ESTUDIO TÉCNICO PARA EL MEJORAMIENTO DEL ACTUAL ESQUEMA DE PROTECCIONES EN CIRCUITOS ENMALLADOS EN EL NIVEL DE 34.5 kV DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P

JAIME LUIS DÍAZ NAVARRO
SERGIO FERNANDO PÉREZ QUITIÁN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2015

ESTUDIO TÉCNICO PARA EL MEJORAMIENTO DEL ACTUAL ESQUEMA DE PROTECCIONES EN CIRCUITOS ENMALLADOS EN EL NIVEL DE 34.5 kV DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P

JAIME LUIS DÍAZ NAVARRO
SERGIO FERNANDO PÉREZ QUITIÁN

Monografía presentada como requisito para optar al título de:
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:
M.S. Jorge Antonio Jaimes Báez

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2015

DEDICATORIA

Dedicamos este triunfo a nuestras familias por su apoyo incondicional en este proyecto de vida.

AGRADECIMIENTOS

A nuestros amigos y familiares por su compañía en el cumplimiento de esta nueva meta que nos propusimos, a nuestros profesores de la especialización por su aporte en nuestras vidas profesionales y a nuestro director de proyecto por compartir sus conocimientos y darnos un enfoque estratégico en el desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN 17

1. CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 19
1.1 ASPECTOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS 19
1.2 ÍNDICES DE CALIDAD 23
1.2.1 ITAD-IRAD [5] 23
1.3 INTERRUPCIONES DEL SERVICIO DE ENERGÍA [5] 24
1.3.1 Clasificación de las Interrupciones 25
1.3.2 Exclusión de Interrupciones 26
1.4 GRUPOS DE CALIDAD PARA LA MEDICIÓN [5] 27
1.5 ÍNDICES DE LA DISCONTINUIDAD DEL SERVICIO [5] 28
1.6 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE REFERENCIA AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD [5] 29
1.7 CÁLCULO DEL ÍNDICE TRIMESTRAL AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD [5] 32
1.8 ESQUEMA DE INCENTIVOS Y COMPENSACIONES A LA CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA [5] 34
1.8.1 Cálculo del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad 35
1.8.2 Banda de Indiferencia para la aplicación del Incentivo 36
1.9 DES-FES [2] 41
1.10 SAIDI-SAIFI [8] 47
1.10.1 Indicadores de calidad media 47
1.10.2 Metas de calidad media 48

2. PROTECCIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 50

2.1 CARACTERÍSTICAS QUE DEBE TENER EL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS [12] 50
2.1.1 Velocidad 51
2.1.2 Confiabilidad 52
2.1.3 Sensibilidad.....52
2.1.4 Selectividad.....53
2.1.5 Simplicidad.....53
2.2 RELÉS DE SOBRE CORRIENTE [12].....53
2.2.1 Relés de fases y de tierra 54
2.2.2 Curvas de Sobre corriente 55
2.2.3 Curvas IEC.....56
2.2.4 Curvas ANSI 56
2.3 RELÉS DE SOBRE CORRIENTE DIRECCIONALES [12].....58
2.4 COORDINACIÓN [9].....59
2.5 CRITERIOS ACTUALES DE PROTECCIÓN EN ESSA PARA EL SDL 60
2.5.1 Ajustes de protección de líneas en sistemas enmallados.....60
2.5.1.1 Sobre corriente Fases.....60
2.5.1.2 Sobre corriente Tierra 60
2.5.2 Ajustes de protección de líneas en sistemas radiales.....61
2.5.2.1 Sobre corriente de Fases.....61
2.5.2.2 Sobre corriente de Tierra 62
2.5.3 Ajustes de protección en transformadores de potencia 62
2.5.3.1 Sobre corriente de Fases.....62
2.5.3.2 Sobre corriente de Tierra 63
2.6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y CAUSAS MÁS RELEVANTES 64
2.7 CARACTERIZACIÓN DE TIEMPOS DE DESPEJE DE FALLA EN LÍNEAS ENMALLADAS DE 34.5 KV. 67
2.7.1 Se analiza un evento ocurrido en marzo de 2013 sobre la línea de 34.5 kV SE Conuco-SE Principal, línea que conforma el anillo en el área metropolitana de Bucaramanga.....68

2.7.3 Se analiza un evento ocurrido en octubre de 2012 sobre la línea de 34.5 kV SE Real de Minas-SE Conuco, línea que conforma un anillo en el área metropolitana de Bucaramanga. 71
2.7.2 Evento ocurrido en diciembre de 2012 sobre la línea de 34.5 kV SE Conuco-SE Sur. 72
2.7.5 Evento ocurrido en abril de 2014 sobre la línea de 34.5 kV SE Conuco-SE Florida....73
2.8 IDENTIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE CARGAS CONECTADAS A LAS LÍNEAS DE 34.5 KV QUE CONFORMAN EL ANILLO DEL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA. 74
2.9 IMPACTO ECONÓMICO POR AUSENCIAS DE TENSIÓN EN SUBESTACIONES CON TRANSFORMACIÓN 34.5/13.8 KV OCASIONADAS POR FALTA DE SELECTIVIDAD EN LAS PROTECCIONES DE LÍNEAS DE 34.5 KV DEL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA. 77
2.9.1 Ejemplo 1: Ausencia de tensión en la subestación Conuco por la no selectividad del esquema de protecciones de las líneas anilladas de 34.5 kV que conectan la subestación. 77
2.9.2 Ejemplo 2: Ausencia de tensión en la subestación El Bosque por una inadecuada actuación del esquema de protecciones. 78
2.9.3 Ejemplo 3: Ausencia de tensión en la subestación Norte por una inadecuada actuación del esquema de protecciones. 79
2.10 PAGO DE COMPENSACIONES A USUARIOS EN ESSA DURANTE EL 2014 80

3. ESTUDIO TÉCNICO Y ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS....81
3.1 TECNOLOGÍAS DISPONIBLES QUE PERMITEN ALTA SELECTIVIDAD EN PROTECCIÓN DE LÍNEAS [10] 81
3.1.1 Relé diferencial de línea....81
3.1.2. Relé de distancia 82
3.1.2.1 Características básicas de la protección distancia....83

3.1.3 Esquemas con Teleprotecciones 85
3.2 ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DISPONIBLES 89
3.2.1 Arquitectura de comunicaciones en subestaciones eléctricas [11].....90
3.2.1.1 Introducción 90
3.2.1.2 Arquitectura de SAS en ESSA. 92
3.2.1.3 Protocolos de comunicación para sistemas de potencia eléctrica 94
3.2.2 Características técnicas de los relés de sobrecorriente disponibles en ESSA. 97
3.2.3 Propuesta de solución.....102

4. CONCLUSIONES 107

REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍCAS.....109
REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍCAS……109

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.Conexión de los relés de sobre corriente de fases. 54
Figura 2.Conexión de los relés de sobre corriente de tierra 55
Figura 3. Red ESSA de 34.5 kV del área metropolitana de Bucaramanga.....67
Figura 4.Registro de falla en la SE Conuco sobre línea de 34.5 kV hacia SE Principal. 68
Figura 5.Registro de falla en la SE Florida sobre línea de 34.5 kV hacia SE Conuco 69
Figura 6.Registro de falla en la SE Real de Minas sobre línea de 34.5 kV hacia SE Conuco 71
Figura 7.Registro de falla en la SE Conuco sobre línea de 34.5 kV hacia SE Sur 72
Figura 8. Registro de falla en la SE Conuco sobre línea de 34.5 kV hacia SE Florida.....73
Figura 9. Pago de compensaciones en el SDL ESSA 2014 80
Figura 10. Características básicas del relé de distancia.....83
Figura 11. Esquema Teleprotección DUTT.....85
Figura 12.Esquema Teleprotección PUTT.....86
Figura 13.Esquema Teleprotección POTT.....87
Figura 14.Esquema Teleprotección Aceleración de Zona 88
Figura 15 .Esquema Teleprotección CD.....89
Figura 16.Diagrama típico de comunicaciones en Subestaciones de ESSA 93
Figura 17.Interfaces de comunicación en el protocolo IEC 61850 [11].....100
Figura 18.Prioridad en mensajes GOOSE [11].....102
Figura 19.Arquitectura de comunicaciones para la propuesta de solución.....103
Figura 20.Esquema de protecciones de sobrecorriente del SDL propuesto.....105

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.Valores Máximos Admisibles IC.....44
Tabla 2. Constantes Curvas IEC.....56
Tabla 3. Constantes para curvas ANSI. 57
Tabla 4. Caracterización de cargas 74
Tabla 5. Calculo compensación DES-FES 77
Tabla 6.Calculo compensación DES-FES S/E El Bosque 78
Tabla 7.Calculo compensación DES-FES S/E Norte.....79
Tabla 6. Características técnicas de los relés 97

LISTA DE ABREVIATURAS

CNO Consejo Nacional de Operación

CRO *Costo de Racionamiento Operacional*

DES *Duración equivalente de las interrupciones del servicio de energía eléctrica*

ESSA *Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.*

FES *Frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio de energía eléctrica*

GPS *Global Positioning System (Sistema de Posicionamiento Global)*

IEC Comisión electrotécnica internacional (International Electrotechnical Commission)

IED *Intelligent Electronic Devices (Dispositivos Electrónicos Inteligentes)*

ITAD *Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad*

IRAD *Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad*

OR *Operador de Red*

SAS *Substation Automation System (Sistema de Automatización de Subestaciones)*

SDL *Sistema de Distribución Local*

SEP *Sistema Eléctrico de Potencia*

SG *Smarts Grids (Redes Inteligentes)*

SIN *Sistema Interconectado Nacional*

STN *Sistema de Transmisión Nacional*

STR *Sistema de Transmisión Regional*

SAIFI *Frecuencia Media de Interrupción del Sistema*

SADI *Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema*

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO TÉCNICO PARA EL MEJORAMIENTO DEL ACTUAL ESQUEMA DE PROTECCIONES EN CIRCUITOS ENMALLADOS EN EL NIVEL DE 34.5 kV DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P*

AUTOR: JAIME LUIS DÍAZ NAVARRO**
SERGIO FERNANDO PÉREZ QUITIÁN**

PALABRAS CLAVE: Sistemas de protección eléctricas, redes de distribución anilladas, selectividad, tiempos de despeje de fallas.

DESCRIPCIÓN:

En el presente trabajo de monografía se analiza el estado actual del esquema de protección dedicado a líneas enmalladas de 34.5 kV del Sistema de Distribución Local (SDL) de ESSA, donde se evidencian dos oportunidades de mejora, lo concerniente a la selectividad y a los tiempos de despeje de fallas.
Estas dos características están directamente vinculadas con la calidad del servicio y calidad de la potencia eléctrica que como Operador de Red (OR) ESSA debe cumplir en su propósito de brindar un servicio de energía eléctrica con calidad a los usuarios.

En la revisión del estado del arte de los esquemas de protección y tecnologías disponibles en ESSA se encuentran que la compañía cuanta para la protección de las líneas de distribución con relés de protección de sobre corriente direccional digitales y un Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) una propuesta de mejora no convencional al esquema de protección de líneas enmalladas de 34.5 kV del área metropolitana de Bucaramanga.

La propuesta contempla extrapolar el uso de la mensajería GOOSE del protocolo de comunicaciones IEC 61850 utilizada hasta ahora dentro de cada subestación eléctrica, básicamente se plantea crear una red local virtual (VLAN) dedicada a las protecciones del SDL que en conjunto con un esquema de protecciones propuesto tendrá como resultado un muy buen desempeño de las protecciones de líneas enmalladas de 34.5 kV de ESSA.

Esto ayudara a desarrollar un esquema de parecido al utilizado en confirmación direccional por la protección de sobrecorriente direccional código ANSI (67N), para acelerar los disparo y aumentar la selectividad en la actuación del esquema de protección.

---

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: M.S. Jorge Antonio Jaimes Báez.

SUMMARY

TITLE: TECHNICAL STUDY FOR IMPROVEMENT IN CURRENT CIRCUIT PROTECTION SCHEME IN NETTED 34.5 kV LEVEL OF ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP *

AUTHOR: JAIME LUIS DÍAZ NAVARRO**
SERGIO FERNANDO PEREZ QUITIAN**

KEYWORDS: Electrical protection systems, ringed distribution networks, selectivity, fault clearing times.

DESCRIPTION:

In this paper the current state monograph dedicated protection scheme to 34.5 kV lines entangled the Local Distribution System (SDL) of ESSA, where two opportunities for improvement are evident, with regard to selectivity and discussed times fault clearing.
These two characteristics are directly linked with the quality of service and quality of electric power as Network Operator (OR) ESSA must comply in order to provide electricity service quality to users.

In reviewing the state of the art protection schemes and technologies available in the ESSA company are as much for the protection of distribution lines with protection relays on digital directional power and Substation Automation System (SAS) a proposal to unconventional meshed protection scheme 34.5 kV lines in the metropolitan area of Bucaramanga improvement.

The proposal provides extrapolated using GOOSE messaging protocol IEC 61850 communications used hitherto within each power substation basically arises to create a virtual local area network (VLAN) dedicated to the protection of SDL which together with an outline of protections proposed will result in a very good performance of the protections of 34.5 kV lines entangled ESSA.

This will help develop a scheme similar to that used in directional confirmation directional overcurrent protection ANSI code (67N), to accelerate and increase the selectivity shot in the performance of the protection scheme.

---

* Monograph

** Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical Engineering, Electronic and Telecommunication. Specialization in Distribution Systems. Director: M.S. Jorge Antonio Jaimes Báez.

INTRODUCCIÓN

Los elementos que componen un Sistema Eléctrico de Potencia están expuestos a condiciones de falla, las líneas son las más expuestas a estas condiciones. Contar con un adecuado esquema de protecciones para aislar las fallas que se presenten es de vital importancia y necesidad en un sistema eléctrico. Ante la ocurrencia de una falla o de una condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectar el problema inmediatamente y aislar la sección afectada, permitiendo así que el resto del sistema eléctrico permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos.

Para prestar un servicio seguro, confiable y de calidad a los usuarios de la Electrificadora de Santander SA ESP se debe garantizar un esquema de protecciones selectivo y de operación rápida en todo el sistema eléctrico.

En este trabajo de grado se analiza el actual esquema de protecciones para líneas enmalladas de 34.5 kV de ESSA, encontrando dos oportunidades de mejora dadas las características del sistema eléctrico de ESSA, seguidamente se estudian las tecnologías disponibles incluyendo el SAS y los protocolos de comunicación, es así como se propone un esquema de protecciones mejorado que brinda una mayor selectividad y reduce los tiempos de despeje de fallas.

Esta monografía está estructurada en tres capítulos de la siguiente manera:
En el capítulo I se presenta el marco teórico que permite contextualizar al lector sobre calidad del servicio, calidad de la potencia, aspectos técnicos y regulatorios, entre otros temas.

En el capítulo II se presenta el marco teórico correspondiente a protecciones de sistemas de distribución local, con los criterios y características técnicas detalladas que permiten identificar las oportunidades de mejora.

En el capítulo III se detalla el análisis de tecnologías disponibles para líneas enmalladas del SDL, el sistema de comunicaciones y SAS, finalmente se propone un esquema de protecciones a implementar.

1. CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Este capítulo contiene los conceptos técnicos y el marco teórico relacionado con la calidad del servicio de energía eléctrica.

1.1 ASPECTOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS

Las empresas reguladas deben conseguir el equilibrio óptimo entre sus costos de inversión, operación y mantenimiento, y la calidad del servicio que proporcionan a sus consumidores. En el caso de una empresa distribuidora de electricidad, es clara la relación directa que existe entre los costos de inversión y mantenimiento, y el nivel de calidad en el suministro. A mayores costos e inversiones se obtendrá una mejor calidad del servicio y viceversa. La regulación introdujo un esquema que incentiva al distribuidor a disminuir sus costos para aumentar su beneficio. Una fuente de ahorro aparente de costos está en disminuir las inversiones en infraestructura y reducir los medios dedicados al mantenimiento de las instalaciones; sin embargo esto tendría consecuencias en un deterioro progresivo de la calidad del suministro ofrecido por el distribuidor. Es por tanto evidente que junto al esquema de remuneración, debe preverse un mecanismo para que esta remuneración se encuentre ligada a unos objetivos de calidad que la empresa debe cumplir. Normalmente este mecanismo toma la forma de compensaciones económicas cuando la calidad efectivamente suministrada no alcanza los niveles objetivos fijados por el regulador. La continuidad del suministro o el número y duración de las interrupciones está claramente ligada con la política de inversiones y de mantenimiento que lleve la empresa distribuidora. Emplear materiales de mala calidad y bajo costo redundará en una mayor tasa de falla de los equipos. Disponer de pocas brigadas de reparación supondrá que una vez que se produce la falla se tardará un tiempo mayor en repararla y por tanto en reponer de nuevo el suministro. Por otro lado, los consumidores perciben unos

costos ocasionados por la falta del suministro eléctrico a sus instalaciones. Es claro que una empresa verá detenidos sus procesos si le falta el suministro, esto supone unos costos directos dependiendo de la duración del evento, que la empresa puede valorar. Estos costos directos e indirectos suelen valorarse mediante lo que se llama el costo de la energía no suministrada que sufre el consumidor.

La transformación del Sector Eléctrico Colombiano introducida por el Constituyente y dirigida por las Leyes 142 y 143 de 1994[1], cambia la orientación de la disponibilidad del servicio de energía como factor principal en la prestación del mismo y realza criterios de eficiencia y calidad como parte fundamental del desarrollo del sector, debiéndose reflejar en beneficio para los usuarios.

La Calidad del Servicio en Colombia es un concepto relativamente nuevo, introducido mediante el Reglamento de Distribución (Resolución CREG 070 de 1998[2]), como parte del sentido de integralidad de las tarifas de energía eléctrica, contemplando aspectos generales de normas técnicas en cuanto a la calidad de la onda y estableciendo parámetros en cuanto a la continuidad del servicio.

Los parámetros y procedimientos para la evaluación de la Calidad del Servicio, han sido modificados por la Comisión, mediante las Resoluciones 025 y 089 de 1999[3], 096 de 2000[4], 159 de 2001[5] y 084 de 2002[6]. Como parte integral del cargo de distribución del nuevo período tarifario, que se reconoce a las empresas a través de las fórmulas tarifarias, en donde para la recuperación de las inversiones en infraestructura de transporte en el SIR y/o SDL se tienen en cuenta las unidades constructivas reconocidas a valor de reposición a nuevo con una mínima calidad esperada asociada con dichas unidades constructivas, es necesario establecer los criterios con los que se evaluará la calidad en el servicio, partiendo de la calidad exigida por el marco regulatorio actual. En la primera parte del documento se describe dentro de un marco teórico, la base regulatoria vigente y

su desarrollo a través de las resoluciones mencionadas; se efectúa un completo diagnóstico y evaluación de los indicadores de calidad y de la información recopilada por la Comisión entre 1999 y 2002 sobre el tema, realizando las respectivas comparaciones entre los indicadores registrados trimestralmente por las empresas distribuidoras y las metas propuestas. Adicionalmente, se efectúa un breve repaso a la experiencia internacional respectiva. En la segunda parte, como resultado de la evaluación del segmento anterior, considerando circuitos típicos por Grupo de Calidad, se efectúa la propuesta de la metodología para definir las metas de continuidad del servicio (DES - FES) que deberán cumplir los agentes en el actual período tarifario. En la tercera parte, se presentan los elementos tomados en cuenta para garantizar la calidad del producto técnico, la evaluación y el control, tanto de las metas de continuidad como de los indicadores de calidad del servicio, así como el esquema de compensaciones a que habría lugar por parte de la empresa distribuidora al usuario, en caso del Incumplimiento de las metas de calidad mencionadas.

Como ya se dijo, el marco regulatorio de la calidad en los Sistemas de Distribución Local, se encuentra contenido en la Resolución CREG 070 de 1998[2] (Código de Distribución).

Como aspectos principales se destacan los siguientes:

a) Se distinguen dos tipos de indicadores: los de calidad de la potencia suministrada y los de calidad del servicio prestado. Los primeros hacen referencia a aspectos relacionados con la calidad del producto (regulación de voltaje, forma de onda y factor de potencia), mientras que la calidad del servicio se relaciona con la continuidad en la prestación del servicio.

b) La regulación incluye los mecanismos para el pago a los usuarios, de las compensaciones a que tienen derecho cuando las empresas prestan un servicio que incumple los estándares establecidos regulatoriamente. El

desarrollo regulatorio en materia de compensaciones es diferente según se trate de la calidad de la potencia suministrada o de la calidad del servicio prestado.

c) Para el caso de inadecuada calidad de la potencia suministrada (incumplimiento de los estándares asociados), se prevé que si se causa un daño a los equipos o aparatos eléctricos del usuario, éste tiene derecho a que el OR reemplace o repare los respectivos equipos o aparatos. Para llevar a cabo lo anterior, el usuario debe adelantar ante el OR un proceso de reclamación siguiendo lo establecido por la Ley 142 de 1994[1] (artículos 152 a 159). En resolución aparte, la CREG pretende regular este aspecto para el actual período tarifario.

d) De otra parte, en caso de presentarse baja calidad del servicio prestado (incumplimiento de los estándares de continuidad), la regulación contempla la aplicación de un mecanismo automático de compensación al usuario. Esta compensación corresponde a un menor valor a pagar en la factura del servicio. La responsabilidad por el costo de estas compensaciones es del OR, aunque el agente Comercializador que atiende al usuario es quien las gestiona y aplica.

e) Los estándares de calidad de la potencia suministrada, se definieron a partir de normas técnicas nacionales (regulación de tensión) y mediante la referencia a guías internacionales (forma de onda).

f) Los estándares de calidad del servicio prestado, se definieron considerando la metodología de remuneración vigente para los STR y/o SDL, la calidad real que en su momento presentaban dichos sistemas y las características propias de prestación del servicio a los usuarios (diferencias entre zonas urbanas y rurales).

g) Se previeron mecanismos de control por parte de los entes de vigilancia y control (aplicación de indicadores por defecto, auditorias, encuestas de satisfacción del usuario, etc.) así como por parte del usuario (la posibilidad de contabilizar sus propios indicadores y reclamar cuando lo considere conveniente).

