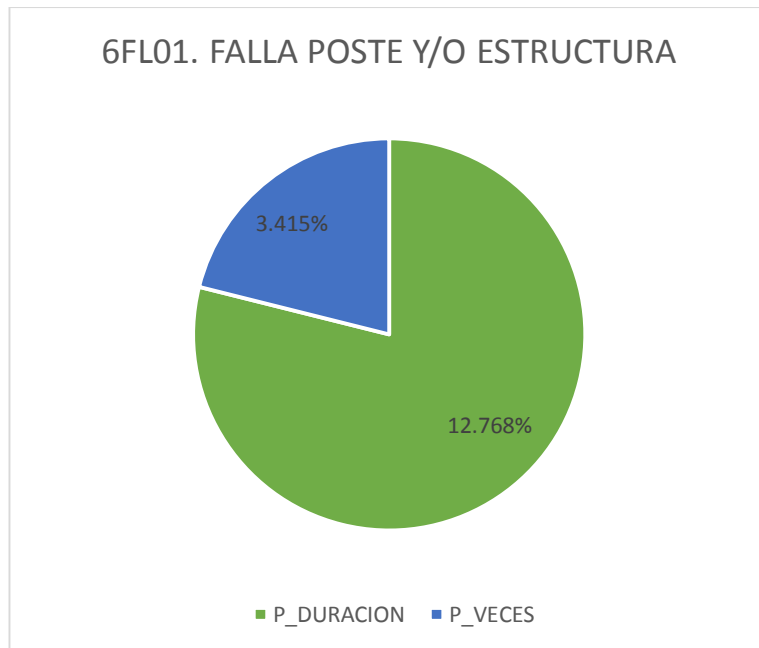
Las descargas atmosféricas son la más recurrentes con un porcentaje de 24,390% de incidencia en veces de afectaciones a los transformadores, pero con duraciones por debajo de las Interrupciones de los fusibles por causa desconocida, una de las principales causas de estas descargas atmosféricas es debido a que se presentan en zonas rurales.



Grafica 20 interrupciones por descargas atmosféricas.

2.5.7.4. Falla de poste y/o estructura.

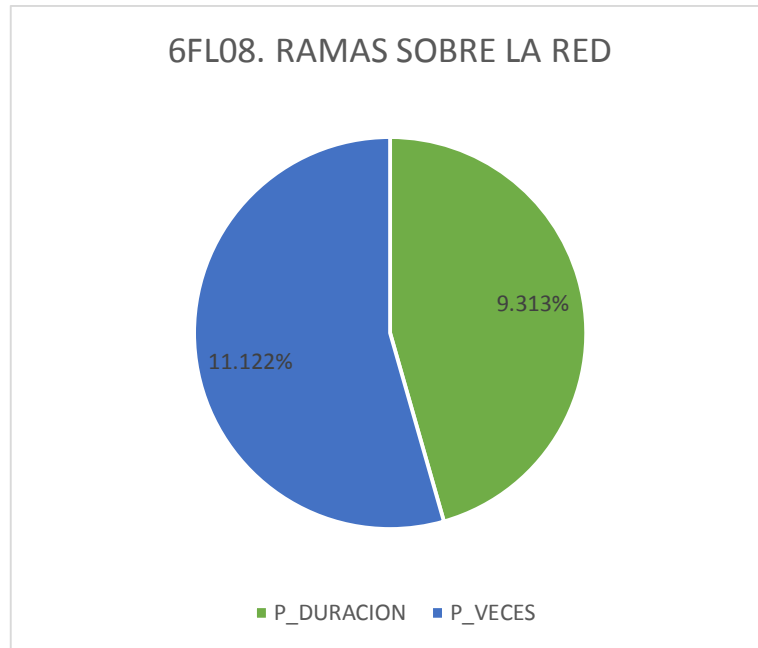
La falla de estructuras ocasiona largas duraciones en las interrupciones, como lo podemos observar en la gráfica siguiente con un porcentaje de 12,768% y un porcentaje de veces que ocurre esta interrupción de 3,415%, lo que nos dice que es una interrupción que se da pocas veces al año, pero cuando se presenta nos deja largas duraciones de interrupción.



Grafica 21 Falla de poste y/o estructura.

2.5.7.5. Interrupciones por Ramas sobre la red

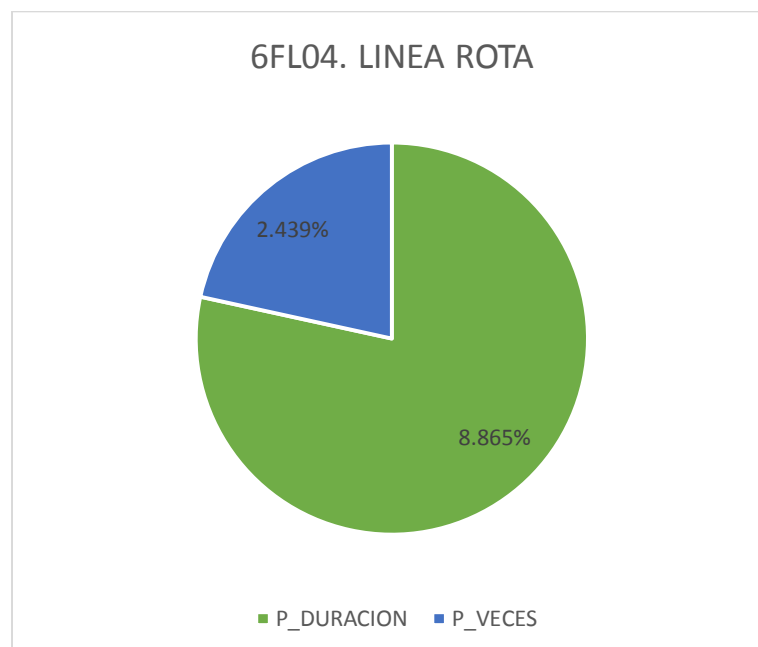
Esta interrupción tiene un porcentaje de duración de 9,313%, con porcentaje de veces que ocasiona interrupciones al servicio de 11,122%, además es ocasionada por frecuencia de podas.



Grafica 22 interrupciones por ramas sobre la red.

2.5.7.6. Interrupciones por Línea rota

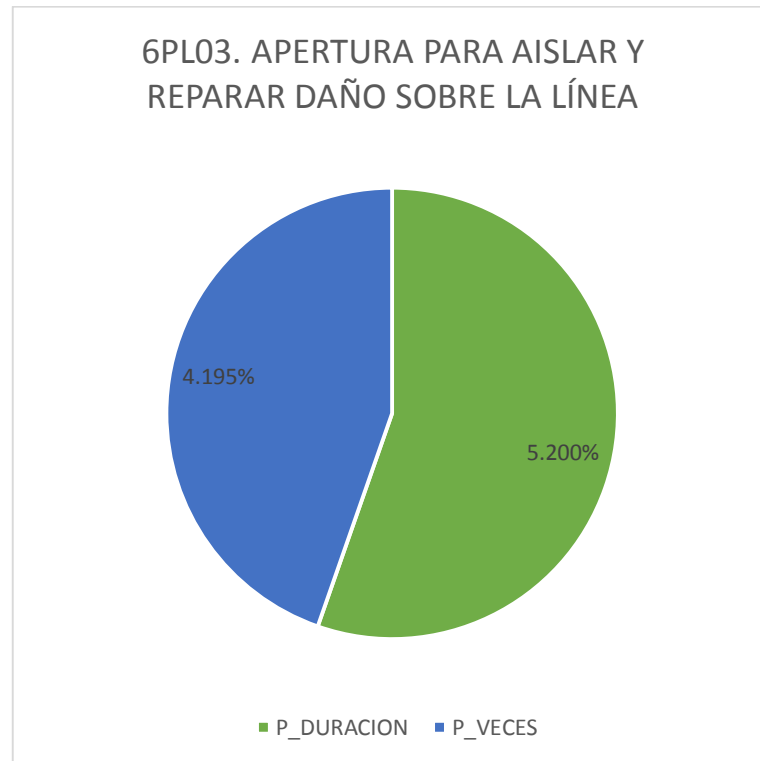
Estas interrupciones por línea rota tienen el índice de duración en 8,865% y las veces que el evento se presenta esta con un 2,439% debido a que es poco probable que suceda, pero no debemos desestimarla porque puede ocasionar pérdidas humanas.



Grafica 23 interrupciones por línea rota.

2.5.7.7. Interrupciones por apertura para aislar y reparar daño sobre la línea.

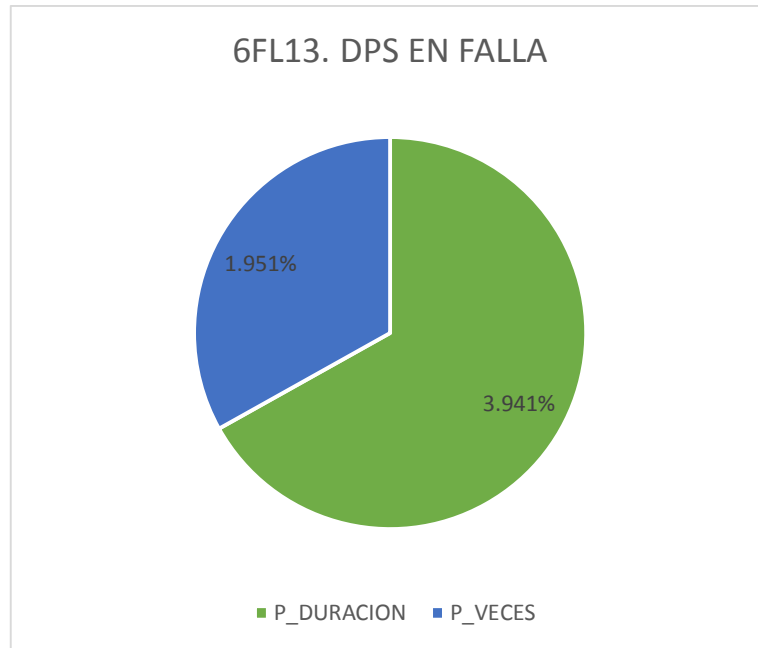
Para este caso tenemos que la duración de interrupción tiene un 5,2% y que el porcentaje de veces que interrumpió el servicio fue de 4,195%



Grafica 24 Interrupciones por apertura para aislar y reparar daño sobre la línea

2.5.7.8. Interrupciones por DPS en falla

En las interrupciones por DPS en falla la duración de interrupción tiene un porcentaje de 3,941% y el porcentaje de veces que esta interrupción ocasiono una desconexión fue de 1,951%.



Grafica 25 Interrupciones por DPS en falla.

2.6. Acciones para el mejoramiento de las interrupciones

Como se identificaron las interrupciones con afectaciones a los transformadores en el [apartado 2.6.7](#) se procede a realizar las acciones para el mejoramiento de las salidas de los transformadores.

2.6.1. Interrupción por fusible causa desconocida

Se realiza el cambio del fusible con línea energizada, pero si el arranque tiene una carga alta (cantidad de usuarios con grandes corrientes) no se puede realizar el cambio con la línea energizada, para este caso en particular se debe tener instalado cortacircuitos con cámaras ahoga arco o bajo carga (ver imágenes).



Figura 3 Cortacircuitos.[1]



Figura 4 Cortacircuitos ahoga arco o bajo carga.[1]

2.6.2. Interrupciones por descargas atmosféricas

Se realiza una revisión de las protecciones, incluyendo los apantallamientos del sitio, además se debe realizar un seguimiento de la continuidad con que ocurre esta interrupción en el lugar de la posible descarga.

2.6.3. Interrupciones por fallas de postes y/o estructuras

Las acciones de este evento dependen del tipo de daño, pero tiene unos parámetros de acción linealizados como lo son:

- ✓ Reportar al CDL.

- ✓ Realizar una SS (Solicitud de servicio).
- ✓ Aislar la red.
- ✓ Normalizar el trafo

Podemos realizar la inspección del lugar del evento, donde se tendrá en cuenta la topología geológica y ambiental del lugar.

2.6.4. Interrupciones por líneas rotas

Por tener gran impacto de pérdidas humanas, la primera acción es desconectar el servicio, y se procede a realizar un reporte detallado de la posible causa del rompimiento de la línea, por consiguiente, se hace el cambio de línea.

2.6.5. Interrupciones por ramas sobre la red

Tienen que ser intervenidas por personal especializado, las acciones que realiza el personal son:

- ✓ Revisa.
- ✓ Analiza.
- ✓ Ejecuta, dependiendo de la afectación a la red.

A veces en algunos casos solo se encargan de retirar con pértiga la rama, para luego realizar la poda.

Realización de podas según lo requerido.

2.6.6. Apertura por falla en transformador de distribución

Se debe realizar una inspección visual externa para determinar si el transformador está en condiciones de continuar en el sistema o por el contrario requiere ser sustituido, de continuar en servicio se deberá realizar las respectivas reparaciones de los aspectos afectados externamente.

Si el transformador no cumple con los parámetros para seguir en operación, deberá ser retirado para su respectivo análisis con el personal capacitado para la reparación.[10]

2.6.7. Apertura para aislar y reparar daño sobre la línea

Se desconecta la línea, se realiza la inspección del posible evento, cambio del tramo de la línea.

2.6.8. DPS en falla

Se debe identificar si el DPS está en la línea o en el transformador, después se realiza la inspección si hay acceso para la grúa, si lo hay se puede realizar el cambio con línea energizada, de lo contrario se deberá desconectar el servicio, identificar la causante de esta falla, para luego realizar el cambio del elemento.

2.6.9. Falla en porta fusible / cortacircuitos

Es necesario identificar la falla y realizar un diagnóstico de falla se hará test de tensión para la verificación de la desconexión del servicio, para luego, hacer cambio del porta fusible o cortacircuitos.

3.6.10. Puentes rotos/flojos

Se realiza la desconexión del servicio, para poder hacer el cambio del puente, se revisan los conectores, se ajustan y si es necesario se cambia el terminal.

2.6.11. Líneas destensionadas

Revisión de líneas destensionadas, desconexión del servicio, tensionamiento de línea y revisión del tramo tensionado esto con el fin de poder hacer un diagnóstico de posibles eventos a corto mediano plazo.

2.6.12. Mantenimiento general del circuito

Reportar a las áreas encargadas, cada área realiza una actividad dependiendo del activo, posteriormente se debe asignar una OT, para luego ser enviada al profesional que se encargara de la solicitud de equipos y herramientas, que enviara las autorizaciones correspondientes para la realización de la OT, se prepara el informe, se envía informe análisis de resultado y evidencia fotos.

2.6.13. Proyectos de expansión y reposición

Se debe enviar un plan de inversiones al ente regulador, para su respectivo análisis y aprobación del plan.

Dentro del plan se encuentra las inversiones que se requieren para expansión por demanda y prestación del servicio de energía eléctrico, además encontramos reposición de activos por su antigüedad y obsolescencia.

2.7. Plan de mejoramiento

Ahora bien, para el diseño del plan de mejoramiento tenemos que tener cierto nivel de fiabilidad en los equipos, además se requiere de una política de mantenimiento que nos reduzca y nos elimine los tiempos de corte.[11]

Los PM y PMO nos ayudaran a reducir en gran medida los indicadores.

2.7.1. Interrupciones por fusibles causa desconocida

Lo mejor es hacerles un seguimiento d, se puede realizar análisis descriptivo univariado y bivariado, el cual se centra en depurar las bases de datos con información de las interrupciones de los fusibles, en las cuales se encuentran datos extraños, por consiguiente, podemos hacer un análisis espacial, donde nos daremos a la tarea de explorar el comportamiento de las interrupciones en los fusibles.[12]

El análisis multivariado nos permite determinar cuáles son las zonas con mayor índice de Interrupciones en los fusibles, además el análisis jerárquico, nos puede

ayudar a identificar los grupos de los fusibles con mayor índice de interrupciones y tomar las características para el respectivo análisis.[12]

Otra mejora es identificar el tipo de fusible causante de la Interrupción y verificar si tiene capacidad de soportar la corriente de cortocircuito máxima coordinada con las protecciones instaladas en el circuito.

2.7.2. Interrupciones por descargas atmosféricas

Lo mejor es identificar los meses de recurrencia de las descargas, para esto podemos hacer un mapa de calor donde se observe los sitios con mayor incidencia de descargas, con el mapeo validaremos si los circuitos tienen las protecciones adecuadas (pararrayos, DPS, sistema de puesta a tierra, topología de cableados, apantallamientos, etc....).[13]

2.7.3. El cambio de transformadores

Conlleva a grandes duraciones de desconexión, y más cuando el área donde se deben ejecutar son veredas con difícil acceso, uno de los inconvenientes que presentan en los cambios de transformador es el transporte del trafo como tal, para mejorar esta parte se puede implementar un vehículo de tipo carga, que facilite el transporte del trafo, además, se tiene que tener presente la disponibilidad de los operarios.

2.7.4. Falla de ramas sobre la red

Debemos detectar vegetación cerca los conductores y analizar la constancia de podas, hacer inspecciones de rutina, identificando las zonas con mayor frecuencia, para poder planificar el mantenimiento preventivo.

2.7.5. Líneas rotas

Lo mejor es realizar una revisión del estado de la red identificando empalmes inadecuados, puentes y derivaciones de conductores que evidencien algún grado de desgaste o corrosión.[14] Buscar el registro de instalación para poder verificar si la red está obsoleta o requiere mantenimiento general.