1.2 ÍNDICES DE CALIDAD

1.2.1 ITAD-IRAD [5]. La calidad del servicio de los sistemas de distribución local, SDL, se evaluará trimestralmente en términos de la calidad media brindada por el OR a sus usuarios conectados al nivel de tensión 1 y, en forma agregada, a sus usuarios conectados a los niveles de tensión 2 y 3, comparada con una calidad media de referencia.

Para el efecto, dichas calidades medias se expresarán como un índice de discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR. En función de la mayor o menor cantidad de ENS durante un trimestre específico, el OR será objeto de aplicación de un esquema de incentivos el cual, de manera respectiva, le hará disminuir su cargo por uso del correspondiente nivel de tensión, o le permitirá aumentarlo durante el trimestre inmediatamente siguiente a la evaluación.

El esquema de incentivos se complementará con un esquema de compensaciones a los usuarios “peor servidos” el cual busca disminuir la dispersión de la calidad prestada por el OR en torno a la calidad media, garantizando así un nivel mínimo de calidad a los usuarios.

En este aparte del capítulo se definen todos los conceptos que se requieren para crear el esquema anteriormente descrito, y los elementos que conformarán el sistema de información que permitirá su aplicación, así:

a) Se clasifican las interrupciones del servicio de energía eléctrica, identificando aquellas que serán excluidas a efectos de evaluar los niveles de calidad media indicados.
b) Se definen los grupos de calidad dentro de los cuales se clasificarán cada uno de los transformadores, tramos de circuito y alimentadores.
c) Se definen los Índices de discontinuidad aplicables y su forma de estimación, los cuales serán propios de cada OR.
d) Se define la metodología para la estimación del incentivo a partir de los Índices de Discontinuidad, estableciendo una banda de indiferencia sobre la cual estos no serán tenidos en cuenta.
e) Se establece la forma de medición, registro y reporte de la información base para la aplicación del esquema, y su forma de verificación, así como el mecanismo que se utilizará para la estimación continua de los correspondientes incentivos.
f) Finalmente, se establecen los requisitos que debe cumplir cada OR para dar inicio a la aplicación del esquema en un tiempo máximo determinado.

La aplicación del esquema de incentivos y compensaciones descritos en este numeral no limita los derechos de los usuarios para reclamar ante el OR los perjuicios causados por la discontinuidad del servicio.

1.3 INTERRUPCIONES DEL SERVICIO DE ENERGÍA [5]

Para las Interrupciones del servicio de energía se establece su clasificación y las excepciones que se tendrán en cuenta para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones.

1.3.1 Clasificación de las Interrupciones. Teniendo en cuenta el tipo de las interrupciones, independientemente de su duración o del número de fases de cada circuito o transformador afectadas, éstas se clasifican así:

a) No Programadas: Son aquellas interrupciones que obedecen a eventos no programados por el OR y que suceden por situaciones no preestablecidas por él.

b) Programadas: Son aquellas interrupciones que obedecen a eventos programados por el OR a efectos de realizar expansiones, remodelaciones, ampliaciones, mejoras, mantenimientos preventivos y/o mantenimientos correctivos, etc. en sus redes, instalaciones y/o equipos. Estas interrupciones deben ser informadas a los usuarios afectados con una antelación mínima de 48 horas a través de cualquier medio de comunicación masivo que garantice su adecuada información. Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, el tiempo de notificación no podrá ser inferior a 72 horas y requerirá una comunicación formal por parte de la empresa.

c) Causadas por Terceros: Únicamente se clasifican dentro de este tipo las siguientes causas:

i. Interrupciones por racionamiento de emergencia del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros Eventos en Generación, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND de acuerdo con la regulación de la CREG. El CND mantendrá disponible para los OR la información relacionada con los Eventos citados anteriormente, con el fin de que los OR los excluyan del cálculo de los Índices.

ii. Eventos de activos pertenecientes al STN y al STR.

iii. Interrupciones por seguridad ciudadana solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.

iv. Cuando falla un activo de Nivel 1 de propiedad de los usuarios y la empresa lo debe reponer, siempre y cuando el OR haya informado previamente su decisión de excluirlos.

1.3.2 Exclusión de Interrupciones. Para el cálculo de los índices de discontinuidad y demás componentes que conforman las fórmulas que se establecen más adelante, no se tendrán en cuenta las siguientes interrupciones:

a) Las clasificadas como causadas por terceros.
b) Las debidas a catástrofes naturales, tales como erosión (Volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados.
c) Las debidas a actos de terrorismo.
d) Las debidas a acuerdos de calidad en las zonas especiales.
e) Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos por parte del usuario.
f) Suspensiones o cortes del servicio por programas de limitación del suministro al comercializador.
g) Las suspensiones del servicio asociadas a proyectos de expansión.
h) Trabajos en subestaciones que respondan a un programa anual de reposición y/o remodelación para exclusiones y cuyos cortes hayan sido informados a los usuarios afectados con una anticipación no mayor a ocho días y no menor a 48 horas, mediante publicación en un medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada. Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, el tiempo de notificación no podrá ser inferior a 72 horas y requerirá una comunicación formal por parte de la empresa.

El programa anual debe ser reportado al inicio de cada año al SUI en los formatos y condiciones que para el efecto se establezca mediante circular conjunta SSPD-CREG.

El programa anual mencionado debe especificar y/o considerar como mínimo lo siguiente:

a) El cronograma previsto
b) Los circuitos y transformadores que se afectarán
c) Los tiempos previstos de afectación. Las duraciones que sobrepasan estos tiempos no serán excluidas.
d) Una subestación no podrá ser incluida en más de un programa anual en un período tarifario.
e) La exclusión de estas interrupciones para el cálculo de Incentivos y Compensaciones requiere además que el inicio y finalización de su ejecución hayan sido informados en el aplicativo del SUI anteriormente mencionado.
f) Interrupciones originadas en exigencias de traslados y adecuaciones de la infraestructura eléctrica por parte de entidades distritales, departamentales, organismos viales o por demás autoridades, o por proyectos de desarrollo en concordancia con planes de ordenamiento territorial.

Para cada una de las interrupciones excluidas, los OR deberán mantener la documentación y pruebas que sirvan de soporte para la exclusión así como de los avisos realizados para informar al usuario sobre las interrupciones que causarán los trabajos de remodelación y/o reposición de subestaciones.

En el caso de interrupciones debidas a terrorismo o a catástrofes naturales el OR deberá informar al Comercializador y éste a su vez al usuario, la fecha y hora estimada de recuperación del suministro del servicio de energía eléctrica.

1.4 GRUPOS DE CALIDAD PARA LA MEDICIÓN [5]

Los grupos de calidad se determinan de acuerdo con las siguientes reglas:

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

GRUPO 4: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

La ubicación física de la subestación determina el grupo al cual pertenecen los circuitos correspondientes a alimentadores primarios, que se encuentran conectados a la misma. Para tramos de circuito, el grupo al que éstos pertenecen estará determinado por el grupo al cual pertenezcan la mayoría de transformadores conectados a él. Para transformadores de distribución, el grupo a que pertenecen éstos estará determinado por la ubicación física del transformador de distribución.

1.5 ÍNDICES DE LA DISCONTINUIDAD DEL SERVICIO [5]

A partir de la información histórica de interrupciones y demás datos consignados por los OR en la base de datos de calidad de transformadores del SUI, la CREG calculará un nivel de referencia de la calidad de cada OR denominado Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD).

Las mejoras o desmejoras en la calidad del servicio prestado por cada OR, con respecto a ese nivel de referencia, serán determinadas trimestralmente comparando el IRAD contra un Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD) el cual representa el nivel de calidad del servicio prestado durante el trimestre de cálculo. Este índice será estimado por el OR quien deberá elaborar un documento que soporte los cálculos correspondientes.

Estos índices se estimarán por nivel de tensión, en forma independiente para el nivel de tensión 1 y en forma agregada para los niveles de tensión 2 y 3. Estos índices deberán calcularse con una precisión no menor a 7 decimales representativos.

1.6 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE REFERENCIA AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD [5]

El Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRADn,p) se calcula para cada OR a partir de la información que reportó en la base de datos del SUI acerca de los eventos ocurridos en su sistema trimestralmente durante los años 2006 y 2007. Este índice se establecerá mediante resolución particular aplicando la siguiente expresión:

$$IRAD_{n,p} = \frac{1}{2}\left[\sum_{k=k_1}^{k_2}\left(\frac{1}{G}\sum_{q=1}^{G} IRG_{n,q,p,k}\right)\right] = \frac{1}{2}\sum_{k=k_1}^{k_2} IRADK_{n,p,k}$$

Ecuación 1. Índice de Referencia Agrupada de la discontinuidad.

Dónde:

IRADn,p: Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad, que representa el nivel promedio de Discontinuidad del servicio que percibieron trimestralmente los usuarios del OR conectados al Nivel de Tensión n, durante los años 2006 y 2007.

IRADKn,p,k: Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad, que representa el nivel promedio de Discontinuidad del servicio que percibieron los usuarios del OR conectados al Nivel de Tensión n, durante el trimestre p del año k.

IRGn,q,p,k: Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad q, en el trimestre del año k y en el Nivel de Tensión n

G: Cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios

k: Años de referencia en donde k1=2006 y k2=2007

p: Trimestre de cada año, para el que se elabora el cálculo. (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre).

El Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad (IRGn,q,p,k) se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$IRG_{n,q,p,k} = \frac{NRG_{n,q,p,k}}{VT_{n,q,p,k}}$$

Ecuación 2.Nivel de Discontinuidad de Referencia por Grupo de Calidad

Dónde:

NRGn,q,p,k: Nivel de Discontinuidad de Referencia por Grupo de Calidad, medido en kWh, que considera las interrupciones en cada grupo de calidad q, del Nivel de Tensión n, en el trimestre p del año k.

VTn,q,p,k: Ventas de energía asociadas al grupo de calidad q, en el Nivel de Tensión n y para el trimestre p del año k, en kWh, según información reportada en la base de datos comercial del SUI.

El Nivel de Discontinuidad de Referencia por Grupo de Calidad (NRGn,q,p,k) se halla mediante la siguiente expresión:

$$NRG_{n,q,p,k} = \sum_{t=1}^{N_{n,q,p,k}} NRT_{n,t,q,p,k}$$

Ecuación 3. Nivel de Discontinuidad de Referencia por Grupo de Calidad

Dónde:

NRTn,t,q,p,k:Nivel de Referencia de las interrupciones por Transformador, medido en kWh, de cada transformador t, que pertenece al grupo de calidad q, del Nivel de Tensión n, para el trimestre p del año k.

Nn,q,p,k: Número total de transformadores del respectivo OR del Nivel de Tensión n y del grupo de calidad q, durante el trimestre p del año k.

El Nivel de Referencia de las interrupciones por Transformador (NRTn,t,q,p,k) se calcula como se muestra a continuación:

$$NRT_{n,t,q,p,k} = DRT_{n,t,q,p,k} * EPU_{n,q,p,k} * NU_{n,t,q,p,k}$$

Ecuación 4. Nivel de Referencia de las interrupciones por Transformador

Dónde:

DRTn,t,q,p,k: Duración de Referencia, calculada como la sumatoria en horas de las interrupciones del transformador t, perteneciente al grupo de calidad q y al Nivel de Tensión n, durante el trimestre p del año k.

EPUn,q,p,k: Energía promedio consumida en kWh/hora por los usuarios del grupo de calidad q, del Nivel de Tensión n, durante el trimestre p del año k, según información reportada por el OR en la base de datos comercial del SUI.

NUn,t,q,p,k: Número promedio de usuarios del transformador t, del Nivel de Tensión n y del grupo de calidad q, durante el trimestre p del año k.

1.7 CÁLCULO DEL ÍNDICE TRIMESTRAL AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD [5]

El Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITADn,p) es el Índice medio de la calidad del servicio prestado por un OR y es calculado por el OR a partir de los registros de las interrupciones consignadas en la base de datos de calidad del SUI ocurridas en su sistema de distribución durante el trimestre de evaluación.

El ITADn,p se calcula trimestralmente, para cada OR, como sigue:

$$ITAD_{n,p} = \frac{1}{G}\sum_{q=1}^{G} ITG_{n,q,p}$$

Ecuación 5.El Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad

Dónde:

ITADn,p: Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad, que representa el nivel promedio de Discontinuidad del servicio que percibieron todos los usuarios de un OR conectados al Nivel de Tensión n, durante el trimestre p.

ITGn,q,p: Índice Trimestral de Discontinuidad por Grupo de Calidad q, en el Nivel de Tensión n y en el trimestre p.

G: Cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios.

p: Trimestre de cada año, para el que se elabora el cálculo. (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre).

El Índice Trimestral de Discontinuidad por Grupo de Calidad (ITGn,q,p) se obtiene de la siguiente manera:

$$ITG_{n,q,p} = \frac{NTG_{n,q,p}}{VT_{n,q,p}}$$

Ecuación 6. Índice Trimestral de Discontinuidad por Grupo de Calidad

Dónde:

NTG n,q,p: Nivel de Discontinuidad Trimestral por Grupo de Calidad, medido en kWh, que considera las interrupciones en cada grupo de calidad q, del Nivel de Tensión n, durante el trimestre p.

VT n,q,p: Ventas de energía asociadas al grupo de calidad q, en el Nivel de Tensión n y para el trimestre p, en kWh, según información reportada en la base de datos comercial del SUI.

El Nivel de Discontinuidad Trimestral por Grupo de Calidad (NTGn,q,p) mediante la siguiente expresión:

$$NTG_{n,q,p} = \sum_{t=1}^{N_{n,q}} NTT_{n,t,q,p}$$

Ecuación 7.Nivel de Discontinuidad Trimestral por Grupo de Calidad

Dónde:

NTTn,t,q,p: Nivel Trimestral de las interrupciones por Transformador, medido en kWh, de cada transformador t, que pertenece al grupo de calidad q y al Nivel de Tensión n, para el trimestre p.

Nn,q: Número total de transformadores del Nivel de Tensión n y del grupo de calidad q del respectivo OR.

El Nivel Trimestral de las interrupciones por Transformador (NTTn,t,q,p) se calcula como se muestra a continuación:

$$NTT_{n,t,q,p} = DTT_{n,t,q,p} * EPU_{n,q,p} * NU_{n,t,q,p}$$

Ecuación 8.Nivel Trimestral de las interrupciones por Transformador

Dónde:

DTTn,t,q,p: Duración Trimestral, calculada como la sumatoria en horas de las interrupciones del transformador t, perteneciente al grupo de calidad q y al Nivel de Tensión n, durante el año k.

EPU n,q,p: Energía promedio consumida en kWh/hora por los usuarios del Nivel de Tensión n y del grupo de calidad q durante el trimestre p, según información reportada por el OR en la base de datos comercial del SUI.

NU n,t,q,p: Número promedio de usuarios del transformador t, del grupo de calidad q, durante el trimestre p.

1.8 ESQUEMA DE INCENTIVOS Y COMPENSACIONES A LA CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA [5]

De acuerdo con el resultado de la evaluación del desempeño trimestral de cada OR sobre la calidad media del servicio prestado en el nivel de tensión 1, o en los niveles de tensión 2 y 3, el cargo por uso de cada mes, Dtn,m, podrá ser ajustado en un valor que representa un Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad (Dt) durante el trimestre evaluado. El incentivo es otorgado al OR del SDL que atiende a los usuarios a los cuales se les aplicó el incentivo, por lo tanto no afecta los ingresos de los operadores del STR.

El DtA, Cargo por Uso Ajustado por Incentivo, se estimará utilizando la siguiente expresión:

$$DtA_{n,m} = Dt_{n,m} + \Delta Dt_{n,m,}$$

Ecuación 9.Cargo por Uso Ajustado por Incentivo

Donde,

DtAn,m: Cargo por Uso Ajustado por Incentivo aplicable en el mes m, para los usuarios del Nivel de Tensión n, en $/kWh.

Dtn,m : Cargo por Uso aprobado al OR mediante Resolución CREG aplicable en el mes m, para los usuarios del Nivel de Tensión n, en $/kWh.

□Dtn,m: Incentivo al OR aplicable a los usuarios del Nivel de Tensión n, durante el mes m, en $/kWh.

1.8.1 Cálculo del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad. La estimación del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad, □Dtn,m, ($/kWh) que tendrá un OR por la gestión de la calidad promedio de su sistema de distribución, se establecerá para cada Nivel de Tensión n aplicando la siguiente expresión:

$$\Delta Dt_{n,m} = (IRAD_{n,p} - ITAD_{n,p_{m-4}}) * CRO_{m-1}$$

Ecuación 10. Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad

Donde,

ΔDtn,m: Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad para el OR durante el mes m, aplicable al Cargo por Uso del Nivel de Tensión n, en $/kWh.

IRADn,p: Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad.

ITADn,p m-4 : Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad, estimado con base en la información de calidad del trimestre p al cual pertenece el mes m-4.
CROm-1: Costo de Racionamiento CRO1 calculado por la UPME para el mes m-1.

La aplicación por primera vez del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad, ΔDtn,m, se hará a partir del quinto mes después de iniciado el esquema de Incentivos y Compensaciones por parte del OR. El OR será el encargado del cálculo de los Incentivos que hacen parte de este numeral y deberá trimestralmente elaborar un documento que soporte los cálculos correspondientes.

El Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad, ΔDtn,m, sea éste positivo o negativo, no podrá en ningún caso ser mayor al 10% del Dtn,m.

Si el Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad, ΔDtn,m, resulta ser positivo, éste no será aplicable para los usuarios "pero servidos" que se encuentran en mora en el respectivo mes de aplicación.

Para todos los efectos, se considera que hay incumplimiento en la prestación continua del servicio de distribución en el SDL, en los términos del Artículo 136 de la Ley 142 de 1994[1], cuando: i) el OR aumente su Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad con respecto al promedio histórico y por encima de la Banda de Indiferencia ii) el OR tiene usuarios "Peor Servidos" cuya compensación estimada sobrepasa el límite establecido en el mismo numeral.

1.8.2 Banda de Indiferencia para la aplicación del Incentivo. Se establece una Banda de Indiferencia dentro de la cual se considera que las variaciones de la Calidad Media dentro de este intervalo no representan mejoras o desmejoras de la Calidad Media como respuesta a la gestión del OR y por lo tanto el Incentivo por

Variación Trimestral de la Calidad dentro de este rango, $^{\Delta}$Dtn,m, se hará igual a cero.

Los valores que determinan los extremos de la Banda de Indiferencia corresponderán a la Calidad Media alcanzada trimestralmente por el OR durante el año 2006 y durante el año 2007, así:

$$IRADK_{n,p,k} = \frac{1}{G}\sum_{q=1}^{G} IRG_{n,q,p,k}$$

Ecuación 11. Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad

Dónde:

IRADKn,p,k: Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad, que representa el nivel promedio de Discontinuidad del servicio que percibieron los usuarios del OR conectados al Nivel de Tensión n, durante el trimestre p del año k.

Aun siendo el incentivo ΔDtn,m mayor que cero, éste no será aplicable si algún Índice Trimestral de la Discontinuidad por Grupo de Calidad – ITGn,q,p, calculado como se indica en el numeral 0, se ha incrementado con respecto al Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad – IRGPn,q,p. Esto es:

Si $ITG_{n,q,p} > IRGP_{n,q,p}$

Siendo:

$$IRGP_{n,q,p} = \frac{1}{2}\left[\sum_{k=k_1}^{k_2} IRG_{n,q,p,k}\right]$$

Ecuación 12. Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad

Con k1=2006 y k2=2007

Dónde:

IRGPn,q,p: Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad del trimestre p de los años 2006 y 2007, del nivel de tensión n y del grupo de calidad q.

IRGn,q,p,k: Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad q del nivel de tensión n durante el trimestre p del año k.

Entonces:

$$\Delta Dtn,m = 0$$

Para cualquier q = 1, 2, 3, o 4

Compensación del Usuario “Peor Servido”

Todo OR cuyo Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad, ΔDtn,m sea mayor que cero, o se haga igual a cero, deberá compensar a cada uno de los usuarios conectados a los transformadores, en los cuales el Índice Trimestral de la Discontinuidad por Transformador (ITTn,t,q,p) resulte mayor que el Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad (IRGPn,q,p), del grupo en el cual se ubica el transformador, aplicando un Valor a Compensar por Usuario VCn,t,m estimado mediante la siguiente expresión:

Cuando:

$$ITT_{n,t,q,p} > IRGP_{n,q,p}$$

Dónde:

ITTn,t,q,p: Índice Trimestral de la Discontinuidad por transformador t del Nivel de tensión n perteneciente al grupo de calidad q durante el trimestre p.

IRGPn,q,p: Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad del trimestre p de los años 2006 y 2007, del nivel de tensión n y del grupo de calidad q.

Y siendo:

$$ITT_{n,t,q,p} = \frac{DTT_{n,t,q,p}}{NH_p}$$

Ecuación 13. Índice Trimestral de la Discontinuidad por transformador

Dónde:

DTTn,t,q,p: Duración Trimestral de las interrupciones por Transformador, medida en horas, para el transformador t, del Nivel de Tensión n y perteneciente al grupo de calidad q, durante el trimestre p.

NHp: Número de horas totales del trimestre p.

Entonces:

$$VC_{n,t,m} = X\left(\Delta Dt_{n,m} * CF_m\right) + \left[IPS * CRO_{m-1} * \left(ITT_{n,t,q,p} - IRGP_{n,q}\right) * CM_p\right]$$

Ecuación 14. Valor a Compensar en $ al Usuario “peor servido”

Dónde:

VCn,t,m: Valor a Compensar en $ al Usuario “peor servido”, del nivel de tensión n y conectado al transformador t, durante el mes m.

X: Factor multiplicador que es igual a uno (X=1) cuando el Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad sea positivo, o igual a cero (X=0) cuando el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad, ITADn,p, se ubique dentro de la Banda de Indiferencia, según lo indicado en el numeral 0.

ΔDtn,m: Valor Absoluto del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad para el OR durante el mes m, aplicable al Cargo por Uso del nivel de tensión n, en $/kWh, calculado como se indica en el numeral 0.

CFm: Consumo facturado al usuario “peor servido” durante el mes m, en kWh.

IPSn,m: Índice del Peor Servido, que relaciona el nivel de discontinuidad percibido por un usuario “peor servido” con el nivel de discontinuidad promedio de todos los usuarios atendidos por el OR.

CROm-1: Costo de Racionamiento CRO1 calculado por la UPME para el mes m-1.

CMp: Consumo promedio mensual del usuario durante el trimestre p de evaluación, en kWh.

El Índice del Peor Servido IPS se estima utilizando la siguiente expresión:

$$IPS = \frac{ITT_{n,t,q,p}}{ITAD_{n,p}}$$

Ecuación 15. Índice del Peor Servido

En ningún caso, el valor mensual a compensar a cada usuario, VCn,t,m , podrá ser superior al costo del servicio de distribución facturado al usuario en el respectivo mes.

Si un usuario “peor servido” se encuentra en mora en el mes de aplicación de la compensación, ésta no le será pagada.

El OR será el encargado del cálculo de los Índices y Compensaciones que hacen parte de este numeral y deberá elaborar un documento que soporte los cálculos de los Índices y los valores compensados.

1.9 DES-FES [2]

El Anexo General del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (modificado por los Artículos 3 y 4 de la Resolución 096 del 2000[7]), establecen el modo de cálculo de los Indicadores de Calidad de Servicio Prestado (DES y FES). Asimismo, establece que dichos indicadores serán calculados mensualmente. Por otra parte, define periodos de cálculo de dichos indicadores, periodo de transición y definitivo, los cuales son diferenciados de manera de permitirles a los OR's adecuarse gradualmente a la nueva normativa.
Indicador DES: mide el tiempo total, de los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en un Circuito.

$$DES = \sum_{i=1}^{NTI} T(i)$$

Ecuación 16. Índice de discontinuidad del servicio de energía eléctrica

Dónde:
DESc: Sumatoria del tiempo (en horas) de las interrupciones del servicio en un circuito c, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción i–ésima.
t(i): Tiempo (en horas) de la interrupción i–ésima.

NTI: Número total de interrupciones que ocurrieron en el circuito durante los últimos doce (12) meses.

Los usuarios tienen derecho a reclamar por los indicadores DES reales que ellos puedan calcular. Si hubiera controversia entre el OR y los usuarios, el OR estará encargado de probar lo contrario.
Indicador FES: Mide el número de interrupciones que presenta un circuito de un Sistema de Transmisión Regional (STR) y/o de un Sistema de Distribución Local (SDL) durante los últimos doce (12) meses.

$$FES = NTI$$

Ecuación17. Frecuencia de las interrupciones del servicio de energía eléctrica

Dónde:
FESc: Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito c, durante los últimos doce (12) meses.

NTI: Número total de interrupciones que ocurrieron en el circuito durante los últimos doce (12) meses.

Indicadores de Seguimiento de la Calidad del Servicio Prestado: para efectos estadísticos y de diagnóstico, los OR's realizarán un seguimiento de Calidad Media del Servicio Prestado por nivel de tensión, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$DESn = \sum_{i=1}^{NT} \left(\frac{Ua(i)}{Un(i)} * t(i) \right)$$

Ecuación 18. Tiempo promedio por usuario de las interrupciones.

$$FESn = \sum_{i=1}^{NT} \left(\frac{Ua(i)}{Un(i)} \right)$$

Ecuación 19. Frecuencia promedio (por usuario) de las interrupciones

Dónde:
DESn: Tiempo promedio por usuario (en horas) de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.
FESn: Frecuencia promedio (por usuario) de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción i–ésima.
t(i): Tiempo (en horas) de la interrupción i–ésima.
NT: Número total de interrupciones que ocurrieron en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

Ua(i): Número total de usuarios afectados por la interrupción i-ésima en el nivel de tensión n.

Un(i): Número total de usuarios en el nivel de tensión n, en el momento de la interrupción i-ésima. Además, se establecerá el cálculo de los indicadores por usuario, de manera de verificar la calidad de servicio individual:

DESj: Duración acumulada (en horas) de las interrupciones durante los últimos doce (12) meses para el usuario j.

FESj: Número acumulado de las interrupciones durante los últimos doce (12) meses para el usuario j.

Los valores máximos admisibles para los indicadores se indican en la siguiente tabla (para el periodo de transición):

Tabla 1.Valores Máximos Admisibles IC

INDICADOR	CIRCUITO	A PARTIR DE:		
		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
DES_C	Urbano y Rural	$DES_{C\,1}$	$DES_{C\,2}$	12 Horas
FES_C	Urbano y Rural	$FES_{C\,1}$	$FES_{C\,2}$	18 Veces

Año 1: 1o de Enero a 31 de Diciembre del 2000.
Año 2: 1o de Enero a 31 de Diciembre del 2001.
Año 3: 1o de Enero a 31 de Diciembre del 2002.

Los valores DESc1, DESc2, FESc1 y FESc2 por Circuito, serán definidos por la CREG.

A más tardar un año antes de que finalice el período de transición, la CREG establecerá los valores máximos admisibles para los indicadores a nivel de usuario individual, que regirán para los cinco años siguientes al período de transición (2003 a 2007, inclusive). Adicionalmente, la CREG podrá modificar parcial o totalmente el esquema de los indicadores, los valores máximos admisibles y la metodología de estimación de las compensaciones.

Sin embargo, los usuarios individuales pueden a solicitar al OR límites inferiores a los establecidos, asumiendo ellos los mayores costos implicados.

Los indicadores serán establecidos por defecto en caso de que: los OR's no calculen dichos indicadores, no hagan los reportes de calidad de servicio en la manera establecida por la Resolución 070/1998, o el Comercializador no publique en la factura la información establecida en lamisca Resolución (debido a que el

OR no le entrego la información o a que el mismo no la publique). Los indicadores serán establecidos de la siguiente manera (para el periodo de transición):

Año 1 del Período de Transición:

- DESc: para cada mes del año 1999, será igual a la doceava parte del máximo establecido para el año 1 del periodo de transición, multiplicado por 1.6.
- DESc: para cada mes del año 2000, será igual a la doceava parte del máximo establecido para el año 2 del periodo de transición, multiplicado por 3.2.
- FESc: para cada mes del año 1999, será igual a la doceava parte del máximo establecido para el año 1 del periodo de transición, multiplicado por 1.6.
- FESc: para cada mes del año 2000, será igual a la doceava parte del máximo establecido para el año 2 del periodo de transición, multiplicado por 3.2.

Años 2 y 3 del Período de Transición:

- Para cada trimestre (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre), se asumirá el indicador DESc por grupo. Grupo 1: 24 horas, Grupo 2: 48 horas, Grupo 3: 78 horas, y Grupo 4: 135 horas. Para cada mes del trimestre respectivo se asumirá el indicador DESc igual a un tercio de los valores establecidos.

- Para cada trimestre (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre), se asumirá el indicador FESc por grupo: Grupo 1: 48 interrupciones, Grupo 2: 81 interrupciones, Grupo 3: 120 interrupciones y Grupo 4: 159 interrupciones. Para cada mes del trimestre respectivo se asumirá el indicador FESc igual a un tercio de los valores establecidos.

La aplicación de los indicadores por defecto no exoneran a las empresas de sanciones que deba aplicar la SSPD por incumplimiento en la determinación de los indicadores DESc y FESc, en el reporte de información y/o en las publicaciones en las facturas de los Usuarios, conforme con las características y plazos establecidos en esta Resolución.

Para el período siguiente a la transición, la CREG (antes de diciembre 31 del año 2001), en conjunto con el esquema de remuneración de la actividad de Transporte en los STR y SDL, establecerá el esquema de calidad de los STR y de los SDL, que se aplicaran en el período tarifario posterior al 31 de diciembre del año 2002.

Sin embargo, tanto para el período de transición como para el período definitivo, los usuarios individuales pueden solicitar al OR límites de calidad inferiores a los establecidos, asumiendo los mayores costos implicados. En este caso, el OR está obligado a ofrecer el nivel de calidad solicitado por el usuario siempre y cuando sea técnicamente factible.

El valor a compensar a los usuarios afectados durante el período definitivo (actual) se determina de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$VCFj = \left[\left(FESj - HCDj\right) - VMDES\right] x CRx \left[CPMj / 730\right]$$

Ecuación 20.Valor a compensar por el incumplimiento del indicador DES

Dónde:

VCDj: Valor a compensar por el incumplimiento del indicador DES del usuario j.

DESj: Indicador DES registrado para el usuario j.

HCDj: Horas efectivamente compensadas por incumplimiento del indicador DES al Usuario j, durante los últimos doce meses.

VMDES: Valor máximo admisible para el indicador DES.

CR: Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento (Definido por la UPME) actualizado al mes respectivo. (*)

CPMj: Consumo promedio mensual del usuario j, calculado con base en los consumos de los seis meses anteriores al incumplimiento.
Costo CR01. Al 31 de Marzo del 2004, CR01 = 467.728 $/kWh (Peso Colombiano).

$$VCFj = \left[\left(FESj - HCFj\right) - VMFES\right] x \left(DESj / FESj\right) xCRx\left[CPMj / 730\right]$$

Ecuación 21.Valor a compensar por el incumplimiento del indicador FES

Dónde:
VCFj: Valor a compensar por el incumplimiento del indicador FES del usuario j.
HCFj: Frecuencia de interrupciones efectivamente compensadas por incumplimiento del indicador FES al usuario j, durante los últimos doce meses.
VMFES: Valor máximo admisible para el indicador FES.
FESj: Indicador FES registrado para el usuario j.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.
Si para un mismo Usuario j, se incumplen simultáneamente los indicadores DESj y FESj, el OR compensará solo con el mayor de los dos valores resultantes.

1.10 SAIDI-SAIFI [8]

Para identificar los niveles de calidad media del servicio se establecerá dos indicadores de calidad media por sistema de OR, independientemente del nivel de tensión o del grupo de calidad, SAIDI y SAIFI. Estos indicadores se utilizarán para identificar tanto las metas de calidad que deben alcanzar los OR en el tiempo, así como los niveles de calidad brindada por los OR en ese mismo tiempo. La comparación de las metas y la calidad media brindada darán lugar a la aplicación del esquema de incentivos.

1.10.1 Indicadores de calidad media . El indicador SAIDI representa la duración total de las interrupciones que en promedio perciben todos los usuarios del SDL

de un OR, hayan sido o no afectados por una interrupción, en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIDI_{j,t} = \frac{\sum_{u=1}^{n} \sum_{i=1}^{n} D_{i,u,t}}{UT_t}$$

Ecuación 22. Duración total de las interrupciones

Dónde:

$D_{i,u,t}$ Duración de la interrupción *i*, sucedida durante el año *t* del periodo tarifario, que afectó al usuario *u* conectado al SDL del OR *j*.

UT_t: Número total de usuarios conectados al SDL del OR *j* en el año *t* del periodo tarifario.

El indicador SAIFI representa la cantidad total de las interrupciones que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados, en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIFI_{j,t} = \frac{\sum_{u=1}^{n} \sum_{i=1}^{n} F_{i,u,t}}{UT_t}$$

Ecuación 23. Cantidad total de las interrupciones

Dónde:

$Fi_{,u,t}$ Interrupción *i,* sucedida durante el año *t* del periodo tarifario, que afecto al usuario *u* conectado al SDL del OR *j.*

UT_t: Número total de usuarios conectados al SDL del OR *j* en el año *t* del periodo tarifario.

1.10.2 Metas de calidad media. Para la aplicación del esquema de incentivos, la CREG establecerá metas de calidad media para cada OR que serán exigibles durante cada año del período tarifario, denominadas así:

$SAIDIm_{t,j}$: Indicador SAIDI meta a alcanzar por el OR *j* en el año t del periodo tarifario

$SAIFIm_{t,j}$: Indicador SAIFI meta a alcanzar por el OR *j* en el año t del periodo tarifario

El establecimiento de estas metas será el resultado de un estudio de la CREG que considera, además de las características físicas y eléctricas de los circuitos de cada OR, la ubicación de éstos y sus transformadores en los diferentes grupos de calidad y la calidad inicial que estime la CREG con base en los reportes de calidad realizados por el OR al SUI durante el año 2013. Para cada meta se establecerá una banda de indiferencia que tendrá un límite superior y un límite inferior dentro de los cuales se considera que el nivel de calidad es el mismo de la meta.

Las metas anuales serán publicadas para observaciones y comentarios de los OR al momento de entrada en vigencia de esta resolución. Con la solicitud de cargos, los OR podrán presentar a la CREG la modificación de las metas anuales puestas en consulta, adjuntando los análisis y estudios respectivos sustentados en sus planes de inversión. Las metas que finalmente apruebe la CREG serán adoptadas para cada OR en la resolución particular de aprobación de los cargos de distribución.

Si las metas que se aprueben al OR con base en su solicitud de modificación son menos exigentes que las metas propuestas por la CREG, los incentivos positivos anuales a los que tendría derecho el OR, se disminuirán en la misma proporción en que se modifique la correspondiente meta anual.

2. PROTECCIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En ESSA siempre se han protegido las líneas de 34.5 kV con relés de tipo sobre corriente, cuando se trata de redes enmalladas se adiciona la función direccional, estos equipos son económicos y se desempañan de buena manera. No obstante, la dinámica en las redes de distribución obliga a que se analice la posibilidad de mejorar el actual esquema de protecciones asociado a líneas enmalladas de 34.5 kV.

En los últimos años se observan dos cambios significativos en el sistema de distribución de ESSA, primero el crecimiento de clientes conectados a las líneas de 34.5 kV que conforman el anillo del área metropolitana de ESSA y segundo la operación dinámica de líneas de 34.5 kV enmalladas donde frecuentemente se reconfigura la topología de la red para permitir mantenimientos programados o condiciones de emergencia. El esquema de protecciones debe avanzar y responder a las necesidades operativas del sistema eléctrico de Potencia de ESSA.

2.1 CARACTERÍSTICAS QUE DEBE TENER EL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS [12]

Para definir estas características se debe partir de las consecuencias de las condiciones anormales y de los beneficios que se quieren tener de las protecciones en la limitación de estas consecuencias. Para esto se deben responder preguntas tales como:

a) ¿Para qué servirá el sistema de protecciones?
b) ¿Cuáles son los efectos que se disminuirán con el sistema de protecciones?
c) ¿Cuáles son los equipos que componen el sistema de potencia?

d) ¿Cuáles son los tipos de condiciones anormales (fallas) esperadas en este sistema?
e) ¿Existen condiciones anormales difíciles de detectar?
f) ¿Cuánto es el tiempo máximo permitido de despeje de las fallas?
g) ¿Cuáles pueden ser las consecuencias de un mal funcionamiento del sistema de protecciones eléctricas?
h) ¿Cuáles son las condiciones especiales que tiene el sistema de potencia?

De acuerdo con esto se han definido las siguientes características principales que debe tener todo sistema de protecciones eléctricas:

a) Velocidad para detectar las condiciones anormales.
b) Confiabilidad en la detección de condiciones anormales.
c) Sensibilidad para condiciones anormales difíciles de detectar.
d) Selectividad para aislar sólo la zona fallada.
e) Simplicidad en la estructura del esquema.

2.1.1 Velocidad. Los efectos de las condiciones anormales están muy relacionados con su duración, por lo cual una primera característica que deben cumplir los esquemas de protección eléctrica es la rapidez de actuación. El tiempo de duración de las fallas es determinante para establecer las consecuencias, a continuación se muestran algunos efectos relacionados directamente con el tiempo de duración:

a) El calor recibido por una persona expuesta a un arco eléctrico es proporcional al tiempo de exposición
b) La probabilidad de que la corriente a través del cuerpo genere fibrilación aumenta con el tiempo de exposición.
c) El calentamiento de los conductores y equipos eléctricos durante las fallas es proporcional al tiempo de duración

d) La interrupción de un proceso industrial debido a la baja tensión asociada con un cortocircuito depende del tiempo de duración.

e) La tensión de un generador puede colapsar debido a cortocircuitos en la red si estos tienen una duración prolongada (por ejemplo, más de 150 ms)

f) La pérdida de estabilidad de un sistema de potencia debido a un cortocircuito depende del tiempo que se demoren las protecciones en despejarlo.

2.1.2 Confiabilidad. La confiabilidad expresa el atributo de un sistema de protecciones de operar correctamente ante situaciones en las cuales está diseñado para operar y no operar en condiciones normales. Este concepto se expresa en términos de las propiedades de dos conceptos: fiabilidad (o redundancia) y seguridad.

La fiabilidad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el sistema de protección operará correctamente ante la presencia de una condición anormal o falla, tomando las acciones necesarias ante esta situación. Se mide como la probabilidad de que el sistema actúe efectivamente en presencia de una falla.

La seguridad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el relé no operará incorrectamente bajo condiciones normales. Se mide como la probabilidad de que el sistema de protecciones no presente actuaciones en ausencia de falla o que actúen otras protecciones diferentes a las que debieron actuar.

2.1.3 Sensibilidad. Normalmente las condiciones anormales o fallas que están asociadas con cambios significativos de la tensión y de la corriente son detectadas más fácilmente que aquellas asociadas con cambios menores. Este aspecto es de vital importancia teniendo en cuenta que los seres humanos somos vulnerables a

corrientes tan pequeñas como 30 mA que difícilmente son detectadas por dispositivos de protección. Por esto se requiere en muchos casos sistemas de protecciones que sean sensibles a pequeñas corrientes o cambios de tensión. La sensibilidad de las protecciones se expresa como el valor mínimo de la señal de entrada o el cambio en la señal de entrada, que hace que el sistema de protecciones opere.

2.1.4 Selectividad. Es una característica del sistema de protecciones como conjunto, y es la capacidad que tiene éste de aislar únicamente el elemento que se encuentra en falla. Existen varios métodos mediante los cuales se logra selectividad: por tiempo y por magnitud de la señal actuante.

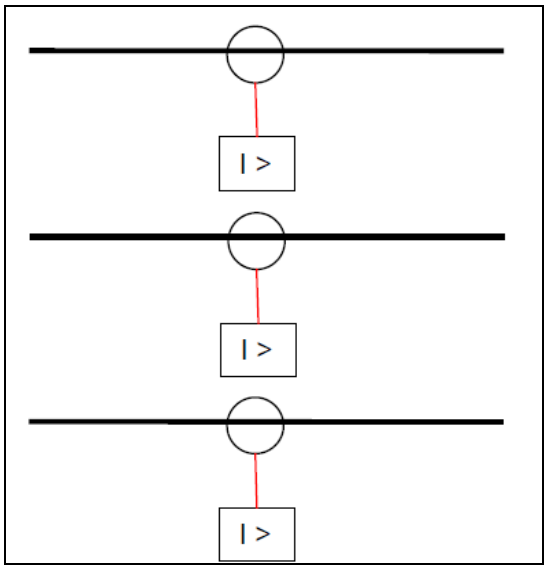
2.1.5 Simplicidad. El sistema de protecciones debe ser tal que permita a los equipos trabajar al máximo de su capacidad, teniendo en cuenta sus limitaciones y sin permitir condiciones que generen riesgos para las personas, equipos e instalaciones. Un sistema de protecciones bastante complejo puede conducir a operaciones erróneas que traerán como consecuencia desconexión innecesaria de equipos e interrupción de procesos, además, puede generar problemas durante la instalación, operación y mantenimiento.