2.7.6. Los sistemas de indicación de fallas y detección de ausencia de tensión

Son una de las mejores opciones, aunque las redes ya tienen un sistema de protección que aísla las fallas, podemos mejorar este sistema, agregando sistemas remotos para indicación de fallas y detección de ausencia de tensión, a continuación, mencionamos algunas herramientas de la marca Nortroll que nos ayudarían a mejorar los indicadores:

LineTroll – Indicadores de falla (indicadores de paso de falta) y detectores de ausencia y presencia de tensión para redes aéreas. Desde 6 kV hasta 138 kV.[15]

CableTroll – Indicadores de falla (indicadores de paso de falta) y detectores de ausencia y presencia de tensión para redes subterráneas. Desde 6 kV hasta 36 kV.[15]

ComTroll – Unidades terminales remotas, sistema modular con diferentes bloques de construcción que permite a las empresas de servicios públicos hacer un sistema a la medida.[11]



Figura 5 Indicador de fallas Nortroll.[15]

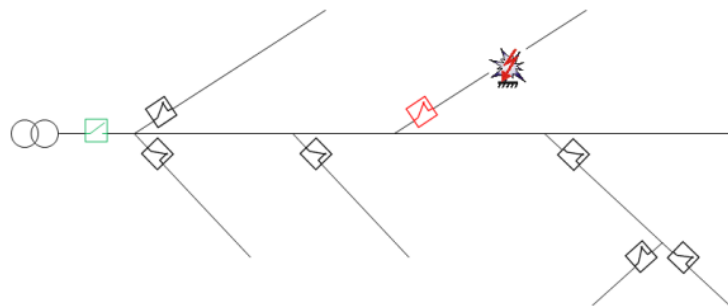


Figura 6 Respuesta de un esquema de protección convencional ante una falla.[15]

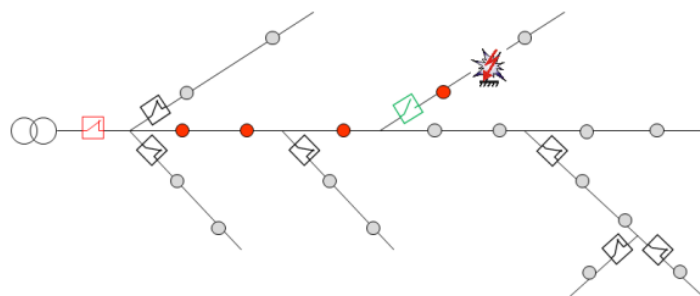


Figura 7 Respuesta de un esquema de protección con sistema remoto de indicación ante una falla.[15]

Para poder mejorar la calidad individual, es necesario llevar seguimiento de los usuarios cercanos a sobrepasar el límite establecido por el ente regulador, con las datas podemos realizar un semáforo, según sumatoria por mes y cantidad de eventos ocurridos mes año, llevando de acuerdo a su color el tipo de criticidad del usuario (rojo

cercano a 300 horas, amarillo por encima de las 200 horas y verde por debajo de las 200 horas), esto nos permitirá de manera visual establecer medidas de contingencia para con esos usuarios, además de poder incluir este sistema de alarma temprana, para llevar una gestión de los transformadores con el DIU cercano a las 360 horas, y poder mejorar los indicadores de calidad.

3.7.7. Reflectómetro

Se puede mejorar los tiempos de identificación de las fallas en las redes con este dispositivo diseñado para proporcionar Prelocalización rápida, eficaz, preciso y seguro de pruebas en cables en redes eléctricas. Este equipo funciona amplificando la señal de voltaje, y por medio de ecuaciones de onda, permite determinar la distancia exacta en donde se encuentra roto el conductor de tensión.[17]



Figura 8 Reflectómetro del dominio del tiempo TDR1000/3.[18]

3.7.8. Seccionalizador electrónico

Podemos Instalar seccionalizadores electrónicos después de los reconectadores, esto con el fin de darle mejor confiabilidad a la red, evitar interrupciones, además de poder reemplazar al fusible y entraría a operar en coordinación con el bloque de ese reconector si se tuviese, y con esto lograríamos optimizar el proceso ante fallas transitorias, así el Seccionalizador no operaría y los índices de calidad pueden mejorar. [1]



Figura 9 Seccionalizador electrónico.[1]



Figura 10 Control de asistencia remota.[1]

Capítulo III

4. Análisis de Resultados

Teniendo en cuenta lo relacionado en los apartados anteriores, específicamente en el [2.6.3](#), se realizó un análisis de 16 datas, que fueron compuestas por 2829 transformadores y un total de 53583 usuarios analizados.

Dentro de los resultados vistos en el desarrollo de mi trabajo de grado pude observar que para el mejorar los indicadores, tenemos que emplear de manera acertada las inversiones, mejorando los elementos y equipos eléctricos de la red de distribución con el fin de prevenir interrupciones en el sistema.

Ahora bien, la problemática de calidad individual en centrales eléctricas de norte de Santander regional pamplona, tuvo una cantidad considerable de transformadores y usuarios con el indicador DIU 360 excedido, encontramos 295 usuarios y 52 transformadores que superaron el umbral establecido por el ente regulador.

Se realiza una discriminación de los datos obtenidos, para poder establecer cuáles son las interrupciones causantes de mayor afectación a los usuarios de CENS.

Se dejan identificados la cantidad de transformadores por interrupciones, así como los usuarios con DIU 360 horas/año y se plantea una serie de acciones para que la calidad del servicio tenga unas mejoras considerables a mediano y largo plazo.

Capítulo IV

5. Conclusiones

- ❖ Con el análisis de la información de las datas, se determinaron los transformadores y usuarios que superan el indicador DIU 360 horas/año. Se concluye que fueron en total 51 transformadores y 295 usuarios que aportaron negativamente al indicador de calidad.
- ❖ se identificaron las diferentes causas de las interrupciones forzadas y no forzadas de los en los 51 transformadores. Estas fueron 28 en total de las cuales se discriminaron 13 datos con una alta participación de interrupciones.
- ❖ De lo analizado en el Capítulo II, apartado 2.7; se plasma las acciones tendientes a mejorar el indicador DIU 360; como acciones relevantes se plantea: reportar al CDL, realizar una SS (solicitud de servicio), revisión de protecciones y cambio de elementos con línea energizada.
- ❖ Se logra elaborar y plantear el objetivo propuesto para el plan de mejoramiento donde se plasmó la utilización de tecnología de punta como reflectometro; usos de seccionadores electrónicos, coordinación de protecciones y en el corto plazo ajustar el semáforo de advertencia de los transformadores cercanos al incumplimiento del indicador DIU 360.

Referencias bibliográficas

- [1] “CENS Grupo EPM.” <https://www.cens.com.co/> (accessed Apr. 19, 2022).
- [2] “PLAN DE INVERSIONES 2020 -2025 OPERADOR DE RED CENS S.A. E.S.P.” <https://www.cens.com.co/institucional/plan-de-inversiones-2020-2025-operador-de-red-cens-sa-esp> (accessed Apr. 29, 2022).
- [3] C. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 015 de 2018,” *Resolución 015 de 2018*. p. 239, 2018.
- [4] “Energos | Calidad de Energía | Eficiencia.” <https://www.grupoenergос.com/calidad-energia> (accessed Apr. 24, 2022).

- [5] AQUAE, "Cómo se mide la calidad del aire," pp. 2–5, 2020, [Online]. Available: <https://www.fundacionaquae.org/como-se-mide-calidad-aire/>
- [6] F. E. L. MIRANDA, "Calidad del servicio financiero." CUCUTA - NORTE DE SANTANDER, p. 20, 2019.
- [7] Superintendencia de servicios públicos domiciliarios, *Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia*. 2018.
- [8] "Principales causas que pueden provocar una falla eléctrica." <https://blog.generaclar.com/preve-con-generac/principales-causas-que-pueden-provocan-una-falla-el%C3%A9ctrica> (accessed Jun. 16, 2022).
- [9] CENS Grupo EPM, "CENS Grupo EPM." <https://www.cens.com.co/> (accessed Apr. 29, 2022).
- [10] Joseph Carlos, "DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS PARA LA EMPRESA EMCARTAGO," *Implement. Sci.*, vol. 39, no. 1, pp. 1–15, 2014.
- [11] "Soluciones para mejorar la calidad de la energía eléctrica." https://prezi.com/llm9hps_2ar5/soluciones-para-mejorar-la-calidad-de-la-energia-electrica/ (accessed Jun. 03, 2022).
- [12] E. Hernando and C. Clavijo, "distribución de las zonas rurales de Cundinamarca," 2016.
- [13] "Las 7 principales causas de fallas en subestaciones eléctricas." <https://www.tecsagro.com.mx/blog/fallas-en-subestaciones-electricas/> (accessed Jun. 01, 2022).
- [14] J. S. G. Garzón, "Metodología de evaluación de riesgos para la identificación de fallas potenciales en redes eléctricas de distribución primarias," *Trabajo de investigación*. <http://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/79977> (accessed Jun. 06, 2022).
- [15] "Indicadores de falla." <https://www.pti-sa.com.co/es/pti-tec/potencia-instrumentacion-y-calidad-de-energia/nortroll> (accessed May 29, 2022).
- [16] "Indicación de fallas Nortroll." <https://pti-sa.com.co/es/component/edocman/blog/nortroll/indicacion-de-fallas-nortroll?Itemid=> (accessed May 30, 2022).