2.2 RELÉS DE SOBRE CORRIENTE [12]

Las condiciones anormales más comunes en sistemas eléctricos están asociadas con cortocircuito y sobrecarga. El relé de sobre corriente es un elemento que funciona con base en la corriente censada, la cual puede incrementarse debido a alguna condición anormal del sistema, tal como un cortocircuito o una sobrecarga.
La protección de sobre corriente es la forma más simple y la menos costosa de proteger un circuito o equipo. Esta protección permite aclarar las fallas con un retardo de tiempo que depende de la magnitud de corriente circulante, suministrando un respaldo para los terminales remotos.

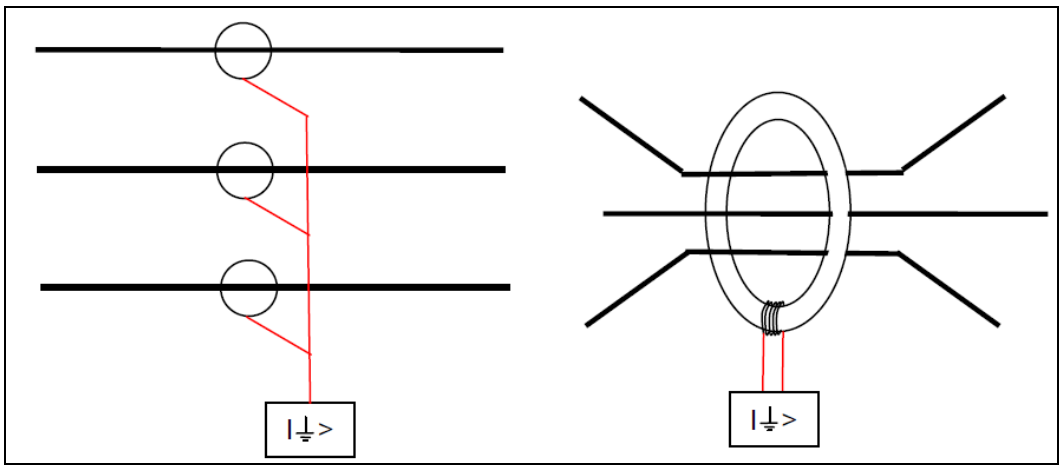
2.2.1 Relés de fases y de tierra. De acuerdo con la corriente actuante se pueden tener relés de sobre corriente de fases y de tierra. Los relés de fase operan para todo tipo de falla, debido a que actúan con la corriente que circula Por cada una de las fases, su conexión es como se muestra en la Figura 1.

Figura 1.Conexión de los relés de sobre corriente de fases.



Los relés de sobre corriente de tierra están solo detectan fallas que involucren tierra. El relé de sobre corriente de tierra es una protección que puede garantizar una alta sensibilidad teniendo en cuenta que se alimenta con la corriente residual, la cual debe tener normalmente un valor bastante bajo. Se tienen dos esquemas de conexión para este tipo de relé, como se muestra en la Figura 2. En el caso en el cual la suma se realiza en el secundario de los transformadores de corriente, el error en la medición de la corriente residual puede ser alto debido a que el error es proporcional a la corriente de cada fase. En el segundo caso el error es proporcional a la corriente residual, siendo mucho más bajo que en el primer caso.

Figura 2.Conexión de los relés de sobre corriente de tierra



2.2.2 Curvas de Sobre corriente. La característica de operación de un relé de sobre corriente puede ser de tiempo inverso, de tiempo definido o instantánea.

a) Un relé de sobre corriente instantáneo opera cuando la corriente supera un umbral de ajuste, el tiempo de retardo de la operación no es intencional y depende del equipo.

b) Un relé de tiempo definido opera cuando la corriente supera un umbral y tiene un retardo intencional fijo en el tiempo de operación.

c) Un relé de tiempo inverso opera cuando la corriente supera un umbral y tiene un retardo intencional inversamente proporcional a la magnitud de la corriente. Con mayor corriente, el tiempo de operación es menor y viceversa.

Las normas ANSI/IEEE C37.112-1996 e IEC 255-4 definen las ecuaciones para cada una de las características Tiempo vs. Corriente. Las curvas normalizadas son: Inversa, Moderadamente Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. Sin embargo, los fabricantes de relés de sobre corriente en ocasiones ofrecen otras posibilidades de curvas adicionales a las normalizadas.

2.2.3 Curvas IEC. Estas curvas se encuentran definidas en la norma IEC 60255-3. De acuerdo con esta norma existen las curvas Normalmente Inversa (A), Muy Inversa (B) y Extremadamente Inversa (C), la ecuación general es la siguiente:

$$t = \frac{k}{\left(\frac{I}{Is}^{a} - 1\right)}$$

Ecuación 24.Tiempo de operación del relé.

Dónde:

t: tiempo de operación del relé

I: corriente actual a través del circuito protegido

IS: corriente de arranque del relé.

k: constantes que dependen del tipo de curva, ver Tabla 2.

Tabla 2. Constantes Curvas IEC

	A	B	C
K	0,14	13,5	80
a	0,02	1,0	2,0

2.2.4 Curvas ANSI. Estas curvas se encuentran definidas de acuerdo con la norma ANSI C37.112 se definen los siguientes tipos de curvas:

- Moderadamente inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa

Estas curvas obedecen a la siguiente ecuación:

$$t = \frac{A}{\left(\frac{I}{Is}^{P} - 1\right)} + B$$

Ecuación 25. Tiempo de operación del relé.

Dónde:

t: tiempo de operación del relé

I: corriente actual a través del circuito protegido

IS: corriente de arranque del relé

A, B, p: constantes que dependen del tipo de curva, ver Tabla 3.

Tabla 3. Constantes para curvas ANSI.

Característica	A	B	p	tr
Moderadamente inversa	0,0515	0,1140	0,020	4,85
Muy inversa	19,61	0,491	2,0	21,6
Extremadamente inversa	28,2	0,1217	2,0	29,1

2.3 RELÉS DE SOBRE CORRIENTE DIRECCIONALES [12]

Estos relés además de medir la magnitud de la corriente, miden el ángulo entre la tensión y la corriente para determinar en qué sentido fluye la corriente de falla. Los relés direccionales se utilizan principalmente en sistemas enmallados donde la corriente de falla o de carga puede fluir en ambas direcciones, dado que la fuente no se encuentra ubicada a un solo lado del sistema.

Algunas características importantes de este tipo de relés son:

a) La coordinación de relés, presenta una mayor simplicidad. Este tipo de relés requiere las señales tanto de corriente como de tensión para determinar la dirección de la falla. Los relés direccionales de fase son polarizados por el voltaje de fase, mientras que los relés de tierra emplean varios métodos de polarización, usando cantidades de secuencia cero o de secuencia negativa.
b) Los elementos direccionales se utilizan en conjunto con relés de sobre corriente o de impedancia para mejorar la selectividad.

Los relés de sobre corriente direccionales son muy usados para proteger líneas de transmisión dado que éstas, por lo general, tienen al menos dos fuentes de alimentación de corrientes de falla.

Esto hace que la mayoría de las veces sea imposible la coordinación de relés de sobre corriente no direccionales.

La coordinación de relés de sobre corriente direccionales, usando características de tiempo definido, presenta una mayor simplicidad, por lo que, cuando se trata de protecciones de respaldo en líneas de transmisión, se recomienda su uso.

2.4 COORDINACIÓN [9]

Cuando los circuitos se protegen con relés de sobre corriente, es necesario buscar la coordinación con los demás dispositivos de protección de los elementos adyacentes (otras líneas, transformadores, etc.) para lograr selectividad en el sistema de protecciones.

La coordinación de protecciones es el proceso mediante el cual se busca que ante la ocurrencia de una falla en el sistema eléctrico, los dispositivos de protección actúen de una forma coherente, garantizando interrumpir la alimentación solo a los equipos involucrados en la falla y manteniendo en funcionamiento el resto del sistema.

El objetivo de los estudios de coordinación de protecciones es determinar las características y los ajustes de los diferentes dispositivos del sistema de protecciones. El estudio debe entregar datos

Tales como:

a) Relaciones de transformación de transformadores de corriente y tensión
a) Tipos de fusibles, de interruptores de baja tensión y su capacidad
b) Ajustes de los relés de protección: tipo de curva, corriente de arranque, multiplicador, etc.

Para la coordinación de protecciones es necesario establecer criterios tales como

a) Tipos de curvas a utilizar: norma, fabricante, tipo.
b) Tiempos de coordinación: debe darse suficiente tiempo para que se aisle la falla por el dispositivo correspondiente, teniendo en cuenta el tiempo de

operación del relé, el tiempo de los relés auxiliares y el tiempo de apertura del interruptor. Normalmente un tiempo de 200 ms se considera aceptable.

c) Se debe garantizar que las protecciones no operen ante eventos transitorios que no corresponden a fallas, tales como corriente inrush de transformadores y corriente de arranque de motores.

d) Una buena técnica consiste en iniciar la coordinación con los dispositivos más alejados de la fuente, los cuales prácticamente pueden operar con característica instantánea ante la falla.

2.5 CRITERIOS ACTUALES DE PROTECCIÓN EN ESSA PARA EL SDL

2.5.1. Ajustes de protección de líneas en sistemas enmallados

2.5.1.1 **Sobre corriente Fases.** La corriente de arranque se ajusta al menor valor entre 1,3 veces el límite térmico de la línea y 1,2 veces la corriente nominal del transformador de corriente (CT).

Se recomienda seleccionar una curva IEC normalmente inversa y ajustar el dial de manera que el relé opere en 0,2 s ante la mayor falla (trifásica o monofásica, la mayor de las dos) a la salida de la línea (falla cercana a la subestación) en demanda máxima.

Se verifica selectividad de los relés para fallas bifásicas aisladas, trifásicas y monofásicas, en demanda máxima buscando una operación coordinada entre estos para diversas condiciones operativas.

Se deberá contrastar la curva y los ajustes seleccionados con la curva de soportabilidad de los equipos.

2.5.1.2 **Sobre corriente Tierra**. Según las prácticas recientes que han sido aplicadas en diversos sistemas de potencia a nivel nacional, se recomienda

ajustar los elementos residuales con una corriente de arranque de 120 A. Este valor se establece con base en la experiencia operativa, la cual ha demostrado que el máximo desbalance residual esperado en líneas no transpuestas, considerando la contingencia n-1 en condiciones de máxima transferencia, no supera los 100 A. Con un valor de ajuste de 120 A se logra un margen adecuado para prevenir disparos indeseados ante la condición n-1, garantizando a su vez una cobertura amplia para fallas de alta impedancia.

Los ajustes recomendados son:

a) Curva IEC Normal Inversa.
b) Corriente de arranque: 120 Amperios primarios
c) El Dial se selecciona garantizando que el tiempo de operación ante una falla franca en demanda máxima a la salida de la línea (cerca de la subestación), el relé opere en 0,2 s, para garantizar coordinación con la protección principal.

Para revisar los ajustes, se simulan fallas monofásicas francas y de alta impedancia (20 Ω ó 50 Ω) en varios puntos del sistema y se monitorean las corrientes residuales y a partir de estos resultados se escogen los ajustes más adecuados haciendo las verificaciones del caso y cuidando de que estos relés queden con un alto grado de sensibilidad manteniendo, a su vez, una selectividad apropiada.

2.5.2. Ajustes de protección de líneas en sistemas radiales

2.5.2.1. Sobre corriente de Fases. Estos criterios aplican fundamentalmente a los circuitos de distribución a 13,8 kV, la corriente de arranque se ajusta al menor valor entre 1,3 veces la capacidad máxima del conductor de salida del circuito

(Cable subterráneo/línea Aérea) y 1,2 veces la corriente nominal primaria del transformador de corriente (CT).
El tipo de curva es la muy inversa, las unidades de tiempo definido se habilitan a partir de 6 veces la corriente de puesta en trabajo de la unidad temporizada, con un tiempo de operación de 50 ms si hay recierre rápido.

2.5.2.2 Sobre corriente de Tierra. Se recomienda ajustar los elementos residuales con una corriente de arranque de 20% de la corriente del CT instalado. El tipo de curva es la muy inversa, las unidades de tiempo definido se habilitan a partir de 10 veces la corriente de puesta en trabajo de la unidad temporizada, con un tiempo de operación de 50 ms si hay recierre rápido.

2.5.3. Ajustes de protección en transformadores de potencia

2.5.3.1 Sobre corriente de Fases. Para permitir condiciones de sobrecarga del transformador y una adecuada operación del relé, la corriente de arranque deberá ser mayor a la corriente de sobrecarga esperada.

Se recomienda ajustar la corriente de arranque al menor valor entre el 1,3 veces la corriente nominal del transformador (en refrigeración forzada) y 1,2 veces la corriente nominal primaria del transformador de corriente (CT). El valor de sobrecarga permitido de 1,3 veces la corriente nominal (130%) surge de la ventaja que ofrece la capacidad de sobrecarga del transformador en estado de operación normal y, en especial, cuando se presentan situaciones de contingencia en donde se requiere la sobrecarga de líneas y transformadores. El tipo de curva recomendado es la IEC normal inversa. El dial de la curva se selecciona para que opere temporizadamente con respecto a la protección adyacente con un tiempo mínimo de 200 a 250 ms más que dicha protección.

Para subestaciones con transformadores de potencia igual o menor a 6,5 MVA y con más de un circuito, el ajuste del dial de los relés fase se calcula simulando

fallas trifásicas remotas en los circuitos de la subestación y considerando – además de la corriente de falla – la corriente de carga vista por el relé del transformador, esto con el fin de evitar que ante fallas en los circuitos, opere la protección del transformador al medir la corriente de la falla del circuito afectado más la carga de los demás circuitos. Los diales se calculan para la condición de generación máxima y se verifica el ajuste obtenido (dial y curva característica) para todas las posibles condiciones operativas de la subestación (distintas posiciones de interruptores de transformadores en paralelo, acoples de barra, etc.), revisando que la curva de operación del relé se ubique por debajo de la curva de soportabilidad del transformador, para garantizar que el equipo no sufrirá daño y que además esté por encima del valor de la corriente Inrush. Se recomienda habilitar una etapa de tiempo definido en los relés de sobre corriente del lado de alta con un valor de arranque igual a 1,2 Veces el mayor aporte visto para fallas en el lado de baja y con una temporización de 150 ms. Con esto se garantiza que el relé no descoordina para fallas en el devanado de baja tensión y una acción rápida ante fallas en el lado de alta. Con el retardo de 150 ms se busca evitar disparos producidos por la corriente de inrush del transformador, que por norma se establece como a 12 veces la corriente nominal con una duración de 100 ms.

2.5.3.2. Sobre corriente de Tierra. El valor de puesta en trabajo será igual al 40% de la corriente nominal del transformador. El tipo de curva es la normal inversa. El valor de la curva se selecciona para que opere Temporizadamente con respecto a la protección del alimentador con ajuste mayor con un tiempo de 200 a 250 ms más que dicha protección El valor de la curva de las protecciones del lado de alta de los transformadores se selecciona para que opere al aporte de cortocircuito monofásico o trifásico (el mayor de los dos, teniendo en cuenta el grupo de conexión para la falla monofásica) en el secundario, con un tiempo de 0,20 a 0,25 s más que la protección del lado de baja El ajuste de 0,4 x In es tomado para considerar condiciones en las cuales el sistema se encuentra desbalanceado

debido a la carga, es decir se pierde parte de la carga de una de las fases caso típico en sistemas de distribución.

2.6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y CAUSAS MÁS RELEVANTES

En el área metropolitana de Bucaramanga el sistema eléctrico de distribución de la Electrificadora de Santander a nivel de 34.5 kV se opera bajo configuración en anillo, las redes enmalladas permiten una flexibilidad operativa y aumentan la confiabilidad en la prestación del servicio al usuario final al contar con dos o más fuentes de alimentación en cada Subestación Eléctrica con Transformación 34.5/13.8 kV.

Actualmente la continuidad en el servicio de energía eléctrica en algunas subestaciones con transformación 34.5/13.8 kV del área metropolitana depende de la disponibilidad de conexión de dos líneas de 34.5 kV que alimenten de forma continua la barra a este nivel de tensión, en los periodos de demanda máxima del sistema la desconexión de una de estas líneas conlleva a tener demanda no atendida en esta subestación, lo anterior por la limitación de transporte dado el límite térmico del conductor.

Es de suma importancia contar con un esquema de protección selectivo y coordinado en las líneas de 34.5 kV del sistema eléctrico de ESSA (Electrificadora de Santander SA), más aún si se trata del área metropolitana de Bucaramanga, donde una mala operación de las protecciones conllevan a la desatención del servicio en una o más Subestaciones dependiendo del escenario operativo en el que se presente el evento, conllevando a una mala imagen para la Compañía así como pérdidas de dinero por la DNA (Demanda No Atendida) y pago de compensaciones al usuario.

Actualmente se tienen cargas de clientes comerciales conectadas en las líneas de 34.5 kV que conforman el anillo del sistema eléctrico de ESSA en el área metropolitana de Bucaramanga, el número de clientes conectados a este nivel de tensión va en aumento dado el atractivo para el cliente en cuanto a tarifa y confiabilidad del servicio se refiere. Aun cuando ya se tienen políticas claras en ESSA exigiendo a los nuevos clientes la instalación de un reconectador en el punto de conexión a la red de 34.5 kV, estas conexiones aumentan los tiempos de despeje en las bahías de línea de las Subestaciones de ESSA, lo anterior dada la coordinación de protecciones a realizar entre el equipo de protección del cliente y el relé de protección de la bahía de línea.

En ESSA hoy en día se protege las líneas de 34.5 kV de la red en anillo con relés de sobre corriente direccional. Un punto negativo del esquema de protección implementado con este tipo de relés es la alta dependencia de la selectividad con el nivel de corto circuito, de modo que ante diferentes escenarios operativos se puede tener una inadecuada operación de las protecciones; otro punto desfavorable son los tiempos de despeje que se tienen ante condiciones de falla cercanas a uno de los extremos de la línea.

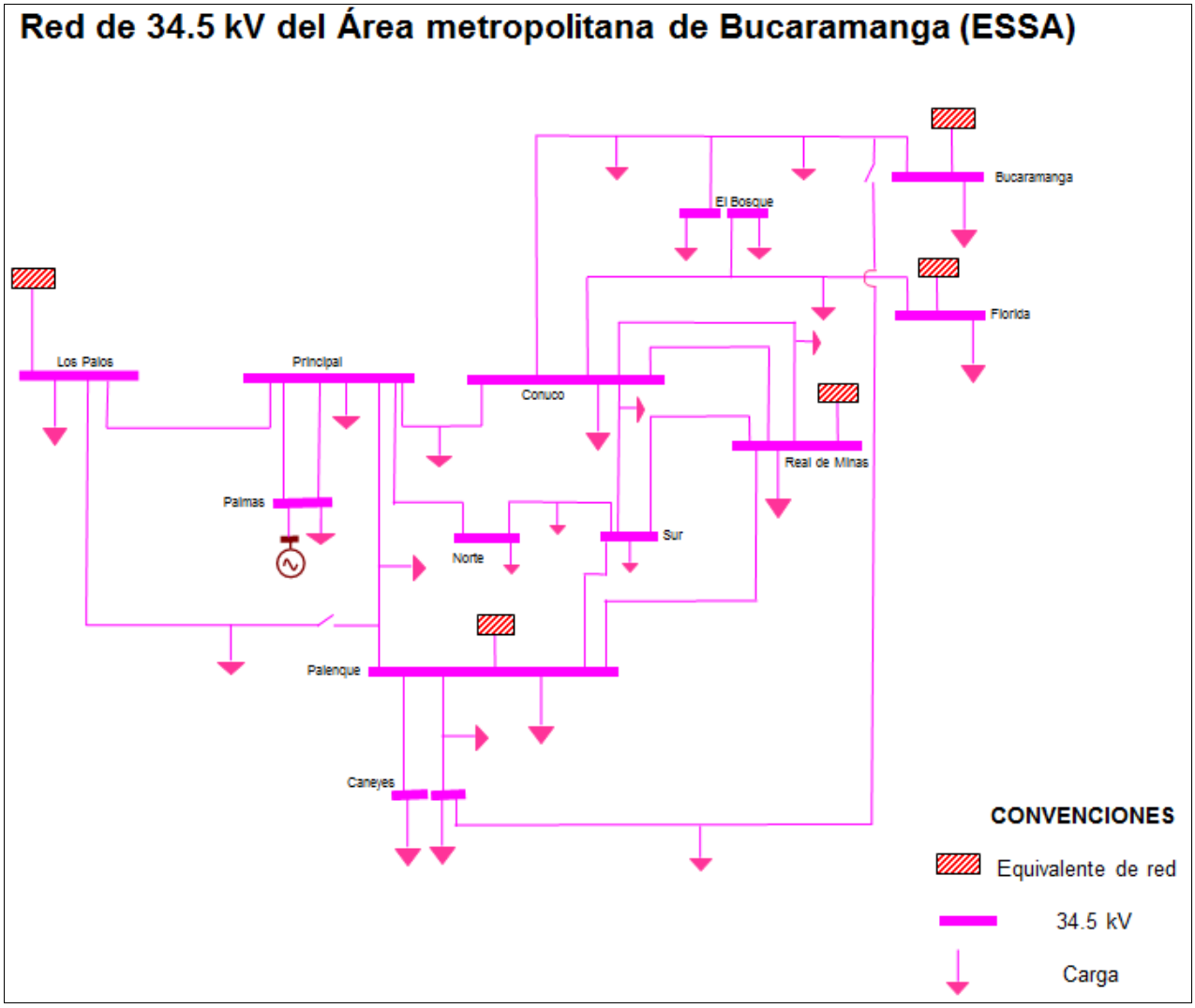
Se necesita implementar un esquema de protecciones eléctricas que cubra las diversas condiciones de falla a la que se expone normalmente una línea de 34.5 kV en configuración en anillo, con tiempos de despeje rápidos, esto se logra realizando un estudio detallado que permita de manera equilibrada, costo-beneficio, resultados eficientes para la compañía.

Los elementos que componen un Sistema Eléctrico de Potencia están expuestos a condiciones de falla, las líneas de transmisión y sub-transmisión son las más expuestas a estas condiciones dentro de las cuales se tienen principalmente descargas atmosféricas, objetos y animales sobre la red, maniobras operativas inadecuadas. La amenaza más grande para el sistema es el corto circuito,

teniendo repercusiones negativas en la vida útil de conductores y máquinas como transformadores y generadores. Contar con un adecuado esquema de protecciones para aislar las fallas que se presenten es de vital importancia y necesidad en un sistema eléctrico. Ante la ocurrencia de una falla o de una condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectar el problema inmediatamente y aislar la sección afectada, permitiendo así que el resto del sistema eléctrico permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos.

Para prestar un servicio seguro, confiable y de calidad a los usuarios de la Electrificadora de Santander SA ESP se debe garantizar un esquema de protecciones selectivo y de operación rápida en todo el sistema eléctrico de ESSA, en este trabajo de grado se analizará el actual esquema de protecciones en líneas enmalladas de 34.5 kV y se presentarán oportunidades de mejora que permitan mejorar la selectividad y los tiempos de despeje de falla.

Figura 3. Red ESSA de 34.5 kV del área metropolitana de Bucaramanga

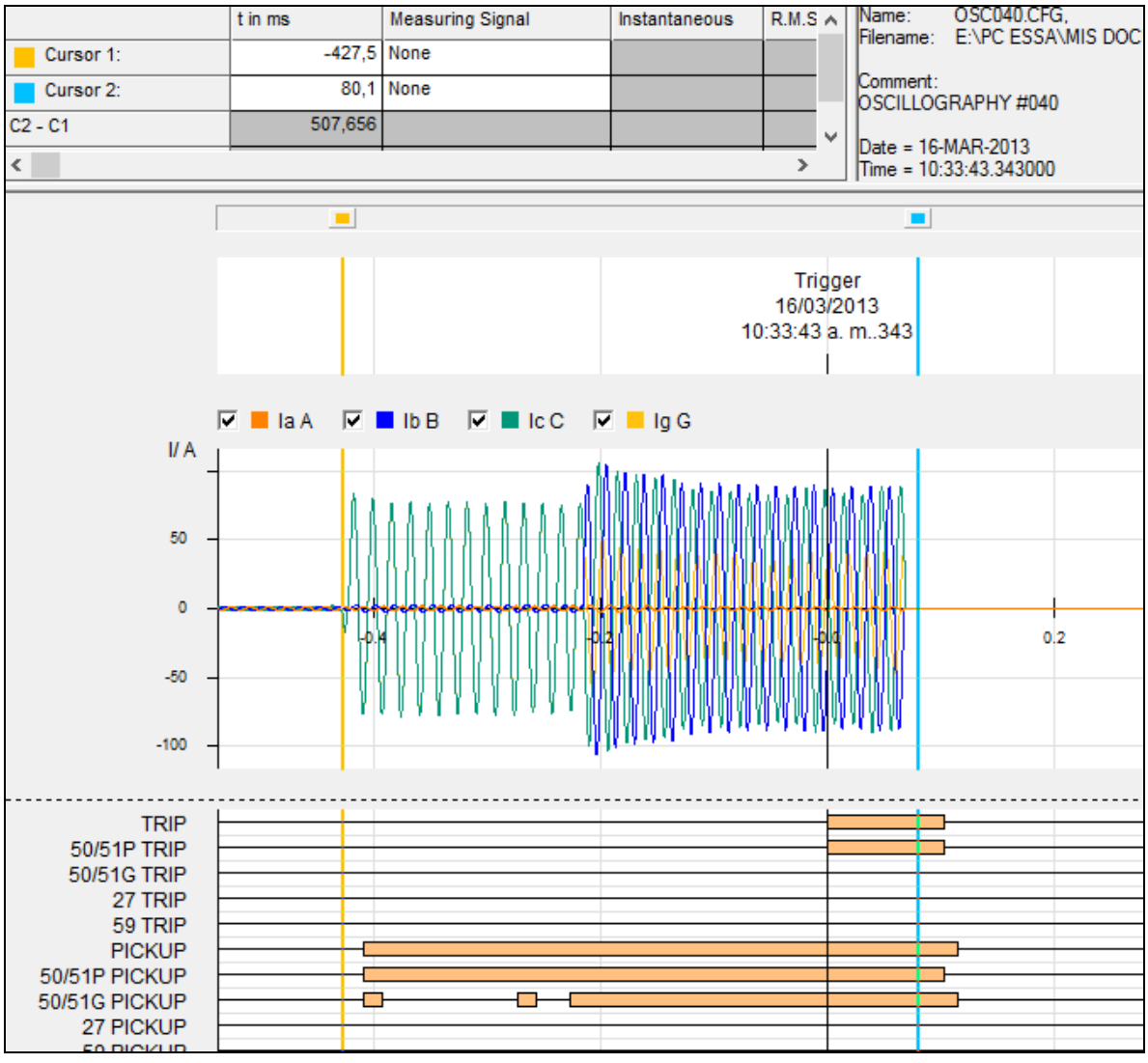


2.7 CARACTERIZACIÓN DE TIEMPOS DE DESPEJE DE FALLA EN LÍNEAS ENMALLADAS DE 34.5 KV.

En este ítem se analizan eventos relevantes de fallas presentadas sobre el sistema anillado de 34.5 kV del área metropolitana de Bucaramanga durante los años 2012, 2013 y 2014

2.7.1 Se analiza un evento ocurrido en marzo de 2013 sobre la línea de 34.5 kV SE Conuco-SE Principal, línea que conforma el anillo en el área metropolitana de Bucaramanga.

Figura 4. Registro de falla en la SE Conuco sobre línea de 34.5 kV hacia SE Principal.



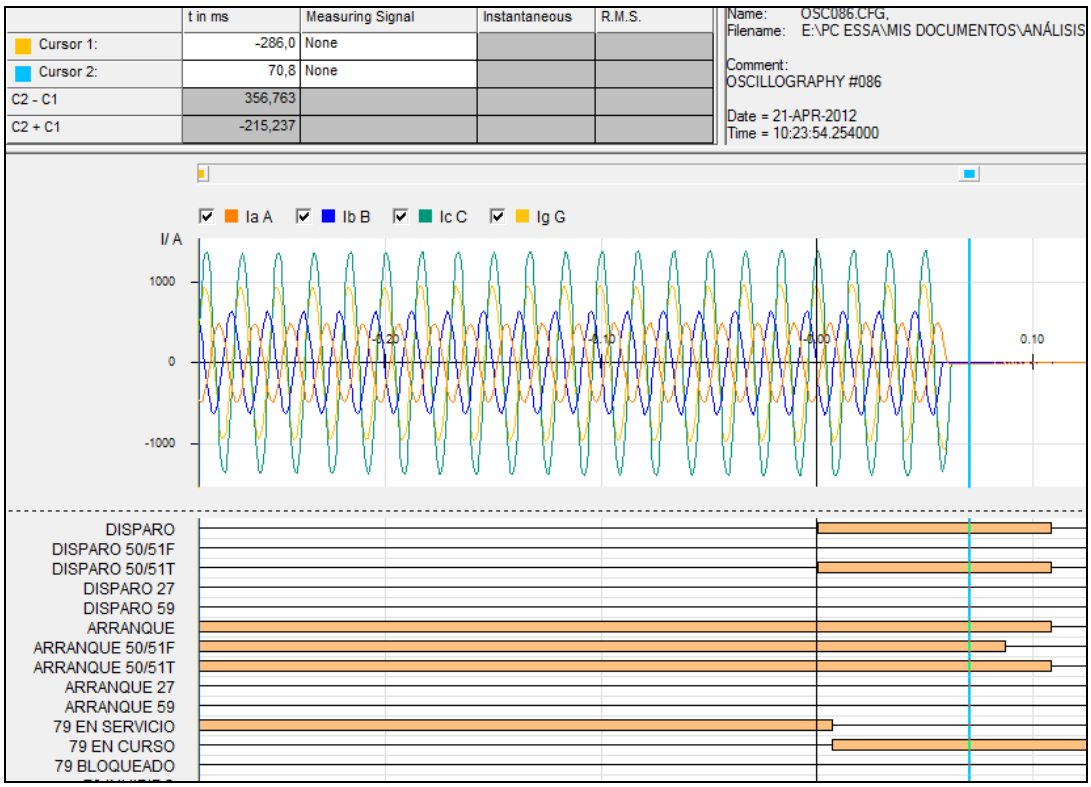
La falla en la línea se presentó en el extremo de la SE Principal, tal y como se aprecia en la figura 4, el evento inicia como una falla monofásica sobre la fase C

con una corriente de 2.6 kA, a los 220 ms esta falla evoluciona a una de tipo bifásica sobre las fases B y C con 5.1 kA, en la SE Conuco se despeja la falla en 500 ms, este tiempo alto de despeje de falla se refleja en el resto del sistema eléctrico como una fuerte oscilación.

Es importante mencionar que sobre este línea enmallada de 34.5 kV se tienen conectadas cargas comerciales, cada una tiene un reconectador como dispositivo de protección en el cual se configura un esquema que despeja toda falta en la acometida en 150 ms.

2.7.2 Se analiza un evento ocurrido en abril de 2012 sobre la línea de 34.5 kV SE Florida-SE Conuco, línea que conforma un anillo en el área metropolitana de Bucaramanga.

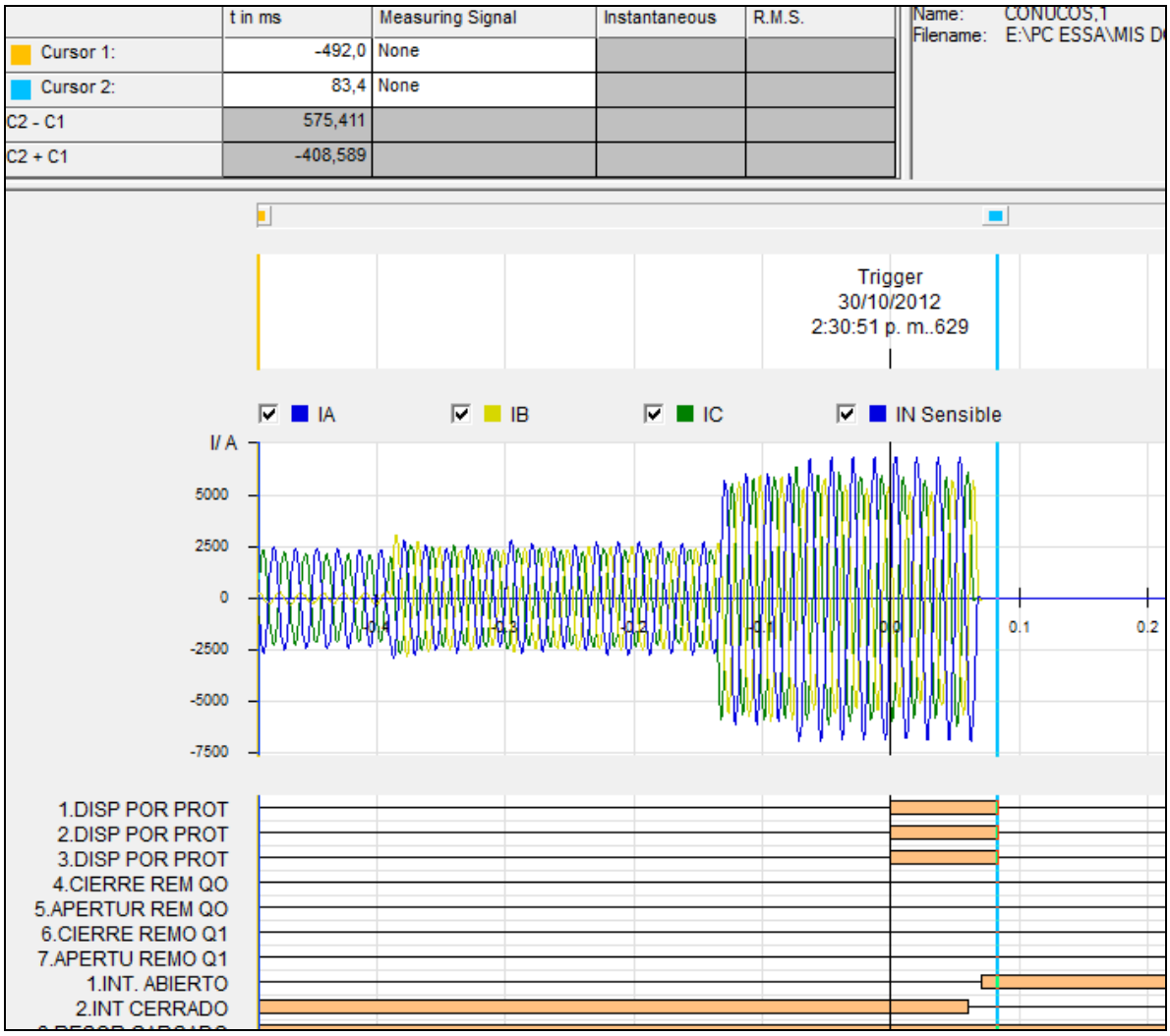
Figura 5. Registro de falla en la SE Florida sobre línea de 34.5 kV hacia SE Conuco



En abril de 2012 se presenta una falla monofásica sobre la fase C en la línea de 34.5 kV SE Florida-SE Conuco, como se evidencia en la figura 5 la falla se despejó en esta bahía en 356 ms, la falla la produjo un puente roto en cercanía a la subestación Conuco.

2.7.3 Se analiza un evento ocurrido en octubre de 2012 sobre la línea de 34.5 kV SE Real de Minas-SE Conuco, línea que conforma un anillo en el área metropolitana de Bucaramanga.

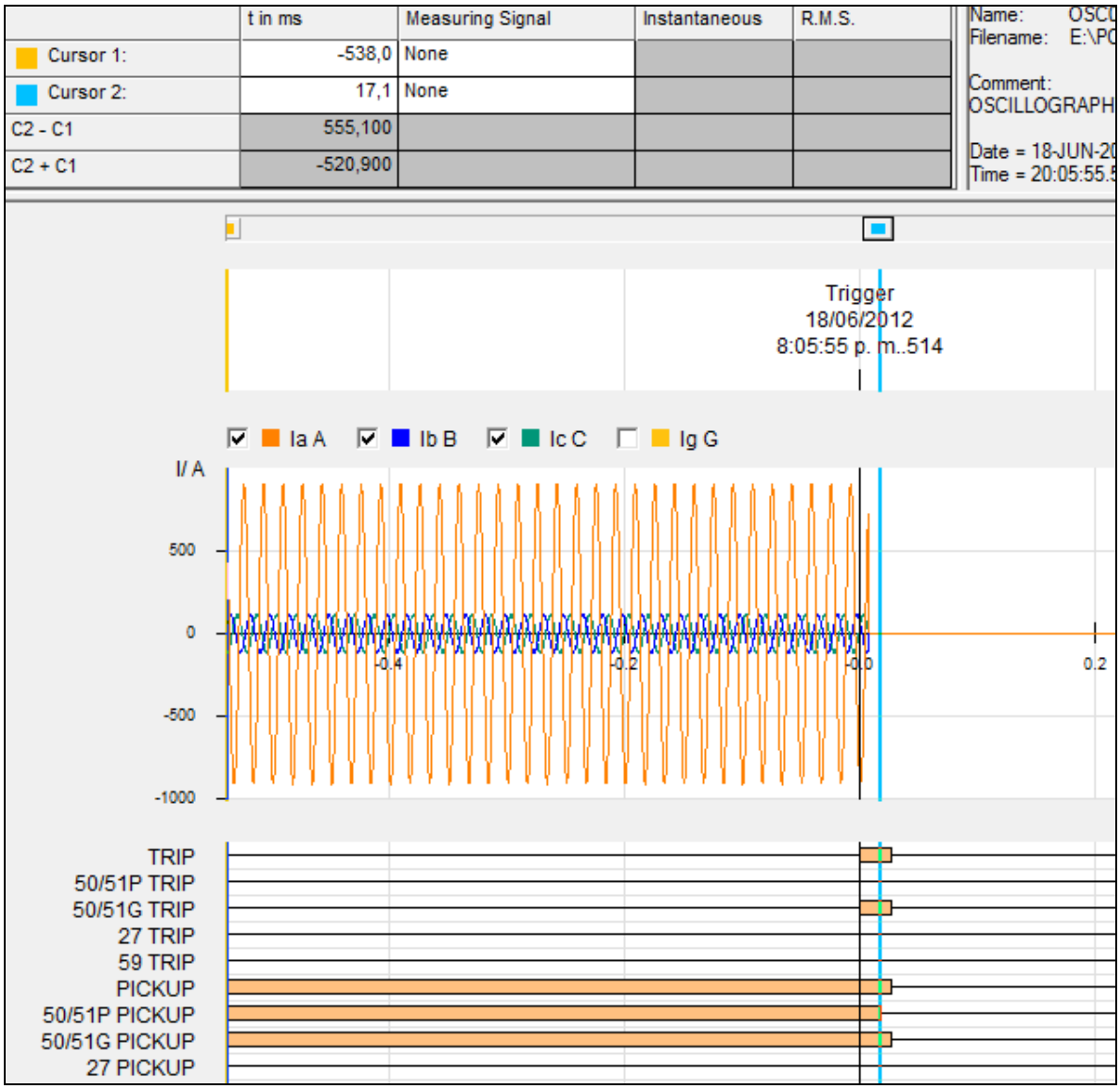
Figura 6. Registro de falla en la SE Real de Minas sobre línea de 34.5 kV hacia SE Conuco



En octubre de 2012 se presenta una condición de falla de tipo trifásica sobre la línea de 34.5 kV SE Real de Minas-SE Conuco, la falla se despeja en la SE Real de Minas en 575 ms.

2.7.4 Evento ocurrido en diciembre de 2012 sobre la línea de 34.5 kV SE Conuco- SE Sur.

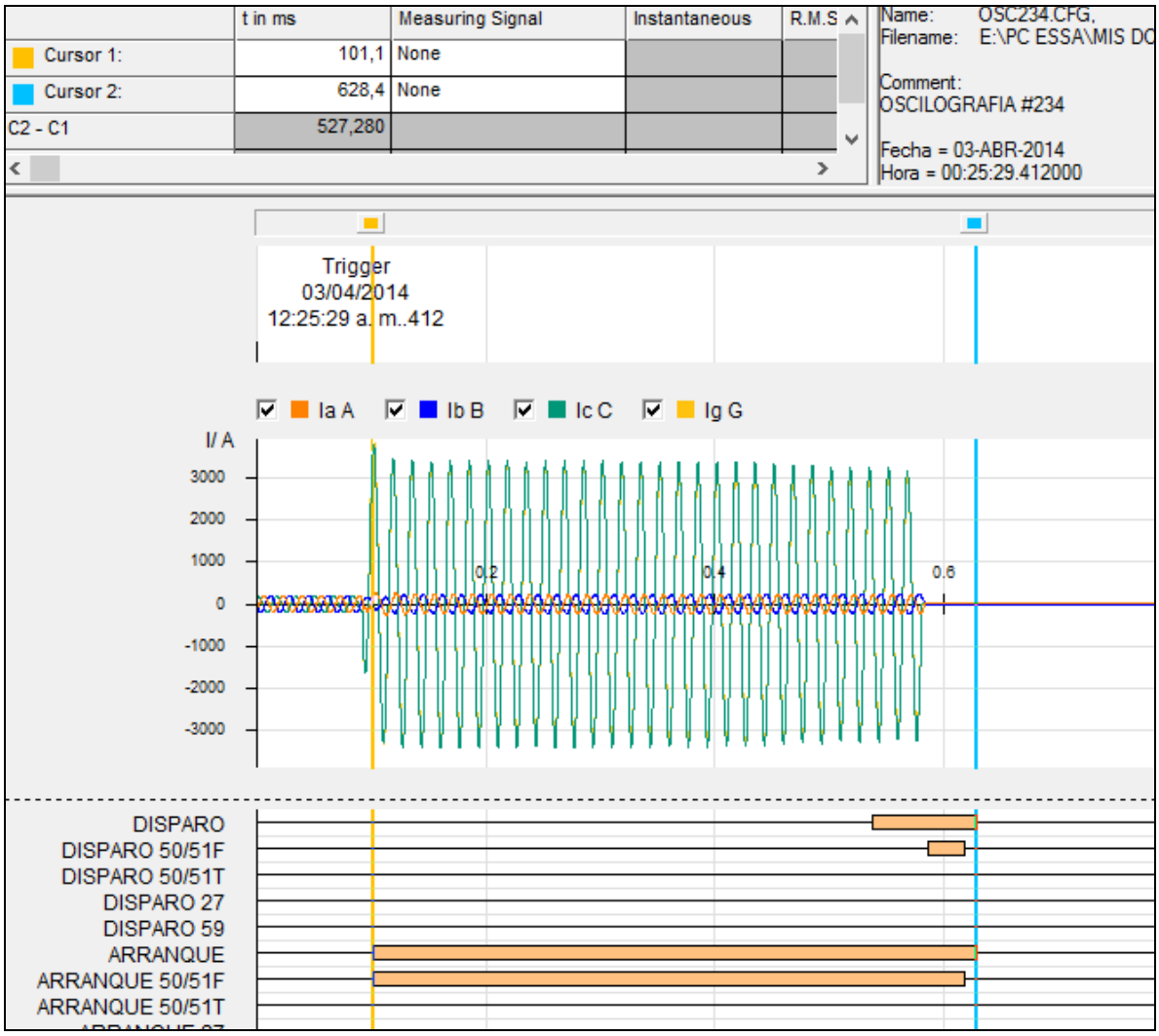
Figura 7. Registro de falla en la SE Conuco sobre línea de 34.5 kV hacia SE Sur



En diciembre de 2012 se presenta un evento sobre la línea de 34.5 kV SE Conuco – SE Sur, falla de tipo monofásica que se despeja en la SE Conuco en 555 ms.