[17] S. A. G. Chacón and M. A. V. Rojas, “Planeación estratégica para el suministro de calidad del servicio de energía eléctrica en Bogotá,” 2020.

[18] “Reflectómetro - Todos los fabricantes industriales.”

<https://www.directindustry.es/fabricante-industrial/reflectometro-74961.html>

(accessed Jun. 16, 2022).

6. Anexos

ANEXO1. [TRAFOS](#)

Tabla 12 transformadores con DIU superior a 360 horas/año marzo 2021 a marzo de 2022

AÑO	2021									2022				
TRAFO	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	Total, general
1T0371 2	0,61	52,89	58,94	1,72	54,52	10,38	127,38	54,68			20,17		12,38	393,68
1T0371 4	52,90	75,41		1,72	103,91	28,63	59,66	5,59		24,07	10,34		9,37	371,60
1T0414 3	0,14	80,96	9,20	12,53	91,49	65,30	29,48	45,78	67,70	0,23			0,07	402,88
1T0414 4	0,14	49,18	9,20	7,86	32,05	79,37	92,05	25,28	6,34	0,23		78,79	0,07	380,55
1T0414 9	0,14	72,12	29,94	137,38	27,70	22,75	6,44	26,32	120,57	0,23	26,98		0,07	470,64
1T0415 3	25,75	47,36	29,94	109,52	40,10	22,75	6,44	26,32		0,23	74,53	49,34	0,07	432,34
1T0415 9	0,14	249,35	29,94	38,44	22,61	38,01	6,44	26,32		0,23	32,48		0,07	444,03
1T0416 0	51,32	97,31	29,94	55,96	22,61	141,91	16,36	26,32		0,23	32,48		0,07	474,50
1T0417 4	0,14	83,10	74,63	125,68	24,04	50,99	6,44	10,90		0,23			41,44	417,60
1T0417 5	0,14	136,70	44,65	30,13	166,42	52,25	6,44	1,57	50,83	0,23			65,44	554,80
1T0417 6	0,14	60,50	44,65	30,13	166,42	146,59	6,44	1,57	50,83	0,23			73,24	580,73
1T0417 7	0,14	60,50	66,35	69,87	166,42	46,63	6,44	1,57	50,83	0,23			65,44	534,42
1T0417 8	0,14	78,50	44,65	30,13	166,42	46,63	6,44	11,96	50,83	21,96			89,08	546,75
1T0417 9	9,82	71,37	128,56	91,00	24,04	46,63	6,44	35,66	8,28	0,23		177,48	41,44	640,96

1T0418 7	9,82	162,11	38,14	62,75	24,04	63,75	6,44	28,18	7,05	0,23	22,65	4,54	41,44	471,13
1T0418 8	9,82	69,64	41,62	102,8 9	24,04	46,63	52,81	28,18	26,56	0,23		4,54	41,44	448,40
1T0419 4	39,98	22,15	80,15	194,7 5	154,0 5		25,01	15,79		0,23			0,07	532,18
1T0420 2	39,98	16,59	55,58	70,32	78,15	144,1 7	21,94	15,79		0,23		17,48	0,07	460,31
1T0420 9	17,85	16,59	1,00	41,57	243,0 1		39,47	15,79		0,23			0,07	375,58
1T0421 1	62,27	16,59	1,00	41,57	14,04		20,26	29,12	117,4 8	45,66		19,02	58,02	425,02
1T0421 8	39,98	103,62	1,00	67,75	144,0 2	22,60	160,6 0	15,79		0,23			0,07	555,67
1T0422 0	69,55	16,59	75,73	41,57	122,4 4		53,26	38,84		0,23			0,07	418,27
1T0422 1	39,98	16,59	96,95	41,57	14,04	116,7 2	20,26	15,79		0,23			0,07	362,20
1T0422 3	268,2 6	12,78	42,66	1,19	0,33		6,44	30,57	18,70	13,36		4,47	0,07	398,82
1T0423 9	7,29	69,74	46,42	69,65	21,57	29,15	81,10	25,11		0,23		24,21	0,07	374,53
1T0425 3	7,29	36,17	30,02	7,00	7,59	37,11	12,76			361,7 5		24,21	0,07	523,98
1T0426 1	8,61	69,77	55,99	44,90	280,1 2	41,80	85,23			0,23		24,21	0,07	610,93
1T0426 8	7,29	43,36	51,25	93,22	28,83	41,80	85,23	25,11	106,8 8	17,03	27,09	24,21	0,07	551,38
1T0679 5	26,17	1,35	25,99	9,40	436,3 6		53,30	64,73						617,30
1T0680 2	19,70		0,07	4,90	9,04	241,6 1	61,45	31,66			7,78			376,21
1T0836 0	3,62	64,58		1,72	145,4 5	28,63	63,36	5,59		29,68	20,17		9,37	372,17
1T1016 4	119,6 5	35,64	48,28	8,25	36,62	44,45	33,43	22,78		0,23		24,21	0,07	373,61
2T0101 8		1,32	86,60	74,10			23,19	5,03	21,02	7,55	48,88	147,9 7	4,37	420,04
2T0142 8	7,18	129,87		33,60					21,87	212,1 7			3,82	408,50
2T0145 3	5,58	0,71		32,94	179,6 0	11,57	47,10				15,67	152,6 4	7,08	452,89
2T0145 4	41,60			32,94	179,6 0	11,57	47,10				15,67	188,1 5	7,08	523,71

2T0145 6	5,58			32,94	179,6 0	11,57	47,10				15,67	152,6 4	7,08	452,18
2T0145 7	5,58			32,94	179,6 0	11,57	47,10				15,67	169,3 0	7,08	468,83
2T0145 8	26,34			32,94	179,6 0	11,57	47,10				15,67	202,3 1	7,08	522,61
2T0145 9	9,93			32,94	179,6 0	11,57	47,10				15,67	178,2 5	7,08	482,15
2T0146 1	5,58			42,95	179,6 0	11,57	47,10				15,67	152,6 4	7,08	462,19
2T0146 2	5,58			32,94	179,6 0	11,57	47,10			7,80	15,67	152,6 4	16,53	469,43
2T0152 7	7,18	129,87	180,7 4	32,69			24,11						3,82	378,40
2T0154 8				0,92					372,9 3					373,84
2T0154 9				0,92					372,9 3					373,84
2T0155 3	41,09			58,62	94,45		111,5 9	920,4 4	18,48			22,93		1267,60
2T0155 5	122,1 9			58,62	94,45		83,65	24,85	18,48					402,24
2T0155 6	41,18	56,64		58,62	94,45		66,25	24,85	18,48					360,46
2T0164 2			4,73	784,7 8										789,51
2T0171 5				9,69	70,08						433,2 9			513,07
2T0177 6	0,22	0,82		4,33	26,64	650,8 7		53,38		13,75		3,50	4,37	757,89

ANEXO2. CODIGO INTERRUPCIONES

Tabla 13 Códigos de interrupciones

NAME	PENALIZA
PRUEBA Causa para maniobras de prueba o excluidas.	NO
3FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA	NO
3FL02. FALLA AISLADOR	NO
3FL03. DISPARO CAUSA DESCONOCIDA	NO

3FL04. LINEA ROTA	NO
3FL05. PUENTES ROTOS/FLOJOS	NO
3FL06. ANIMALES SOBRE LA RED	NO
3FL07. LINEAS DESTENSIONADAS	NO
3FL08. RAMAS SOBRE LA RED	NO
3FO01. ERROR DE OPERACIÓN	NO
3FO02. FALLA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	NO
3FO03. FALLA DE COMUNICACIÓN	NO
3FO04. FALLA EQUIPO DE CONTROL	NO
3FO05. APERTURA POR EDAC	NO
3FO07. APAGÓN POR FALLA EN EL SIN	NO
3FO08. CATASTROFES NATURALES	NO
3FO09. ACCIDENTE DE TRANSITO	NO
3FO10. ATENTADO CONTRA INFRAESTRUCTURA	NO
3FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	NO
3FO14. RETRASOS EN LA ATENCION POR ALTERACIÓN DE ORDEN PUBLICO	NO
3FS01. FALLA TRAFO DE POTENCIA	NO
3FS02. FALLA EQUIPO DE PATIO EN LA SUBESTACIÓN BAHIA TRAFO	NO
3FS03. FALLA EQUIPO DE PATIO EN LA SUBESTACIÓN BAHIA LINEA	NO
3FS04. FALLA CABLE DE POTENCIA EN LA SUBESTACIÓN	NO
3FS06. ANIMALES EN LA SUBESTACION	NO
3PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	NO
3PL02. INSTALACIÓN EQUIPO SOBRE LA RED	NO

3PL03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE LA LÍNEA	NO
3PL05. CONEXION RED NUEVA	NO
3PL06. PODA DE ARBOLES	NO
3PO01. MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIONES	NO
3PO02. APERTURA PARA LOCALIZAR DAÑO	NO
3PO04. DESCONEXION POR SEGURIDAD CIUDADANA	NO
3PO05. SOLICITUD CENTRO NACIONAL DE DESPACHO	NO
3PO06. LIMITACION DE SUMUNISTRO	NO
3PO07. PROYECTOS DE EXPANSION	NO
3PO08. EXIGENCIA TRASLADO Y ADECUACION DE INFRAESTRUCTURA	NO
3PO09. DESCONEXIÓN POR CATASTROFES NATURALES	NO
3PO10. DESCONEXIÓN POR ATENTADO CONTRA INFRAESTRUCTURA	NO
3PO11. TRANSFERENCIA DE CARGA	NO
3PO12. APERTURA PROGRAMADA POR OTRO OPERADOR DE RED	NO
3PO13. INSTALACION / MANTENIMIENTO CAMBIO EQUIPO MEDIDA	NO
3PS01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL TRAF0 DE POTENCIA	NO
3PS02. MANTENIMIENTO EQUIPO DE PATIO BAHIA TRAF0	NO
3PS03. MANTENIMIENTO EQUIPO DE PATIO BAHIA LINEA	NO
3PS04. APERTURA PARA AISLAR Y REPARA DAÑO EN LA SUBESTACIÓN	NO
3PS05. TRABAJOS SUBESTACIONES REMODELACIONES Y REPOSICIONES	NO
3PT04. TOMA DE MUESTRA DE ACEITE PARA EXAMINAR PCB	NO
4FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA	NO
4FL02. FALLA AISLADOR	NO

4FL03. DISPARO CAUSA DESCONOCIDA	NO
4FL04. LINEA ROTA	NO
4FL05. PUENTES ROTOS/FLOJOS	NO
4FL06. ANIMALES SOBRE LA RED	NO
4FL07. LINEAS DESTENSIONADAS	NO
4FL08. RAMAS SOBRE LA RED	NO
4FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	SI
4FL14. FALLA RED SUBTERRÁNEA / CABLE DE POTENCIA	NO
4FO01. ERROR DE OPERACIÓN	SI
4FO02. FALLA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	NO
4FO03. FALLA DE COMUNICACIÓN	NO
4FO04. FALLA EQUIPO DE CONTROL	SI
4FO06. DISPARO POR SOBRECARGA	SI
4FO08. CATASTROFES NATURALES	NO
4FO09. ACCIDENTE DE TRANSITO	NO
4FO10. ATENTADO CONTRA INFRAESTRUCTURA	NO
4FO11. FALLA CAUSADA POR TELEMÁTICOS	NO
4FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	NO
4FO13. FALLA ACTIVO PROPIEDAD DE OTRO OPERADOR DE RED	NO
4FO14. RETRASOS EN LA ATENCION POR ALTERACIÓN DE ORDEN PUBLICO	NO
4FS01. FALLA TRAFO DE POTENCIA	SI
4FS02. FALLA EQUIPO DE PATIO EN LA SUBESTACIÓN BAHIA TRAFO	SI
4FS03. FALLA EQUIPO DE PATIO EN LA SUBESTACIÓN BAHIA LINEA	NO

4FS05. FALLA BANCO DE CONDENSADORES	NO
4FS06. ANIMALES EN LA SUBESTACION	SI
4FS07. ACTUACIÓN DIFERENCIAL DE BARRA	NO
4PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	NO
4PL02. INSTALACIÓN EQUIPO SOBRE LA RED	NO
4PL03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE LA LÍNEA	NO
4PL05. CONEXION RED NUEVA	NO
4PL06. PODA DE ARBOLES	NO
4PO01. MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIONES	NO
4PO02. APERTURA PARA LOCALIZAR DAÑO	NO
4PO03. APERTURA POR DAÑO / SOLICITUD DEL USUARIO	NO
4PO04. DESCONEXION POR SEGURIDAD CIUDADANA	NO
4PO05. SOLICITUD CENTRO NACIONAL DE DESPACHO	NO
4PO06. LIMITACION DE SUMUNISTRO	NO
4PO07. PROYECTOS DE EXPANSION	NO
4PO08. EXIGENCIA TRASLADO Y ADECUACION DE INFRAESTRUCTURA	NO
4PO09. DESCONEXIÓN POR CATASTROFES NATURALES	NO
4PO10. DESCONEXIÓN POR ATENTADO CONTRA INFRAESTRUCTURA	NO
4PO11. TRANSFERENCIA DE CARGA	NO
4PO12. APERTURA PROGRAMADA POR OTRO OPERADOR DE RED	NO
4PO13. INSTALACION / MANTENIMIENTO CAMBIO EQUIPO MEDIDA	NO
4PS01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL TRAFIO DE POTENCIA	SI
4PS02. MANTENIMIENTO EQUIPO DE PATIO BAHIA TRAFIO	SI

4PS03. MANTENIMIENTO EQUIPO DE PATIO BAHIA LINEA	NO
4PS04. APERTURA PARA AISLAR Y REPARA DAÑO EN LA SUBESTACIÓN	SI
4PS05. TRABAJOS SUBESTACIONES REMODELACIONES Y REPOSICIONES	NO
4PT04. TOMA DE MUESTRA DE ACEITE PARA EXAMINAR PCB	NO
5FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA	SI
5FL02. FALLA AISLADOR	SI
5FL03. DISPARO CAUSA DESCONOCIDA	SI
5FL04. LINEA ROTA	SI
5FL05. PUENTES ROTOS/FLOJOS	SI
5FL06. ANIMALES SOBRE LA RED	SI
5FL07. LINEAS DESTENSIONADAS	SI
5FL08. RAMAS SOBRE LA RED	SI
5FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	SI
5FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	SI
5FL12. FALLA EN PORTA FUSIBLE / CORTACIRCUITOS	SI
5FL13. DPS EN FALLA	SI
5FL14. FALLA RED SUBTERRÁNEA / CABLE DE POTENCIA	SI
5FO01. ERROR DE OPERACIÓN	SI
5FO02. FALLA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	SI
5FO03. FALLA DE COMUNICACIÓN	SI
5FO04. FALLA EQUIPO DE CONTROL	SI
5FO06. DISPARO POR SOBRECARGA	SI
5FO08. CATASTROFES NATURALES	NO

5FO09. ACCIDENTE DE TRANSITO	SI
5FO10. ATENTADO CONTRA INFRAESTRUCTURA	NO
5FO11. FALLA CAUSADA POR TELEMÁTICOS	SI
5FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	SI
5FO13. FALLA ACTIVO PROPIEDAD DE OTRO OPERADOR DE RED	SI
5FO14. RETRASOS EN LA ATENCION POR ALTERACIÓN DE ORDEN PUBLICO	NO
5FS01. FALLA TRAFO DE POTENCIA	SI
5FS02. FALLA EQUIPO DE PATIO EN LA SUBESTACIÓN BAHIA TRAFO	SI
5FS03. FALLA EQUIPO DE PATIO EN LA SUBESTACIÓN BAHIA LINEA	SI
5FS04. FALLA CABLE DE POTENCIA EN LA SUBESTACIÓN	SI
5FS05. FALLA BANCO DE CONDENSADORES O REGULADORES	SI
5FS06. ANIMALES EN LA SUBESTACION	SI
5FT06. APERTURA POR FALLA EN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	SI
5PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	SI
5PL02. INSTALACIÓN EQUIPO SOBRE LA RED	SI
5PL03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE LA LÍNEA	SI
5PL05. CONEXION RED NUEVA CONTROL PERDIDAS	SI
5PL06. PODA DE ARBOLES	SI
5PL07. MANTENIMIENTO TELEMÁTICOS	SI
5PO01. MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIONES	SI
5PO02. APERTURA PARA LOCALIZAR DAÑO	SI
5PO03. APERTURA POR DAÑO / SOLICITUD DEL USUARIO	SI
5PO04. DESCONEXION POR SEGURIDAD CIUDADANA	NO