2.7.5 Evento ocurrido en abril de 2014 sobre la línea de 34.5 kV SE Conuco-SE Florida

Figura 8. Registro de falla en la SE Conuco sobre línea de 34.5 kV hacia SE Florida



En abril de 2014 se presenta un evento sobre la línea de 34.5 kV SE Conuco-SE Florida, falla de tipo monofásica sobre la fase C, en la SE Conuco la falla se despeja en 527 ms.

2.8 IDENTIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE CARGAS CONECTADAS A LAS LÍNEAS DE 34.5 KV QUE CONFORMAN EL ANILLO DEL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA.

Tabla 1. Caracterización de cargas

NOMBRE	CIRCUITO	MEDIDA TENSIÓN
ACUEDUCTO SEDE ADMINISTRATIVA	403	3
ALMACEN EXITO ORIENTAL	442	3
ALMACENES EXITO S A	427	3
ALMAGRARIO S A	408	3
AVICOLA EL MADRONO	421	3
AVIMOL S.A	426	3
BAVARIA S A	418	3
C D M B	409	3
CABLES ELECTRICOS DE SANTANDER S A	408	3
CAMPOLLO S A CONCENTRADOS	421	3
CARLIXPLAST LTDA	421	3
CEMENTOS DIAMANTE S A	418	3
CENTRO COMERCIAL CABECERA.	403	3
CENTRO COMERCIAL LA QUINTA	0	3
CENTRO MEDICO CARLOS ARDILA	402	3
CENTRO MEDICO CARLOS ARDILA LULLE - ZONAS COMUNES	402	3
CENTROABASTOS	209501	3
COLOMBIA TELECOMUNICACIONES S A E S P	411	3
COMERCIAL NUTRESA S A S	409	3
COMPAÑIA CAFETERA AGRICOLA	408	3
CONSORCIO PARQUE EMPRESARIAL CAMPESTRE	409	3
CONSTRUCCIONES MARVAL LTDA	442	3
CONSTRUCCIONES MARVAL LTDA	442	3
CONSTRUCCIONES MARVAL LTDA	442	3
CONSTRUCCIONES MARVAL LTDA	442	3
CONSTRUCCIONES MARVAL S.A	442	3
COOPASAN	409	3
DISTRAVES PLANTA CONCENTRA	426	3
DISTRAVES PLANTA DE SACRIFICIO	422	3

ECOPETROL ICP	422	3
EMBOTELLADORA DE SANTANDER.	426	3
ESTABLECIMIENTO PENITENCIARIO	410	3
ESTACION DE SERVICIO SAN PEDRO	421	3
EXTRUCOL	408	3
FABRICAMOS S A	409	3
FISCALIA GENERAL DE LA NACION	411	3
FISCALIA GRAL NACION GIRON	409	3
FORJAS DE COLOMBIA	407	3
FOSCAL	402	3
FOSCAL UNAB ZONA FRANCA	402	3
FRESKA LECHE BUCARAMANGA	402	3
FRIGORIFICO METROPOLITANO.	409	3
FRIGORIFICO RIO FRIO S A S	409	3
FRIGORIFICO VIJAGUAL S A	417	3
FUNDACION CARDIOVASCULAR	402	3
GASEOSAS HIPINTO S A	422	3
GASORIENTE ARANZOQUE	422	3
GASORIENTE EST SERV SAN PEDRO	422	3
GASORIENTE LA ROSITA S A E S P	404	3
GASORIENTE S A E S P BASCULA	409	3
GRANDES SUPERFICIES COLOMBIA	403	3
GRDS. SUPR COLOMBIA CARREFOUR	409	3
HARINAGRO S A	407	3
HOSPITAL MILITAR QUINTA BRIGAD	403	3
HOTEL CHICAMOCHA	403	3
HOTEL DANN CARLTON	403	3
ICOHARIAS LTDA MOLINO GIRON	409	3
INDUST EJES TRANSMISORES	409	3
INDUSTRIA HARINERA DE SANTANDE	409	3
INDUSTRIAS A V M	426	3
INDUSTRIAS FALCON	407	3
INDUSTRIAS OISA	409	3
INDUSTRIAS PARTMO	407	3
INDUSTRIAS RAMBAL SEDE 2	407	3
INDUSTRIAS WONDER LTDA.	407	3
INVERSIONES HOLGUIN HURTADO S A EN LIQUIDACION	407	3
INVERSIONES INMOBILIARIAS BUCARAMANGA ARAUCO	402	3

INVERSIONES INMOBILIARIAS BUCRAMANGA ARAUJO S.A.S	402	3
INVERSORA INMOBILIARIA EL CISNE SA	409	3
ITALCOL S A	426	3
JOSE PASEVAL CONTRERAS	426	3
LA POLAR S.A.S	442	3
LECHESAN S A	401	3
MACPOLLO PLANTA DE BENEFICIO	421	3
MACPOLLO PLANTAS DE HARINAS	407	3
MANTILLA AGUSTIN	407	3
MARVAL S.A.	403	3
MERCADEFAM CARRERA 33	403	3
METALURGICAS DE SANTANDER - G P & CIA LTDA	403	3
MOLINO SAN MIGUEL	407	3
MOLINOS DEL ORIENTE	423	3
PARROQUIA SAN JUAN NEPOMUCENO	426	3
PROCESADORA NAL. CIGARRILLERA	426	3
PURINA COLOMBIANA S.A.	426	3
RIPLEY BUCARAMANGA	442	3
RUITOQUE. E.S.P.	422	3
SACEITES S A	409	3
SEDE ADMINISTRATIVA MCPOLLO	409	3
SENA	409	3
SENA CENTRO INDUSTRIAL.	409	3
SISTEMAS Y COMPUTADORES S A	409	3
SODIMAC COLOMBIA S.A.	429	3
SOISAN S A	403	3
SOLIPLAST S.A	407	3
SOLLA S.A.	409	3
TELEBUCARAMANGA S.A PRINCIPAL	411	3
TELECOM PARQUE BOLIVAR	411	3
TERPEL EL BOSQUE	402	3
TESICOL	409	3
UNIKERT 2 DE COLOMBIA	407	3
UNIVER COOPERATIVA DE COLOMBIA	403	3
UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA	421	3
VANGUARDIA LIBERAL	411	3
VERSIONES INMOBILIARIA BMANGA ARAUCO S.A.	402	3
VITELSA	408	3

2.9 IMPACTO ECONÓMICO POR AUSENCIAS DE TENSIÓN EN SUBESTACIONES CON TRANSFORMACIÓN 34.5/13.8 KV OCASIONADAS POR FALTA DE SELECTIVIDAD EN LAS PROTECCIONES DE LÍNEAS DE 34.5 KV DEL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA.

2.9.1 Ejemplo 1 Ausencia de tensión en la subestación Conuco por la no selectividad del esquema de protecciones de las líneas anilladas de 34.5 kV que conectan la subestación. Tiempo promedio de restablecimiento del servicio: 20 minutos**,** Valores máximos admisibles de los indicadores de calidad DES-FES de los circuitos de distribución pertenecientes a la subestación Conuco al límite de penalización: FES 5 veces, DES 1.5 h.

Costo del kW: 401.8 $/KW, correspondiente al costo actual para el estrato 4.
CRO: 1043.03 $/KW

Tabla 2. Calculo compensación DES-FES

CODIGO	LINEA / CIRCUITO	1 TRIMESTRE		CONSUMO PROMEDIO	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	VALOR ESTIMADO DE COMPENSACION x FES	VALOR ESTIMADO DE COMPENSACION x DES
		FES	DES				
10.501	10 501 CONUCOS 1	6	1,83	755,48	249,31	$ 240.772,91	$ 262.661,35
10.502	10 502 CONUCOS 2	6	1,83	2612,57	862,15	$ 832.635,98	$ 908.330,16
10.503	10 503 CONUCOS 3	6	1,83	2480,15	818,45	$ 790.432,83	$ 862.290,37
10.504	10 504 CONUCOS 4	6	1,83	2212,08	729,99	$ 704.999,17	$ 769.090,00
10.505	10 505 CONUCOS 5	6	1,83	65,84	21,73	$ 20.984,57	$ 22.892,26
10.506	10 506 CONUCOS 6	6	1,83	1379,43	455,21	$ 439.629,13	$ 479.595,42
10.507	10 507 CONUCOS 7	6	1,83	1052,35	347,28	$ 335.387,74	$ 365.877,54
10.508	10 508 CONUCOS 8	6	1,83	2364,60	780,32	$ 753.605,62	$ 822.115,22
10.509	10 509 CONUCOS 9	6	1,83	495,01	163,35	$ 157.760,80	$ 172.102,69
10.510	10 510 CONUCOS 10	6	1,83	2124,59	701,11	$ 677.114,59	$ 738.670,47
10.511	10 511 CONUCOS 11	6	1,83	2473,67	816,31	$ 788.366,43	$ 860.036,10

Costo por compensación DES: $ 6.263.661,56
Costo por Energía No Suministrada: $ 2.388.782,51

Total: $ 8.652.444,07

CRO: 6.188.970.947, del costo de racionamiento al usuario no se tiene en cuenta las paradas de la maquinaria industrial, situación que aumentaría considerablemente el costo de racionamiento para el usuario.

2.9.2. Ejemplo 2 Ausencia de tensión en la subestación El Bosque por una inadecuada actuación del esquema de protecciones. Tiempo promedio de restablecimiento del servicio: 20 minutos Valores máximos admisibles de los indicadores de calidad DES-FES de los circuitos de distribución pertenecientes a la subestación El Bosque al límite de penalización: FES 5 veces, DES 1.5 h.

Costo del KW: 401.8 $/kW para usuarios de estrato4.

CRO: 1043.03 $/kW

Tabla 3.Calculo compensación DES-FES S/E El Bosque

CODIGO	LINEA / CIRCUITO	1 TRIMESTRE		CONSUMO PROMEDIO		VALOR ESTIMADO DE COMPENSACION x FES	VALOR ESTIMADO DE COMPENSACION x DES	VALOR ESTIMADO DE COMPENSACION
		FES	DES					
12.501	12 501 BOSQUE 1	6	1,83	1184,68	394,89	$ 376.876,89	$ 407.768,44	$ 407.768,44
12.502	12 502 BOSQUE 2	6	1,83	2162,64	720,88	$ 687.987,66	$ 744.380,09	$ 744.380,09
12.503	12 503 BOSQUE 3	6	1,83	1584,66	528,22	$ 504.118,97	$ 545.440,20	$ 545.440,20
12.504	12 504 BOSQUE 4	6	1,83	1526,49	508,83	$ 485.613,93	$ 525.418,35	$ 525.418,35
12.505	12 505 BOSQUE 5	6	1,83	1072,98	357,66	$ 341.339,92	$ 369.318,60	$ 369.318,60
12.506	12 506 BOSQUE 6	6	1,83	2017,94	672,65	$ 641.956,05	$ 694.575,40	$ 694.575,40
12.507	12 507 BOSQUE 7	6	1,83	1331,63	443,88	$ 423.625,03	$ 458.348,39	$ 458.348,39
12.508	12 508 BOSQUE 8	6	1,83	135,80	45,27	$ 43.201,26	$ 46.742,35	$ 46.742,35
12.509	12 509 BOSQUE 9 CAI	6	1,83	332,50	110,83	$ 105.776,80	$ 114.447,02	$ 114.447,02

Costo por compensación DES: $ 3.906.438,85

Costo por Energía No Suministrada: $ 1.520.072,37

Total: $ $5.426.511,21

CRO: $3.945.897,82, del costo de racionamiento al usuario no se tiene en cuenta las paradas de la maquinaria industrial, situación que aumentaría considerablemente el costo de racionamiento para el usuario.

Nota: no se tiene en cuenta los subsidios a los usuarios para el cálculo de compensación por indicadores de calidad DES-FES.

2.9.3 Ejemplo 3 Ausencia de tensión en la subestación Norte por una inadecuada actuación del esquema de protecciones. Tiempo promedio de restablecimiento del servicio: 20 minutos Valores máximos admisibles de los indicadores de calidad DES-FES de los circuitos de distribución pertenecientes a la subestación Norte al límite de penalización: FES 5 veces, DES 1.5 h.

Costo del KW: 401.8 $/KW

CRO: 1043.03 $/KW

Tabla 4.Calculo compensación DES-FES S/E Norte

CODIGO	LINEA / CIRCUITO	1 TRIMESTRE		CONSUMO PROMEDIO		VALOR ESTIMADO DE COMPENSACION x FES	VALOR ESTIMADO DE COMPENSACION x DES	VALOR ESTIMADO DE COMPENSACION
		FES	DES					
20.501	20 501 NORTE 1	6	1,83	818,69	272,90	$ 260.445,74	$ 281.793,75	$ 281.793,75
20.502	20 502 NORTE 2	6	1,83	1761,70	587,23	$ 560.439,54	$ 606.377,20	$ 606.377,20
20.503	20 503 NORTE 3	6	1,83	1500,22	500,07	$ 477.257,11	$ 516.376,55	$ 516.376,55
20.504	20 504 NORTE 4	6	1,83	1012,84	337,61	$ 322.210,13	$ 348.620,80	$ 348.620,80
20.505	20 505 NORTE 5	6	1,83	806,37	268,79	$ 256.525,89	$ 277.552,60	$ 277.552,60
20.506	20 506 NORTE 6	6	1,83	2671,43	890,48	$ 849.847,38	$ 919.507,01	$ 919.507,01
20.507	20 507 NORTE 7	6	1,83	1261,66	420,55	$ 401.365,16	$ 434.263,95	$ 434.263,95
20.508	20 508 NORTE 8	6	1,83	1600,74	533,58	$ 509.234,79	$ 550.975,35	$ 550.975,35

Costo por compensación DES: $ 3.935.467,20

Costo por Energía No Suministrada: $ 1.531.367,87
Total: $5.466.835,07

CRO: $3.975.219,40, del costo de racionamiento al usuario no se tiene en cuenta las paradas de la maquinaria industrial, situación que aumentaría considerablemente el costo de racionamiento para el usuario.

Nota: no se tiene en cuenta los subsidios a los usuarios para el cálculo de compensación por indicadores de calidad DES-FES.

2.10 PAGO DE COMPENSACIONES A USUARIOS EN ESSA DURANTE EL 2014

Como referente, se presenta en la siguiente figura el pago por compensaciones en el SDL realizadas en ESSA durante el 2014, claramente el porcentaje de pago por concepto de falla en el esquema de protecciones es inferior al 20% del total.

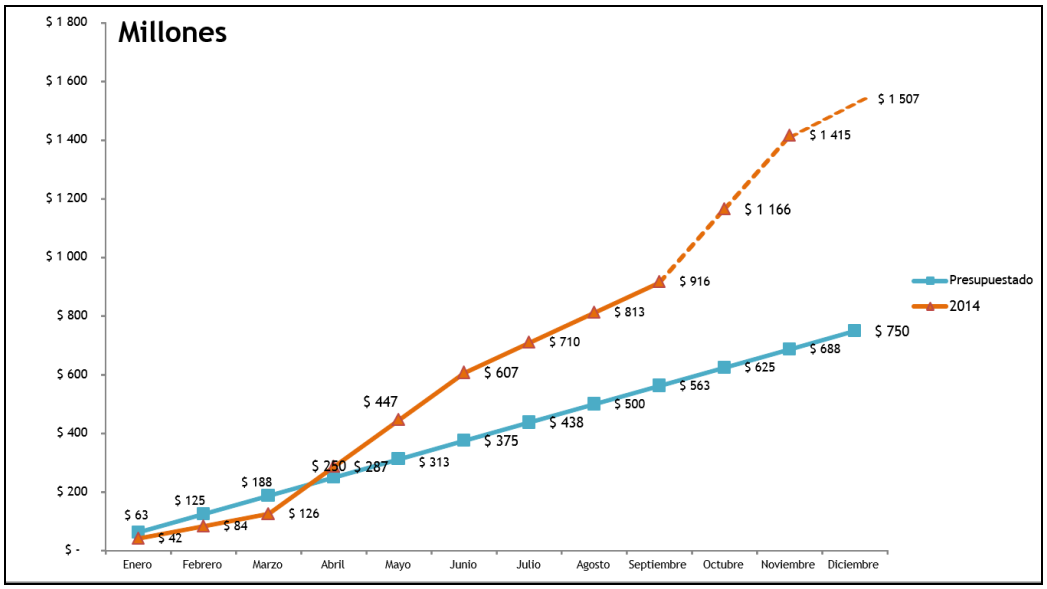


Figura 9. Pago de compensaciones en el SDL ESSA 2014

3. ESTUDIO TÉCNICO Y ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS

En este capítulo se analizan las tecnologías disponibles de esquemas de protección selectivos para líneas de sistemas de distribución local anilladas, con el fin de determinar la mejor alternativa a implementar en el SEP de ESSA.

En la actualidad se dispone comercialmente de tecnologías de sistemas de protecciones que permiten una alta selectividad o inclusive selectividad absoluta para proteger líneas de transmisión.

Es importante mencionar que los esquemas presentados a continuación se utilizan normalmente en líneas de alta y extra alta tensión, el principal motivo de no utilizar estas tecnologías en líneas de media tensión es por el alto costo de inversión y mantenimiento.

3.1 TECNOLOGÍAS DISPONIBLES QUE PERMITEN ALTA SELECTIVIDAD EN PROTECCIÓN DE LÍNEAS [10]

3.1.1 Relé diferencial de línea. Es una protección con selectividad total y tiempos de operación bajos, depende completamente de un canal de comunicación entre las subestaciones. Debido a la selectividad, no ofrecen respaldo para otras líneas y equipos. Se deben complementar con protecciones de distancia o sobre corriente que garanticen la operación ante la pérdida del canal de comunicaciones.

Es un relé diseñado para detectar fallas a través de la medida de la magnitud y la diferencia angular entre las corrientes medidas en los extremos de la zona cubierta por el sistema de protección. En esencia su fundamento se basa en que las sumas de las corrientes que entran y salen a la zona de protección, debe ser siempre cero, excepto cuando exista una falla interna.

La protección opera cuando esta diferencia excede un umbral de ajuste. La corriente diferencial es procesada individualmente para cada fase y se calculan dos corrientes, una Idiff y una Ibias que responden a las siguientes ecuaciones:

$$IDiff = \left| I_A + I_B \right| \qquad \text{IBias} = \frac{\left| \text{I}_\text{A} \right| + \left| I_B \right|}{2}$$

Ecuación 26. Intensidad Diferencial

Dónde: IA = Corriente terminal local

IB = Corriente terminal remota

3.1.2 Relé de distancia. Es el sistema de protección más utilizado en líneas de alta tensión, los relés de distancia utilizan la medida de la relación entre el voltaje y la corriente para determinar si la falla está en su zona de protección. Las características de estos relés se pueden describir en el diagrama R-X. Estos relés se ajustan de acuerdo con las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea.