5PO06. LIMITACION DE SUMUNISTRO	NO
5PO07. PROYECTOS DE EXPANSION Y REPOSICION	SI
5PO08. EXIGENCIA TRASLADO Y ADECUACION DE INFRAESTRUCTURA	NO
5PO09. DESCONEXIÓN POR CATASTROFES NATURALES	NO
5PO10. DESCONEXIÓN POR ATENTADO CONTRA INFRAESTRUCTURA	NO
5PO11. TRANSFERENCIA DE CARGA	SI
5PO12. APERTURA PROGRAMADA POR OTRO OPERADOR DE RED	SI
5PO13. INSTALACION / MANTENIMIENTO CAMBIO EQUIPO MEDIDA	SI
5PO14. INCUMPLIMIENTO EN EL CONTRATO DE SERVICIOS PÚBLICOS	NO
5PS01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL TRAF0 DE POTENCIA	SI
5PS02. MANTENIMIENTO EQUIPO DE PATIO BAHIA TRAF0	SI
5PS03. MANTENIMIENTO EQUIPO DE PATIO BAHIA LINEA	SI
5PS04. APERTURA PARA AISLAR Y REPARA DAÑO EN LA SUBESTACIÓN	SI
5PS05. TRABAJOS SUBESTACIONES REMODELACIONES Y REPOSICIONES	NO
5PT01. MANTENIMIENTO TRAF0 DISTRIBUCIÓN	SI
5PT02. CAMBIO TRAF0 DE DISTRIBUCIÓN	SI
5PT03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE TRAF0	SI
5PT04. TOMA DE MUESTRA DE ACEITE PARA EXAMINAR PCB	NO
6FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA	SI
6FL02. FALLA AISLADOR	SI
6FL03. DISPARO CAUSA DESCONOCIDA	SI
6FL04. LINEA ROTA	SI
6FL05. PUENTES ROTOS/FLOJOS	SI

6FL06. ANIMALES SOBRE LA RED	SI
6FL07. LINEAS DESTENSIONADAS	SI
6FL08. RAMAS SOBRE LA RED	SI
6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	SI
6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	SI
6FL12. FALLA EN PORTA FUSIBLE / CORTACIRCUITOS	SI
6FL13. DPS EN FALLA	SI
6FL14. FALLA RED SUBTERRÁNEA / CABLE DE POTENCIA	SI
6FL16. APERTURA DEBIDO A CONEXIONES ILEGALES	SI
6FO01. ERROR DE OPERACIÓN	SI
6FO02. FALLA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	SI
6FO03. FALLA DE COMUNICACIÓN	SI
6FO04. FALLA EQUIPO DE CONTROL	SI
6FO06. DISPARO POR SOBRECARGA	SI
6FO08. CATASTROFES NATURALES	NO
6FO09. ACCIDENTE DE TRANSITO	SI
6FO10. ATENTADO CONTRA INFRAESTRUCTURA	NO
6FO11. FALLA CAUSADA POR TELEMÁTICOS	SI
6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	SI
6FO13. FALLA ACTIVO PROPIEDAD DE OTRO OPERADOR DE RED	SI
6FO14. RETRASOS EN LA ATENCION POR ALTERACIÓN DE ORDEN PUBLICO	NO
6FS03. FALLA EQUIPO DE PATIO EN LA SUBESTACIÓN BAHIA LINEA	SI
6FS04. FALLA CABLE DE POTENCIA EN LA SUBESTACIÓN	SI

6FS05. FALLA BANCO DE CONDENSADORES O REGULADORES	SI
6FS06. ANIMALES EN LA SUBESTACION	SI
6FT06. APERTURA POR FALLA EN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	SI
6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	SI
6PL02. INSTALACIÓN EQUIPO SOBRE LA RED	SI
6PL03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE LA LÍNEA	SI
6PL05. CONEXION RED NUEVA CONTROL PERDIDAS	SI
6PL06. PODA DE ARBOLES	SI
6PL07. MANTENIMIENTO TELEMÁTICOS	SI
6PO01. MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIONES	SI
6PO02. APERTURA PARA LOCALIZAR DAÑO	SI
6PO03. APERTURA POR DAÑO / SOLICITUD DEL USUARIO	SI
6PO04. DESCONEXION POR SEGURIDAD CIUDADANA	NO
6PO06. LIMITACION DE SUMUNISTRO	NO
6PO07. PROYECTOS DE EXPANSION Y REPOSICION	SI
6PO08. EXIGENCIA TRASLADO Y ADECUACION DE INFRAESTRUCTURA	NO
6PO09. DESCONEXIÓN POR CATASTROFES NATURALES	NO
6PO10. DESCONEXIÓN POR ATENTADO CONTRA INFRAESTRUCTURA	NO
6PO11. TRANSFERENCIA DE CARGA	SI
6PO12. APERTURA PROGRAMADA POR OTRO OPERADOR DE RED	SI
6PO13. INSTALACION / MANTENIMIENTO CAMBIO EQUIPO MEDIDA	SI
6PO14. INCUMPLIMIENTO EN EL CONTRATO DE SERVICIOS PÚBLICOS	NO
6PS03. MANTENIMIENTO EQUIPO DE PATIO BAHIA LINEA	SI

6PS04. APERTURA PARA AISLAR Y REPARA DAÑO EN LA SUBESTACIÓN	SI
6PS05. TRABAJOS SUBESTACIONES REMODELACIONES Y REPOSICIONES	NO
6PT01. MANTENIMIENTO TRAF0 DISTRIBUCIÓN	SI
6PT02. CAMBIO TRAF0 DE DISTRIBUCIÓN	SI
6PT03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE TRAF0	SI
6PT04. TOMA DE MUESTRA DE ACEITE PARA EXAMINAR PCB	NO
7FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA	SI
7FL02. FALLA AISLADOR	SI
7FL04. LINEA ROTA	SI
7FL05. PUENTES ROTOS/FLOJOS	SI
7FL06. ANIMALES SOBRE LA RED	SI
7FL07. LINEAS DESTENSIONADAS	SI
7FL08. RAMAS SOBRE LA RED	SI
7FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	SI
7FL11. LUMINARIA EN FALLA	SI
7FL14. FALLA RED SUBTERRÁNEA / CABLE DE POTENCIA	SI
7FL15. APERTURA DEL TRAF0 POR FALLA EN ACOMETIDA/CAJA DE DISTRIBUCIÓN	SI
7FL16. APERTURA DEBIDO A CONEXIONES ILEGALES	SI
7FO01. ERROR DE OPERACIÓN	SI
7FO08. CATASTROFES NATURALES	NO
7FO09. ACCIDENTE DE TRANSITO	SI
7FO10. ATENTADO CONTRA INFRAESTRUCTURA	NO
7FO11. FALLA CAUSADA POR TELEMÁTICOS	SI

7FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	SI
7FO14. RETRASOS EN LA ATENCION POR ALTERACIÓN DE ORDEN PUBLICO	NO
7FT01. CAMBIO TRAF0 DISTRIBUCION FALLADO	SI
7FT02. FALLA DE FUSIBLES TRAF0 PROPIEDAD DE LOS USUARIOS	NO
7FT03. TRANSFORMADOR PARTICULAR FALLADO	NO
7FT04. FALLA BAJANTE Y/O CONECTORES (TRAF0)	SI
7FT05. FALLA BUJE / DPS / CORTACIRCUITOS DE TRANSFORMADOR	SI
7PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	SI
7PL02. INSTALACIÓN EQUIPO SOBRE LA RED	SI
7PL03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE LA LÍNEA	SI
7PL04. TRABAJOS DE ALUMBRADO PUBLICO EN REDES DE USO COMUN	SI
7PL05. CONEXION RED NUEVA CONTROL PERDIDAS	SI
7PL06. PODA DE ARBOLES	SI
7PL07. MANTENIMIENTO TELEMÁTICOS	SI
7PO01. MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE MEDIDA	SI
7PO02. APERTURA PARA LOCALIZAR DAÑO	SI
7PO03. APERTURA POR DAÑO / SOLICITUD DEL USUARIO	SI
7PO04. DESCONEXION POR SEGURIDAD CIUDADANA	NO
7PO06. LIMITACION DE SUMUNISTRO	NO
7PO07. PROYECTOS DE EXPANSION Y REPOSICION	SI
7PO08. EXIGENCIA TRASLADO Y ADECUACION DE INFRAESTRUCTURA	NO
7PO09. DESCONEXIÓN POR CATASTROFES NATURALES	NO
7PO10. DESCONEXIÓN POR ATENTADO CONTRA INFRAESTRUCTURA	NO

7PO13. INSTALACION / MANTENIMIENTO CAMBIO EQUIPO MEDIDA	SI
7PO14. INCUMPLIMIENTO EN EL CONTRATO DE SERVICIOS PÚBLICOS	NO
7PT01. MANTENIMIENTO TRAF0 DISTRIBUCIÓN	SI
7PT02. CAMBIO TRAF0 DE DISTRIBUCIÓN	SI
7PT03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE TRAF0	SI
7PT04. TOMA DE MUESTRA DE ACEITE PARA EXAMINAR PCB	NO
8FL01 AC-ACOMETIDA EN CORTO	NO
8FL02 AF_ACOMETIDA FLOJA	NO
8FL03 A.R-ACOMETIDA ROTA	NO
8FL04 AS_ACOMETIDA SULFATADA	NO
8FL05 CA-DAÑO EN CAJA ANTIFRAUDE	NO
8FL06 AP-ALUMBRADO PUBLICO	NO
8FL07 CF_CAMBIO DE FASE ACOMETIDA POR MALA CALIDAD DEL SERVICIO	NO
8FL08 ICN-INSTALO CAMBIO AJUSTO CONECTOR	NO
8FL09 ACOMETIDA SIN CONECTOR	NO
8FL10 AUTOMÁTICO DISPARADO EN EL MACROMEDIDOR	NO
8FO01 MA_Maniobras de Circuitos y Revisiones Visuales a los Circuitos	NO
8FU01 CS_NO SE ENCUENTRA NADIE EN LA DIRECCIÓN ASIGNADA	NO
8FU02 DIL_DILIGENCIAS NO ASOCIADAS CON LA LABOR DE REPARACIÓN (CITAS PERSONALES - COMBUSTIBLE - MATERIALES)	NO
8FU03 OC-ORDEN CANCELADA	NO
8FU04 AD-AUTOMATICO DISPARADO_ INTERNO	NO
8FU05 AD-AUTOMATICO DISPARADO_ MEDIDOR	NO

8FU06 DI_DAÑO INSTALACION INTERNA	NO
8FU07 HR_YA HABIAN REPARADO	NO
8FU08 NO EXISTE DIRECCION DICTADA	NO
8FU09 NN-NO LLAMARON CASA SOLA NO EXISTE DIRECCION	NO
8FU10 DÑ_DAÑO EN EL MEDIDOR	NO
8FU11 RCC-REPORTES CONTROL CONSUMOS	NO
8FU12 SD-SERVICIO DIRECTO	NO
8FU13 REC-RECONEXION DE SERVICIO	NO
8FU14 REP-REPORTES VARIOS	NO
8FU15 RTE-REPORTES TRANSPORTE DE ENERGIA	NO
8FU16 SCT_SERVICIO CONF TELEFONO	NO
8FU17 SN-SERVICIO NORMAL	NO
8FU18 SP-SERVICIO PROVISIONAL	NO
8FU19 CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN POR SOLICITUD DEL USUARIO	NO
8FU20 ICC_CAMBIO DE CONCENTRICO	NO
8FU21 SUSPENSION POR INCUMPLIMIENTO DE SERVICIOS PUBLICOS	NO
8FU22 NEE-NEUTRO ENERGIZADO	NO
8FU23 AÍSLA PELIGRO DE ALUMBRADO PÚBLICO	NO
8FU24 DAÑO EN TUBO DE ACOMETIDA	NO
8FU25 DAÑO MEDIDOR BICUERPO	NO
5PL08. APERTURA DE REDES DE USO COMUN PARA REALIZAR TRABAJOS PARTICULARES	SI

6PL08. APERTURA DE REDES DE USO COMUN PARA REALIZAR TRABAJOS PARTICULARES	SI
7PL08. APERTURA DE REDES DE USO COMUN PARA REALIZAR TRABAJOS PARTICULARES	SI
5PL09. APERTURA POR TRABAJOS DE CORTE Y RECONEXION	SI
6PL09. APERTURA POR TRABAJOS DE CORTE Y RECONEXION	SI
7PL09. APERTURA POR TRABAJOS DE CORTE Y RECONEXION	SI
5PL10. APERTURA PROGRAMADA EN ACTIVOS EXCLUSIVOS DE ALUMBRADO PUBLICO	NO
6PL10. APERTURA PROGRAMADA EN ACTIVOS EXCLUSIVOS DE ALUMBRADO PUBLICO	NO
7PL10. APERTURA PROGRAMADA EN ACTIVOS EXCLUSIVOS DE ALUMBRADO PUBLICO	NO
5FL17. FALLA EN ACTIVOS EXCLUSIVOS DE ALUMBRADO PUBLICO	NO
6FL17. FALLA EN ACTIVOS EXCLUSIVOS DE ALUMBRADO PUBLICO	NO
7FL17. FALLA EN ACTIVOS EXCLUSIVOS DE ALUMBRADO PUBLICO	NO
7FO06. FALLA DE FUSIBLES POR SOBRECARGA EN EL TRAFICO DE DISTRIBUCION	SI
7FL09. APERTURA DE LA LINEA PROPIEDAD DEL USUARIO	NO
7FO15. TRANSFORMADOR PARTICULAR FALLADO REPOSICION RESPONSABILIDAD DEL OR	SI
5PO15. APERTURA ESQUEMA SUPLEMENTARIO POR SOBRECARGA EN EL STR O STN	NO
6PO15. APERTURA ESQUEMA SUPLEMENTARIO POR SOBRECARGA EN EL STR O STN	NO
5PO16. APERTURA ESQUEMA SUPLEMENTARIO POR SUBTENSION EN EL STR O STN	NO
6PO16. APERTURA ESQUEMA SUPLEMENTARIO POR SUBTENSION EN EL STR O STN	NO
5PO17. APERTURA POR EDAC BAJA FRECUENCIA EN EL SIN	NO
6PO17. APERTURA POR EDAC BAJA FRECUENCIA EN EL SIN	NO

5PO18. APERTURA ESQUEMA SUPLEMENTARIO POR SOBRECARGA EN EL SDL	SI
6PO18. APERTURA ESQUEMA SUPLEMENTARIO POR SOBRECARGA EN EL SDL	SI
5PO19. APERTURA ESQUEMA SUPLEMENTARIO POR SUBTENSION EN EL SDL	SI
6PO19. APERTURA ESQUEMA SUPLEMENTARIO POR SUBTENSION EN EL SDL	SI
4PO20. RETIE NUMERAL 10.6 INSTALACION CON RIESGO ALTO O INMINENTE PELIGRO	NO
5PO20. RETIE NUMERAL 10.6 INSTALACION CON RIESGO ALTO O INMINENTE PELIGRO	NO
6PO20. RETIE NUMERAL 10.6 INSTALACION CON RIESGO ALTO O INMINENTE PELIGRO	NO
7PO20. RETIE NUMERAL 10.6 INSTALACION CON RIESGO ALTO O INMINENTE PELIGRO	NO
7FO16. REPOSICION ELEMENTOS ASOCIADOS AL TRAFIO PARTICULAR RESPONSABILIDAD DEL OR	SI
7FT16. TRANSFORMADOR FALLADO RETRASOS EN LA ATENCION POR ALTERACIÓN DE ORDEN PUBLICO	NO
8SD01 SERVICIO DIRECTO - MEDIDOR BLOQUEADO	NO
8SD02 SERVICIO DIRECTO - MEDIDOR INOPERATIVO	NO
8SD03 SERVICIO DIRECTO - FALLA DE COMUNICACIÓN	NO
8SD04 SERVICIO DIRECTO - MEDIDOR MAL CONFIGURADO	NO
5FL16. APERTURA DEBIDO A CONEXIONES ILEGALES	SI
3FO17. ERROR DE OPERACIÓN SUBESTACIONES	NO
4FO17. ERROR DE OPERACIÓN SUBESTACIONES	NO
5FO17. ERROR DE OPERACIÓN SUBESTACIONES	SI
6FO17. ERROR DE OPERACIÓN SUBESTACIONES	SI
5FO18. ERROR DE OPERACIÓN DISTRIBUCION	SI
6FO18. ERROR DE OPERACIÓN DISTRIBUCION	SI

7FO18. ERROR DE OPERACIÓN DISTRIBUCION	SI
3FL18.OBJETOS EXTRAÑOS SOBRE LA RED	NO
3FS18. OBJETOS EXTRAÑOS EN LA SUBESTACION	NO
5FL18. OBJETOS EXTRAÑOS SOBRE LA RED	SI
5FS18. OBJETOS EXTRAÑOS EN LA SUBESTACION	SI
6FL18. OBJETOS EXTRAÑOS SOBRE LA RED	SI
6FS18. OBJETOS EXTRAÑOS EN LA SUBESTACION	SI
7FL18. OBJETOS EXTRAÑOS SOBRE LA RED	SI
4FL18. OBJETOS EXTRAÑOS SOBRE LA RED	NO
4FS18. OBJETOS EXTRAÑOS EN LA SUBESTACION	NO
5FL19. APERTURA DEBIDO A VANDALISMO	SI
6FL19. APERTURA DEBIDO A VANDALISMO	SI
7FL19. APERTURA DEBIDO A VANDALISMO	SI
7FT06. ANIMALES SOBRE TRAF0 DE DISTRIBUCION	SI