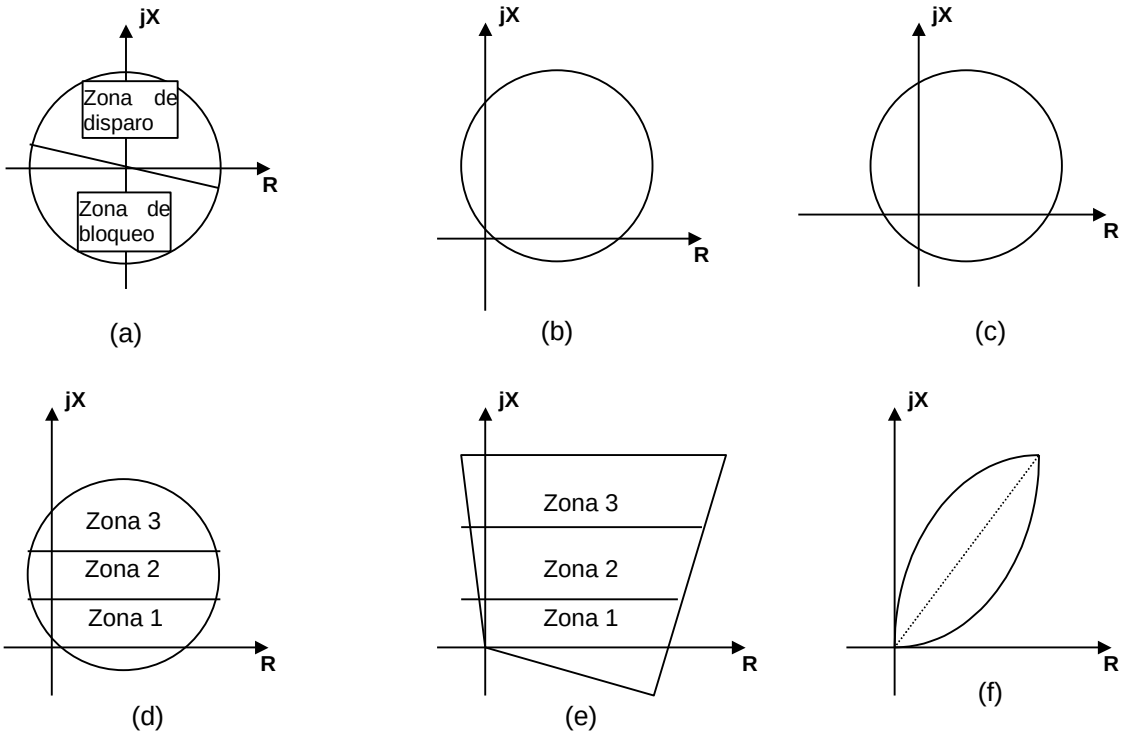
La impedancia medida durante operación normal es la relación entre el voltaje en el extremo terminal y el flujo de corriente en la línea. Este valor es usualmente un valor alto y predominantemente resistivo. Sin embargo, durante fallas este valor es bajo y con alto contenido reactivo. Un cambio repentino en la impedancia medida determina la ocurrencia de una falla y define si se encuentra dentro en su zona de protección o en otra parte del sistema. Esto es llevado a cabo por la limitación del relé a una cierta franja de la impedancia observada, comúnmente llamada “Alcance”.

La mayor ventaja de los relés distancia para fallas polifásicas, es que su zona de operación es función sólo de la impedancia medida y de la resistencia de falla, excepto para situaciones donde hay efecto “Infeed” en el punto de la falla, por inyección de corrientes del otro extremo de la línea sobre la impedancia de falla, o

cuando hay acople mutuo en circuitos paralelos. Su ajuste es fijo, independiente de las magnitudes de las corrientes de falla, por lo que no es necesario modificar sus ajustes a menos que cambien las características de la línea.

3.1.2.1. Características básicas de la protección distancia. Normalmente se tiende a confundir el término "relé de impedancia" con el término "relé de distancia". La medida de impedancia es una de las características que puede tener un relé de distancia; Sin embargo existen varias características para los relés de distancia, las cuales se explican a continuación:

Figura 10. Características básicas del relé de distancia



a) Impedancia: El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica, por esta razón, la impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen. El

relé opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste. Ver Figura 10 (a). Para darle direccionalidad a este relé se requiere normalmente de una unidad direccional.

b) Mho: La característica del relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo. Ver Figura 10 (b).

c) Mho Offset: La característica de este relé en el plano R-X es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para las fallas cercanas al relé. Cuando esta unidad se utiliza para dar disparo, debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado. Ver Figura 10 (c).

d) Reactancia: Este relé solamente mide la componente reactiva de la impedancia. La característica de un relé de reactancia en el plano R-X es una línea paralela al eje R. Este relé debe ser supervisado por alguna otra función para asegurar direccionalidad y para prevenir disparo bajo condiciones de carga. Ver Figura 10 (d)

e) Cuadrilateral: La característica de este relé puede ser alcanzada con la combinación de características de reactancia y direccional con dos características de control de alcance resistivo. Ver Figura 10 (e).

f) Lenticular: Este relé es similar al relé Mho, excepto que su forma es más de lente que de círculo, lo cual lo hace menos sensible a las condiciones de carga. Ver Figura 10 (f).

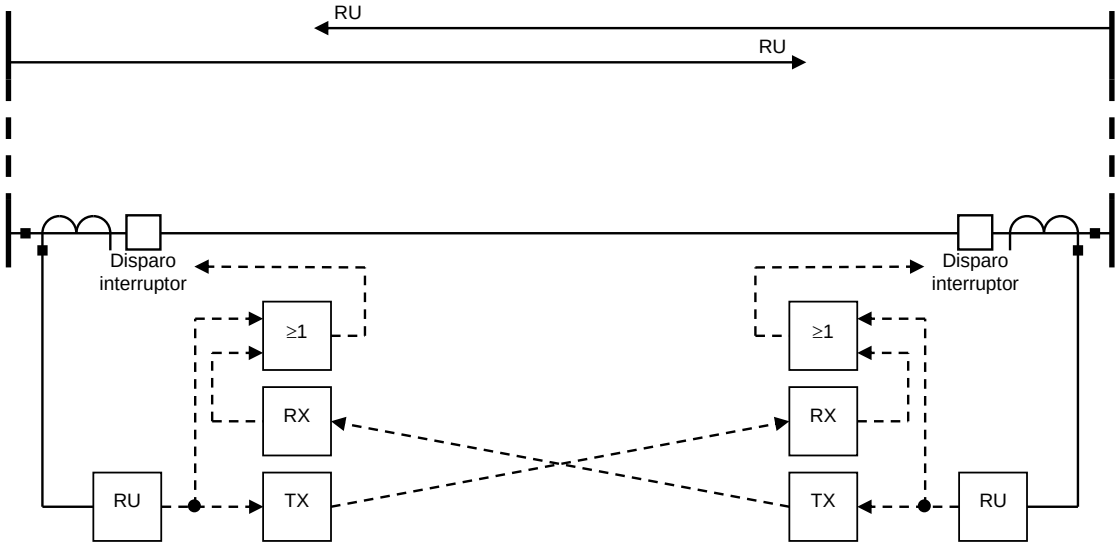
Actualmente se han diseñado muchas características de relés de distancia a partir de la combinación de las características básicas arriba descritas.

3.1.3 Esquemas con Teleprotecciones. Estos esquemas permiten mejorar el tiempo de operación de las protecciones de distancia o de sobre corriente direccional. La información sobre la zona de protección o la dirección en la cual un relé remoto ve la falla ayudan al relé local a confirmar si la falla es en la línea que está protegiendo. La norma IEEE Std. C37-113 de 1999 define los siguientes esquemas:

a) DUTT: Direct Underreaching Transfer Trip.

Cada extremo da orden de disparo cuando ve la falla en zona 1 o cuando recibe orden de disparo del otro extremo.

Figura 11. Esquema Teleprotección DUTT

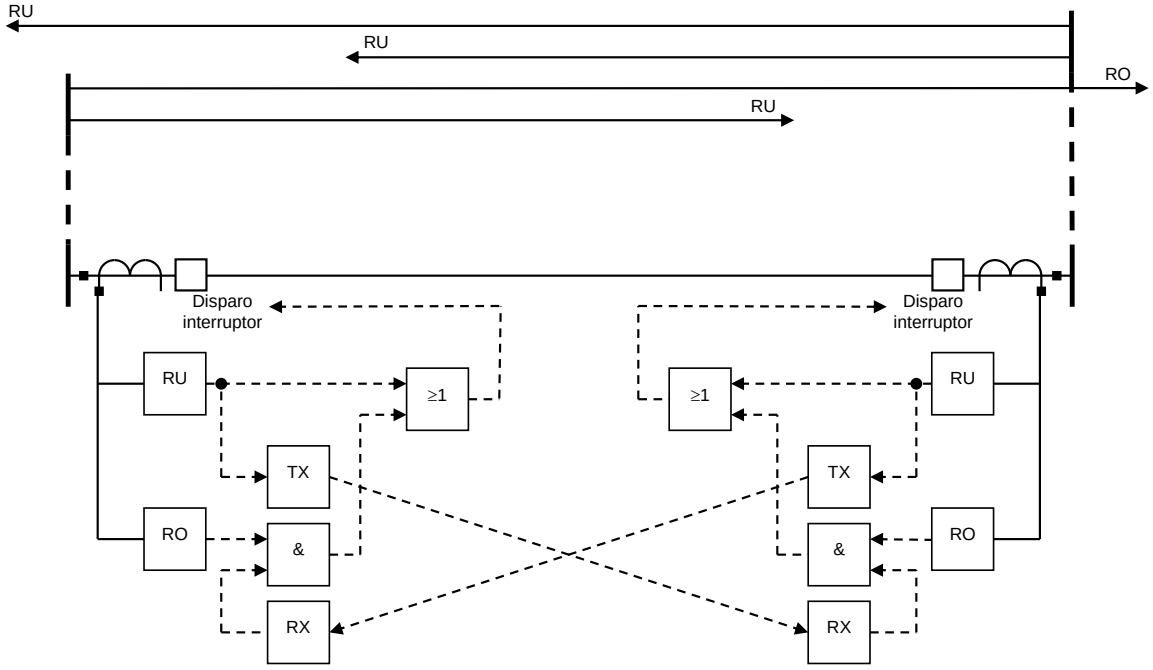


TX: Transmisor de teleprotección
RX: Receptor de teleprotección
RU: Debe ser ajustado para subalcance y se debe traslapar con el alcance del RU de la zona remota

b) PUTT: Permissive Under-reaching Transfer Trip

Este esquema es idéntico al esquema DUTT sólo que todo disparo piloto (visto en zona 1 de uno de los extremos) es transmitido al otro extremo y es supervisado por una unidad que tiene un alcance de zona 2 del otro extremo.

Figura 12.Esquema Teleprotección PUTT

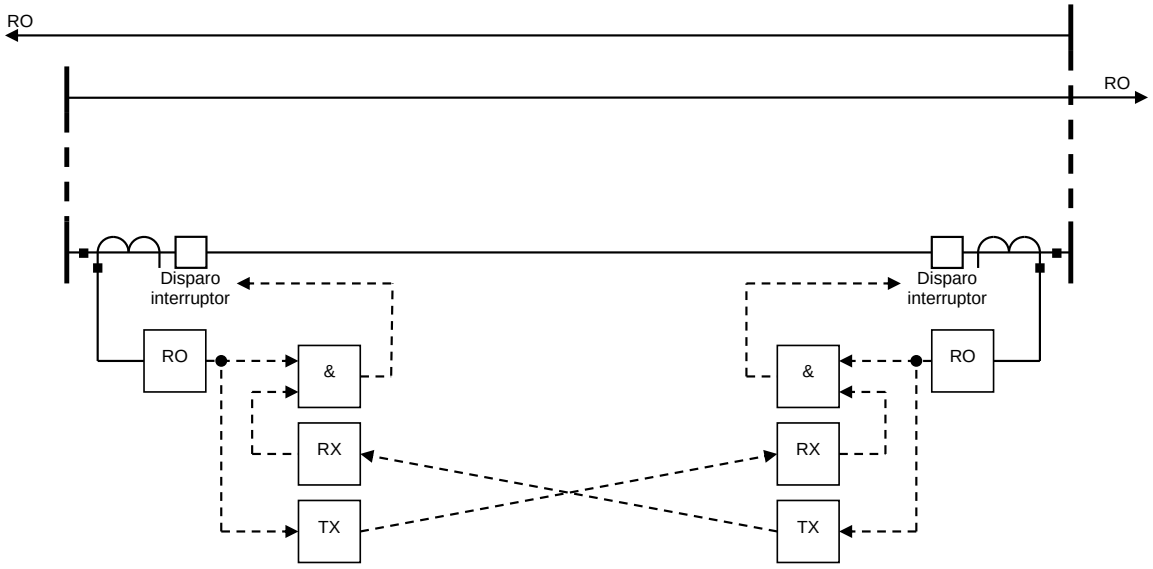


TX: Transmisor de teleprotección
RX: Receptor de teleprotección
RU: Debe ser ajustado para subalcance y se debe traslapar con el alcance del RU de la zona remota
RO: Debe ser ajustado para sobrealcance

c) POTT: Permissive Over-reaching Transfer Trip

El disparo se produce si se recibe una señal de disparo del otro extremo y se tiene una señal de sobrealcance en el punto de instalación del relé; Es muy seguro ya que no dispara para ninguna falla externa, pero es poco fiable porque si falla el canal de comunicaciones no da disparo ante fallas internas.

Figura 13.Esquema Teleprotección POTT

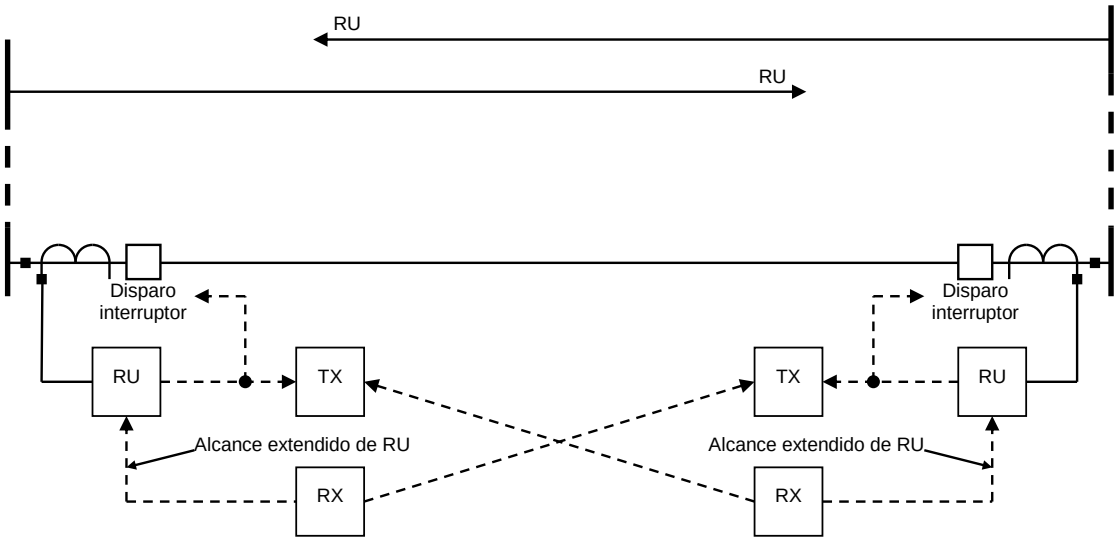


TX: Transmisor de teleprotección
RX: Receptor de teleprotección
RO: Debe ser ajustado para sobrealcance

d) Aceleración de Zona: Zone acceleration

Es un esquema muy parecido al PUTT, sólo que en este caso la señal permisiva se toma en bajo alcance (zona 1) y la acción ejecutada no corresponde a un disparo sino a una ampliación de la zona 1 a una zona extendida, que puede ser zona 2 o una zona denominada de aceleración cuyo alcance en todo caso deberá ser mayor del 100% de la línea.

Figura 14.Esquema Teleprotección Aceleración de Zona

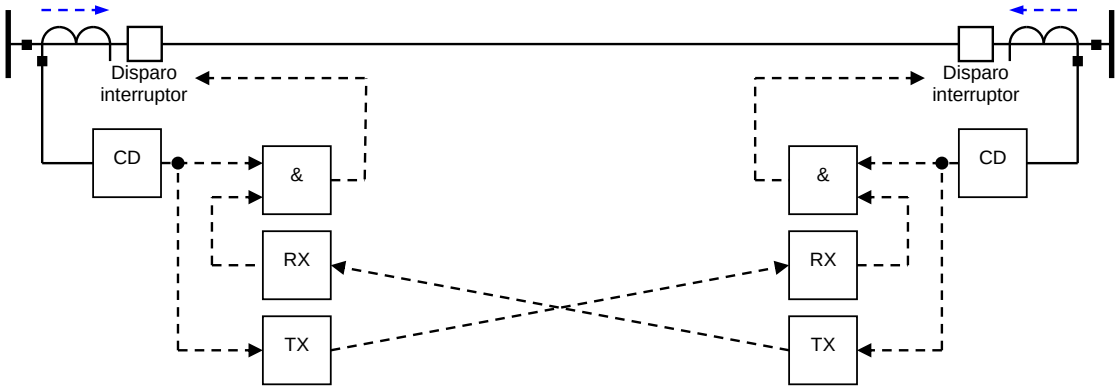


TX: Transmisor de teleprotección
RX: Receptor de teleprotección
RU: Debe ser ajustado para subalcance y se debe traslapar con el alcance del RU de la zona remota. Debe ser capaz de conmutar su alcance

e) CD: Permissive Directional Comparision Transfer Trip

En este esquema sólo se compara la dirección de la corriente, es decir, si hay una falla dentro de la línea, los dos relés asociados verán la falla hacia adelante. Cada relé que ve la falla hacia el frente envía una señal permisiva al otro extremo. El disparo se produce cuando cada extremo ve la falla y recibe el permiso del otro extremo. Normalmente, este esquema se implementa con relés de sobrecorriente de tierra direccionales, los cuales son muy usados para detectar fallas de alta impedancia.

Figura 15 .Esquema Teleprotección CD



TX: Transmisor de teleprotección
RX: Receptor de teleprotección
CD: Relé de sobrecorriente direccional

3.2 ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DISPONIBLES

Luego de revisar los esquemas expuestos en el ítem anterior se evidencia que a pesar de tener viabilidad técnica no son tenidas en cuenta por ESSA para implementarlas en líneas enmalladas del SDL por sus altos costos de inversión y mantenimiento, de acuerdo a los actuales lineamientos técnicos para protecciones del SDL de ESSA [13].

De este modo, dado que se seguirán utilizando los actuales esquemas de protección de sobrecorriente se propone implementar una mejora técnica que aumente la selectividad en el despeje de fallas sobre líneas enmalladas de media tensión.

Para ello se analiza la cobertura de sistemas de comunicaciones en las subestaciones de ESSA, en la actualidad el 100% de las subestaciones ubicadas en el área metropolitana de Bucaramanga están comunicadas entre sí a través de canales digitales por fibra óptica.

Contar con todas las subestaciones del área metropolitana interconectadas por enlaces de comunicación digital nos impulsa a pensar en soluciones no convencionales al problema de selectividad de las protecciones de sobrecorriente direccional actuales en líneas enmalladas de 34.5 kV del sistema eléctrico de ESSA.

Para encontrar soluciones no convencionales debemos echar un vistazo a las características técnicas de los sistemas de comunicaciones y de los relés disponibles en ESSA para proteger líneas enmalladas de media tensión.

3.2.1 Arquitectura de comunicaciones en subestaciones eléctricas [11]

3.2.1.1. Introducción. Los sistemas de control de las subestaciones consisten en el conjunto de equipos o sistemas de medida, registro de fallas, protección e indicación que ayudan a supervisar, controlar y proteger el sistema de potencia.

La automatización de subestaciones se ha venido implementando desde finales de los 80 y principios de los 90 con el “boom” de las comunicaciones y el desarrollo de RTU (Remote Terminal Units) que son básicamente equipos electrónicos basados en microprocesadores, los cuales permiten obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese. Generalmente este sitio remoto es un edificio de control donde se encuentra un sistema central SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition -.

A mediados de los 90 gracias a los avances en las comunicaciones y nuevos microprocesadores con mayor capacidad y velocidad, empezaron a emerger varios protocolos de comunicaciones para pequeños sistemas de control (RS-485, MODBUS, DNP3, IEC-101..) e implementarlos embebidos dentro de los IEDs (Intelligent Electronic Devices) los cuales son dispositivos autónomos en las subestaciones con la capacidad de integrarse mediante protocolos de

comunicaciones que emplean uno o más microprocesadores con capacidad de recibir y enviar información desde o hacia una fuente externa.

En la actualidad estos sistemas modernos se conocen como SAS por su acrónimo en inglés (Substation Automation System) los cuales buscan la integración en una misma plataforma informática los datos suministrados por los diferentes equipos e IED que se encuentran en una subestación

Muchos fabricantes durante los primeros años de los SAS, empezaron a realizar variaciones a los estándares o desarrollar sus propios protocolos con el fin de lograr funcionalidades de gestión, protección o control que no se contaba normalizados en los estándares. Esta particularización de los protocolos no permitía o se dificultaba la integración entre equipos de diferentes fabricantes.

Después de la época durante la cual los ingenieros se las tenían que ingeniar para trabajar con los diversos los protocolos existentes, varios fabricantes y expertos en el tema se dieron a la tarea de para estandarizar el proceso, lo principal era poder contar con un protocolo estándar los cuales garanticen una interoperabilidad entre fabricantes y los diferentes sistemas de información en el sistema de potencia, y que a su vez sea lo suficientemente modular que se le puedan ir agregando las funcionalidades necesarias.