ANEXO3. USUARIOS DIU 360

Tabla 14 Usuarios con DIU superior a 360 horas/año

USUARIOS	Suma CSU_DIU	Suma CSU_FIU
151433	599.52	40
151435	599.52	40
151434	599.52	40
151431	599.52	40
151432	599.52	40
151436	599.52	40

200417	406.95	39
200413	406.95	39
200412	406.95	39
200418	406.95	39
200414	406.95	39
200420	406.95	39
200411	406.95	39
200419	406.95	39
200409	429.69	37
151426	429.69	37
200410	429.69	37
151448	429.69	37
200407	429.69	37
151449	429.69	37
200421	429.69	37
151450	429.69	37
200408	429.69	37
151317	551.31	36
151321	551.31	36
151318	551.31	36
151322	551.31	36
151316	551.31	36
151319	551.31	36
527273	402.81	33
311770	402.81	33
625066	402.81	33
129553	402.81	33
451012	402.81	33
129554	402.81	33
530404	402.81	33
129555	402.81	33
625072	380.48	33

129557	402.81	33
312549	380.48	33
129558	402.81	33
465528	380.48	33
129559	402.81	33
527275	402.81	33
625075	402.81	33
530823	380.48	33
129560	402.81	33
625070	402.81	33
129561	402.81	33
308767	402.81	33
129562	380.48	33
311774	402.81	33
129563	380.48	33
451010	402.81	33
129564	380.48	33
452456	402.81	33
129565	380.48	33
497016	402.81	33
129566	380.48	33
527274	402.81	33
129547	402.81	33
527277	402.81	33
129548	402.81	33
530822	380.48	33
129549	402.81	33
614859	402.81	33
129550	402.81	33
625069	380.48	33
207549	402.81	33
625071	402.81	33

207550	380.48	33
129552	402.81	33
308766	402.81	33
193526	402.81	33
409346	457.67	32
129588	474.43	32
267223	474.43	32
151425	468.98	32
129590	474.43	32
151427	457.67	32
129593	474.43	32
151428	468.98	32
129587	474.43	32
151429	457.67	32
129589	474.43	32
151430	457.67	32
129591	474.43	32
522769	373.54	32
129592	474.43	32
129609	474.43	32
129594	474.43	32
267222	474.43	32
129608	474.43	32
151382	367	31
151408	418.2	31
151384	367	31
151402	418.2	31
151410	376.16	31
151403	418.2	31
151383	367	31
119527	460.24	31
151401	418.2	31

119529	460.24	31
151409	376.16	31
669098	460.24	31
151411	376.16	31
208527	460.24	31
403820	376.16	31
267206	376.16	31
448728	376.16	31
151404	418.2	31
151385	367	31
151405	418.2	31
119524	460.24	31
267273	555.6	31
119525	460.24	31
553539	376.16	31
129637	460.24	31
119526	460.24	31
605715	374.46	30
151414	489.36	30
206752	532.11	30
151419	489.36	30
151416	489.36	30
151283	374.46	30
206751	532.11	30
206746	532.11	30
151413	489.36	30
206747	532.11	30
151415	489.36	30
206748	532.11	30
151417	489.36	30
151412	489.36	30
151418	489.36	30

206750	532.11	30
206749	532.11	30
129615	432.27	29
129610	432.27	29
129584	470.57	29
129585	470.57	29
151324	610.86	29
129586	470.57	29
129583	470.57	29
151326	610.86	29
528620	432.27	29
151323	610.86	29
129611	432.27	29
129618	432.27	29
151325	610.86	29
129616	432.27	29
409345	432.27	29
129617	432.27	29
151423	507.49	28
151420	507.49	28
151424	507.49	28
151421	507.49	28
151422	507.49	28
267271	375.51	25
267268	375.51	25
129599	443.96	25
424072	617.3	25
267269	375.51	25
151388	375.51	25
212936	617.3	25
267224	443.96	25
212938	617.3	25

129595	443.96	25
212939	617.3	25
129596	443.96	25
267270	375.51	25
212937	617.3	25
267272	375.51	25
129597	443.96	25
423500	362.13	25
129598	443.96	25
151407	362.13	25
151406	362.13	25
263899	516.63	24
119533	398.75	24
263900	516.63	24
119536	398.75	24
263903	516.63	24
263898	516.63	24
532769	398.75	24
527963	398.75	24
119532	398.75	24
151204	398.75	24
263902	516.63	24
119537	398.75	24
129485	398.75	24
119538	398.75	24
119534	398.75	24
119535	398.75	24
263905	516.63	24
263906	475.07	23
151259	362.24	23
151257	362.8	23
263930	515.53	23

151261	362.24	23
263936	515.53	23
263908	475.07	23
263937	515.53	23
151258	362.24	23
151244	362.8	23
151260	362.24	23
151245	384.31	23
663705	362.24	23
151246	384.31	23
263907	475.07	23
151247	384.31	23
263909	475.07	23
151248	384.31	23
405104	362.8	23
263920	452.9	22
263913	455.1	22
263926	461.75	22
263929	461.75	22
263915	455.1	22
263919	452.9	22
263916	455.1	22
127394	445.8	22
263928	461.75	22
263895	445.8	22
263914	455.1	22
263896	445.8	22
151210	523.91	22
263897	445.8	22
263918	452.9	22
263924	445.09	21
263925	445.09	21

278393	376.21	19
129869	376.21	19
129873	376.21	19
463497	376.21	19
607053	376.21	19
463498	376.21	19
129872	376.21	19
463499	376.21	19
129874	376.21	19
517291	376.21	19
533532	376.21	19
129871	376.21	19
281750	376.21	19
129867	376.21	19
129868	376.21	19
129870	376.21	19
443958	415.67	17
126953	415.67	17
126956	415.67	17
434115	415.67	17
434117	415.67	17
126957	415.67	17
126951	415.67	17
126958	415.67	17
126952	415.67	17
126955	415.67	17
126954	415.67	17
126950	415.67	17
427335	415.67	17
126959	415.67	17
126960	415.67	17
126961	415.67	17

126949	415.67	17
427340	415.67	17
427342	415.67	17
426738	1267.6	14
426737	1267.6	14
426757	360.46	13
426758	360.46	13
426752	402.23	11
426751	402.23	11
426753	402.23	11
426754	402.23	11
426755	402.23	11
530203	753.52	10
429550	404.69	6
210725	404.69	6
429549	374.58	6
429553	374.58	6
441586	374.58	6
441595	374.58	6
322039	404.69	6
312864	404.69	6
441580	374.58	6
1041807	404.69	6
530389	513.07	4
530388	513.07	4
530387	513.07	4
513501	513.07	4
472383	789.51	2
426792	373.84	2
426795	373.84	2
428314	373.84	2
426797	373.84	2

294558	8760	0
295	139431.83	7663

ANEXO4. TRAFOS Y USUARIOS

Tabla 15 Cantidad de usuarios por trafos con Diu superior a 360 horas/año

TRANSFORMADORES	DIU	USAURIOS
TRAFOS	DIU	USAURIOS
1T03712	393,6769	4
1T03714	371,602	5
1T04143	402,8778	34
1T04144	380,5466	12
1T04149	470,6365	4
1T04153	432,344	8
1T04159	444,033	6
1T04160	474,5025	12
1T04174	417,6017	7
1T04175	554,801	8
1T04176	580,7265	5
1T04177	534,421	2
1T04178	546,7501	4
1T04179	640,9611	6
1T04187	471,1313	9
1T04188	448,3953	8
1T04194	532,175	7
1T04202	460,3083	8
1T04209	375,5814	6
1T04211	425,0203	4
1T04218	555,6667	1
1T04220	418,2717	6
1T04221	362,1981	3
1T04223	398,8241	11
1T04239	374,5313	2
1T04253	523,9779	1
1T04261	610,9264	5
1T04268	551,3821	6
1T06795	618,0544	5
1T06802	376,9724	16
1T08360	372,1673	3
1T10164	373,6073	1
2T01018	420,0374	19
2T01428	408,503	5

2T01453	452,888	4
2T01454	523,7127	6
2T01456	452,1763	2
2T01457	468,8338	3
2T01458	522,6094	3
2T01459	482,1485	4
2T01461	462,1877	4
2T01462	469,4296	3
2T01527	378,3966	5
2T01548	373,8431	2
2T01549	373,8431	2
2T01553	1267,601	2
2T01555	402,2351	5
2T01556	360,456	2
2T01642	789,5116	1
2T01715	513,0683	4
TOTAL	24774,05	295