Es así como a finales de 2004, la IEC específicamente el grupo de trabajo TC57 se publicó la primera edición de la norma IEC 61850 compuesta por 14 capítulos, donde no solamente se restringe a establecer el protocolo de comunicaciones si no un estándar para el cual supone un impacto importante en las especificaciones de los proyectos de automatización de subestaciones, así como en su implementación y ejecución.

En los últimos años se le han realizado algunos cambios a la norma que van desde el nombre el cual pasó de ser “Communication network and system un substation” el cual limitaba su alcance a la subestación a “Communication networks and systems for Power Utility Automation” que amplía el rango de acción a la automatización del sistema de potencia introduciendo nuevos modelos para datos provenientes de Centros de Control, Centrales de generación eólicas, métodos para realizar pruebas de dispositivos etc.

Todos estos cambios y las proyecciones de crecimiento, refuerzan la idea que cada día el estándar 61850 se va convirtiendo en una de las principales herramientas para cualquier ingeniero o diseñador del sector eléctrico que quiera participar en procesos de automatización.

3.2.1.2. Arquitectura de SAS en ESSA. En ESSA la arquitectura está conformada por redes en conexión tipo estrella redundante, con esta configuración se logra una alta disponibilidad y velocidad en las redes de comunicación, ya que ante la falla de un camino, la transmisión de datos se efectúa a través del camino de la estrella aún disponible.

Debido a que no todos los dispositivos de protección soportan protocolos de red para manejo de *loops* de información como RSTP, no es posible la implementación de arquitecturas tipo anillo por lo cual se seleccionó la arquitectura tipo estrella redundante la cual ofrece prestaciones similares para lograr una transmisión de datos virtualmente ininterrumpida.

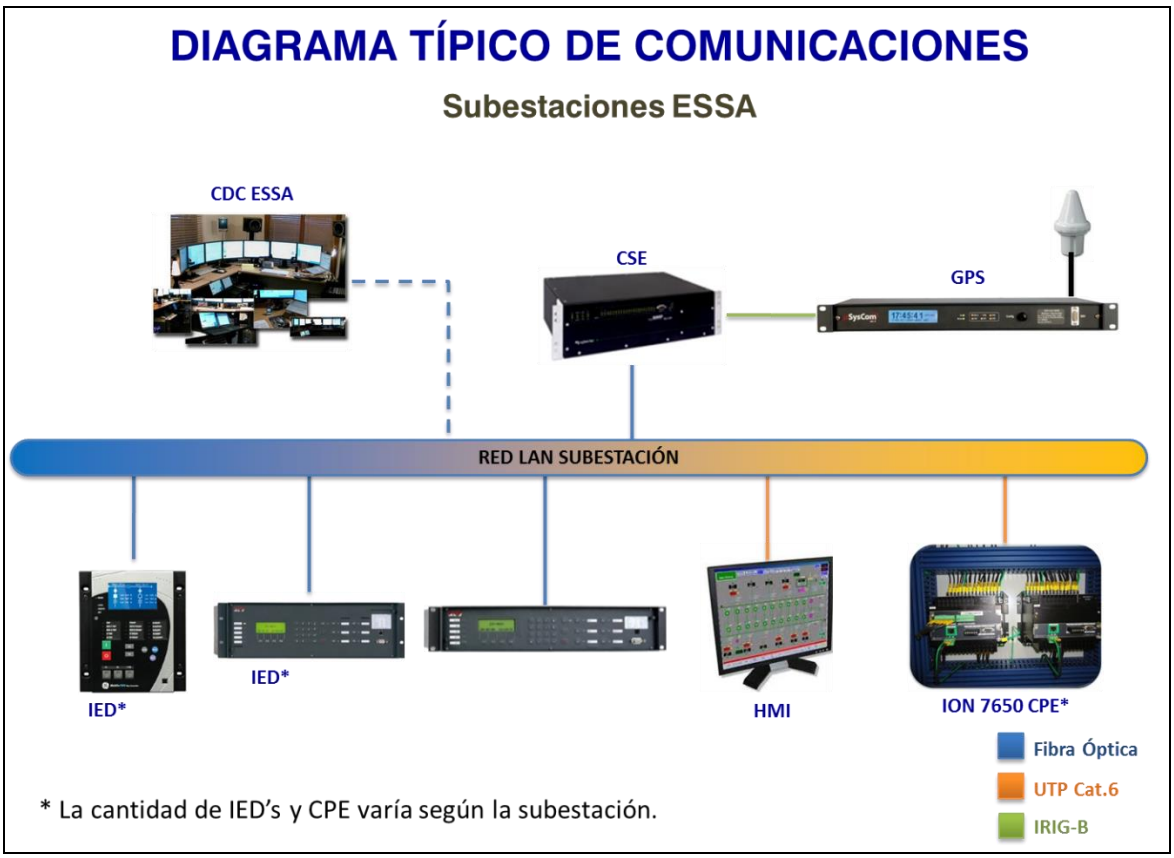
La seguridad de la red está fundamentada en la segregación, se han establecido dos redes lógicas (VLAN), cada una con sus access-list respectivas cuya finalidad es proteger sus puertos de accesos no autorizados.

Las VLAN establecidas son:

a) Red SCADA: compuesta por el sistema InTouch, BCS, Concentradores, IED, PC y en resumen todos los equipos involucrados en la operación del sistema SCADA. Esta red no tiene ningún tipo de contacto con otras redes, correo corporativo o internet, es una red completamente aislada y accesible solo por ciertos usuarios autorizados.

b) Red Corporativa: a ella pertenecen los demás equipos que no se encuentran involucrados con el sistema SCADA como por ejemplo: Medidores Calidad de la potencia, telemedida, PC de operadores de S/E, etc. Esta es la red de uso diario en las instalaciones ESSA.

Figura 16.Diagrama típico de comunicaciones en Subestaciones de ESSA



3.2.1.3. Protocolos de comunicación para sistemas de potencia eléctrica. Como parte fundamental de los sistemas SAS, son los protocolos de comunicación los cuales son el conjunto de reglas normalizadas para la representación, señalización, autenticación y detección de errores necesario para enviar información a través de un canal de comunicación.

En los últimos años, el intercambio de datos entre los puntos de generación, transmisión y distribución de energía y los Centros de Control para supervisión, control y toma de decisiones han presentado una importante evolución.

Inicialmente se utilizaban protocolos propietarios que si bien permitían la gestión de las subestaciones, presentaban limitaciones en cuanto al volumen de datos a transportar, en los tiempos de actualización de información, en las funcionalidades que se proveían, ya que fueron diseñados para operación con enlaces seriales con ancho de banda limitado.

Este tipo de enlaces estaban bien probados, eran robustos y con velocidades adecuadas, pero requerían de conexiones punto a punto permanente para su operación, como es el caso de un cableado conectado desde el dispositivo serial hasta los gabinetes del control central en la subestación donde se encontraba generalmente una RTU.

En la medida que evolucionaron los medios de comunicación y los sistemas de modulación que permitían empaquetar mayor cantidad de información en un ancho de banda más estrecho, los protocolos fueron evolucionando a estándares abiertos y de “dominio público” (*public domain*) como fue el caso del DNP 3.0, IEC 870-5-101 y MODBUS. Estos protocolos, si bien incrementaron ostensiblemente el volumen de información a intercambiar, mantenían la estructura de los protocolos

propietarios, esto es gestión de la información en el esquema “maestro-esclavo” y comunicaciones punto-punto.

Con el desarrollo de las redes de datos (LAN y/o WAN) se pasó de la estructura “maestro-esclavo” y “punto-punto” a las comunicaciones “peer-to-peer”, “punto-multipunto” o estructuras “cliente-servidor”, con lo cual se comenzaron a desarrollar los protocolos tipo IP, evolucionando hacia los estándares DNP 3.0 LAN, MODBUS LAN, IEC 870-5-104 e IEC 61850, para comunicaciones entre subestaciones y Centros de Control.

De forma general los protocolos del tipo redes Ethernet (IP) ofrecen las siguientes ventajas sobre los protocolos seriales:

- Intercambio de datos de alta velocidad: Enlaces de Ethernet que pueden operar con velocidades de cientos de kbps hasta 100 Mbit/s intercambian los datos y los comandos entre dispositivos a una velocidad mayor que los protocolos tradicionales punto a punto o los fieldbus. Las estaciones maestras pueden realizar control supervisorio con retardos del orden de milisegundos.

- Conexión de Uno a Uno (peer to peer): Todos los dispositivos digitales dentro de la subestación se pueden comunicar entre sí, sin requerir en principio una estación maestra; la relación de “maestro-esclavo” desaparece y se convierte en una estructura “cliente-servidor” con mensajería broacast, multicast y unicast.

- Independencia del proveedor de equipos, y estandarización de los dispositivos de conexión de las redes. Teniendo en cuenta que los protocolos son de carácter abierto y basados en los conceptos de redes de datos Ethernet y TCP/IP y el modelo OSI de 7 capas se garantiza, en principio, la

conectividad de dispositivos de diferentes fabricantes, lo cual redunda en disminución de costos y perdurabilidad en el tiempo de las arquitecturas y tipos de equipos a implantar

Junto con estas ventajas, tiene un inconveniente que se ve compensado con el desarrollo tecnológico:

- Los protocolos de red, por ser de uso general emplean tramas de datos con encabezado (*overhead*) muy alto de datos, que se traduce en un retraso en los tiempos de transmisión de información efectiva. Sin embargo, gracias a los sistemas de comunicaciones que emplean tasas de transmisión de datos más alta, así como el empleo de técnicas de modulación más eficientes minimizan el efecto de la característica las tramas de los protocolos.
- Adicionalmente al tema del overead, las redes Ethernet implican que al estar todos los equipos interconectados bajo un mismo medio físico son más vulnerables a ataque cibernéticos, muy conocidos en el mundo de las TI, lo cual implica la necesidad de tener las consideraciones necesarias en lo referente a ciberseguridad para garantizar que el sistema es seguro y confiable.

Históricamente cada fabricante ha desarrollado los sistemas de control y protección con su protocolo propietario adaptado al entorno de subestaciones. Los clientes han reclamado desde hace años un protocolo estándar, con funciones de control y protección que les permita realizar las funciones de las que disponen ahora.

La nueva norma IEC61850 cumple con los requisitos mínimos para un protocolo en el mundo eléctrico y a su vez permite una de las características que los clientes tanto han reclamado: Interoperabilidad entre equipos de diversos fabricantes.

La norma IEC61850 se ha creado para ser perdurable en el tiempo, lo que no ocurrió con la conocida IEC60870-5, debido a que los fabricantes de sistemas de control y protección eléctricos desarrollaron sus propios protocolos para poder utilizar los avances que la tecnología iba permitiendo. Otros optaron por modificar ligeramente los estándares y adaptarlos a sus sistemas, de nuevo de una forma particular, sin ser reconocido por el comité IEC. Adicionalmente al resto de normas desarrolladas, el IEC 61850 no se fija únicamente el protocolo sino también en el modelado de los datos, lenguajes de programación, sistemas de comunicación, protocolo de pruebas etc.

Precisamente, al referirse al modelado de los diversos componentes de una subestación, se espera su perdurabilidad en el tiempo. Hasta el nacimiento de la IEC61850 no existía un estándar que aunase control y protección. Existían los antiguos IEC60780-5-101 y 104 para fines de telecontrol y el IEC60870-5-103 para fines de tele protección.

3.2.2 Características técnicas de los relés de sobrecorriente disponibles en ESSA. Las características técnicas de los relés de sobrecorriente dedicados a proteger las líneas de 34.5kV en ESSA son las siguientes:

Tabla 5. Características técnicas de los relés

ITEM	DESCRIPCIÓN 1	DESCRIPCIÓN 2
1	Normas de fabricación	IEC
2	Clase de Relé	Microprocesado
3	PUERTOS DE COMUNICACIÓN	
	a) Frontal (Conexión a Computador Portátil)	RJ45
	b) Posterior (Ethernet)	2 puertos de

		Fibra Óptica
4	Protocolos de Comunicación Nativos para Puertos Ethernet.	IEC-61850
5	Display	Visualizador Grafico tipo LCD
6	Panel Frontal de Alarmas y Disparos	16 LED luminosos
7	MODULO DE ENTRADAS DIGITALES	
	Cantidad de Entradas Digitales	24
	Voltaje Nominal	125 VDC
8	MODULO DE SALIDAS DIGITALES	
	Cantidad de contactos libres de tensión para salidas digitales	16
	Voltaje Nominal	125 DVC
	Corriente mínima permanente de cada contacto de salida digital	5 Amperios
	Calibre máximo de cables de conexión (awg)	Especificar
9	MODULO DE ENTRADAS ANALOGAS DE CORRIENTE	
	Tipo de alimentación corrientes	Trifásica
	Cantidad de entradas de Corriente (3 fases, 1 neutro).	4
	Corriente Asignada	5 Amperios Nominales
10	MODULO DE ENTRADAS ANALOGAS DE TENSIÓN	
	Tipo de alimentación voltajes	Trifásica
	Frecuencia asignada	60 Hz
	Cantidad de entradas de tensión para la bahía (3 fases, 4 hilos)	3 fases, 1 neutro
	Cantidad mínima de entradas de tensión para Verificar Sincronismo (Tensión Barra)	1 fase, 1 neutro
	Tensión Asignada Fase-Tierra	115 / Raíz(3)
11	FUNCIONES DE PROTECCIÓN	
	Sobrecorriente Temporizada e Instantánea (51/51N 50/50N)	SI
	Sobrecorriente Direccional (67/67N)	3
	Recierre (79)	SI
	Verificación de Sincronismo (25)	SI
	Supervisión Circuito de Disparo (74)	SI

	Bajo Voltaje (27)	SI
	Secuencia Negativa	SI
	Sobre frecuencia (81M)	SI
	Baja frecuencia (81m)	SI
	Diferencial de frecuencia	SI
12	FUNCIONES DE CONTROLADOR DE BAHIA	
	Información del Estado de los Equipos	5 Equipos
	Acciones de Comando y Maniobra de los Equipos	5 Equipos
	Selección del Modo de Operación (Local/Remoto)	SI
	Lógica de Bloqueo y Enclavamientos de Operación	SI
13	Oscilografías	20 Registros, 86 Ciclos /registro, 16 muestras /ciclos
	Localizador de Fallas	SI

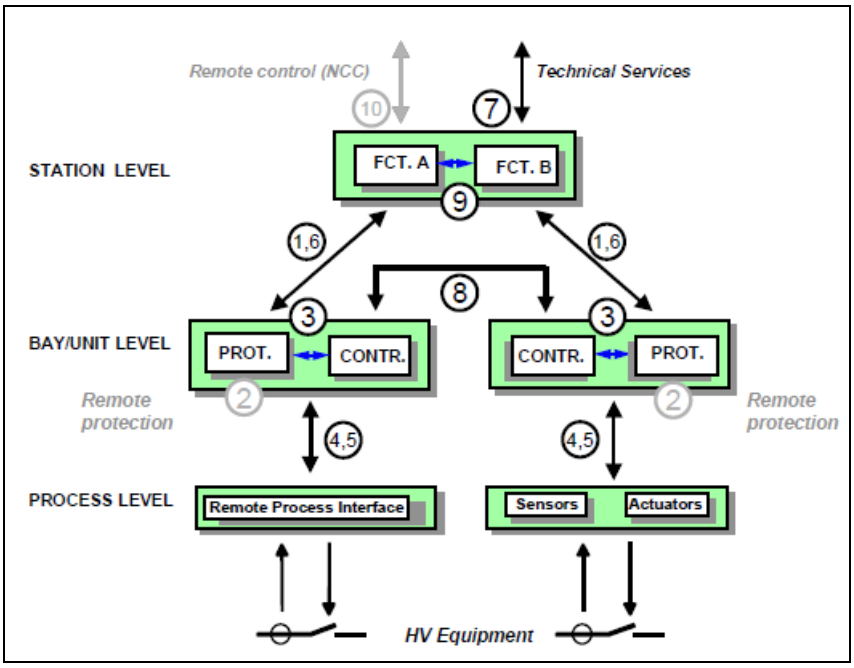
De las características técnicas de los actuales relés de sobre corriente instalados en bahías de línea de media tensión de ESSA se puede concluir:

a) No soportan la conexión dedicada de comunicación digital entre relés.
b) Cuentan con suficientes entradas y salidas digitales con las cuales se puede implementar esquemas de teleprotección.
c) Cuentan con pantalla gráfica digital e interfaz hombre-máquina que permiten al operario una rápida entrega de información y acceso para ejecutar comandos.
d) Tiene incorporado un procesador y una herramienta informática (software) amigable que permite crear lógicas programables para la gestión de la operación y las protecciones.
e) Cuenta de manera nativa con el protocolo de comunicaciones IEC 61850, un potente protocolo diseñado y dedicado a Subestaciones Eléctricas.

Revisemos en detalle el último punto de las anteriores conclusiones, el protocolo IEC 61850.

La arquitectura IEC 61850 está definida para comunicaciones al interior de la subestación. Como complemento a la definición de los niveles de control y de los equipos que compone cada uno de los niveles, la norma IEC 61850 define 10 interfaces las cuales buscan homologar las diferentes interacciones entre los niveles de control y los equipos.

Figura 17.Interfaces de comunicación en el protocolo IEC 61850 [11]



1: Intercambio de información de protecciones entre el nivel de bahía y el nivel de subestación

2: Intercambio de información de protecciones entre el nivel de bahía y las protecciones remotas

3: Intercambio de información dentro del nivel de bahía

4: Intercambio de información de CTs y PTs entre el nivel de proceso y el nivel de bahía

5: Intercambio de información de control entre el proceso y el nivel de bahía

6: Intercambio de información de control entre el nivel de bahía y el nivel de subestación

7: Intercambio de información entre el nivel de subestación y una estación remota de ingeniería
8: Intercambio directo de información entre bahías especialmente para funciones rápidas tales como enclavamientos.
9: Intercambio de información dentro del nivel de subestación
10: Intercambio de información entre los dispositivos de la subestación y el centro de control (fuera del alcance de IEC 61850)

La IEC 61850 define una arquitectura que proporciona una solución adecuada para cada tipo de mensaje, con sus respectivos requerimientos de rapidez y confiabilidad, no tiene los mismos requerimientos transferir un disparo que una medida de corriente.

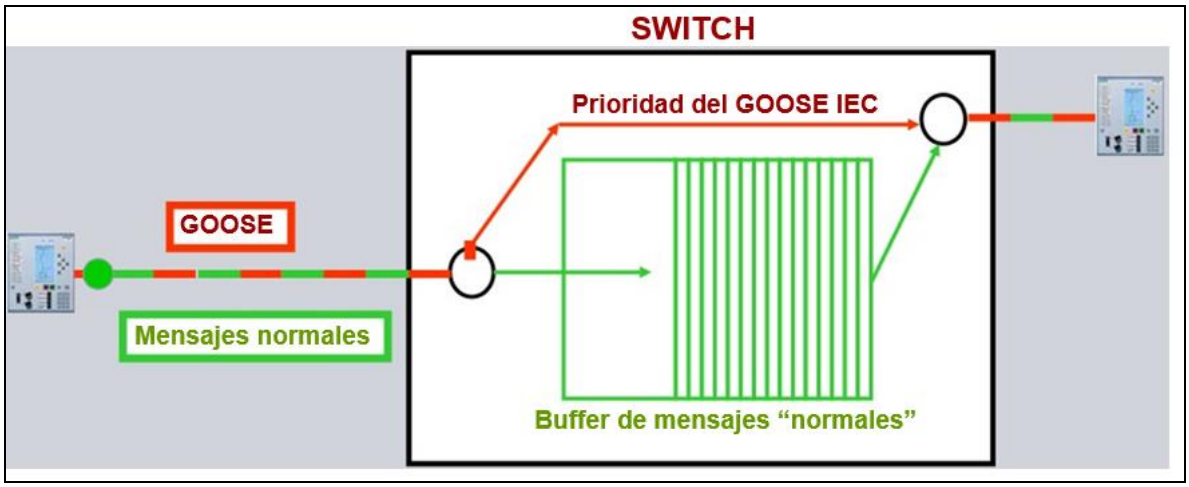
Dentro de los tipos de datos que maneja este protocolo se encuentran los mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), el cual proporciona un sistema rápido y fiable de distribución de información de un IED a un número múltiple de IED suscriptores, basándose el intercambio en un mecanismo de publicación/suscripción (servicio “multicast”).

Esta mensajería se utiliza para transmitir mensajes de protecciones entre IED de una subestación, como disparos transferidos, comandos, alarmas, indicaciones etc. Un mensaje GOOSE enviado por un IED puede ser recibido por varios equipos, dentro de las ventajas existentes tenemos:

a) Ayuda a reemplazar el cableado dedicado a control y protecciones entre IED de una misma subestación.
b) Los mensajes GOOSE tienen la prioridad número uno en los IED.
c) Existen estrategias de repetición de mensajes para garantizar que llegan a su destino.
d) Cualquier IED se puede suscribir a los GOOSE de los demás.

e) Los tiempos de transmisión son inferiores a 3 ms.

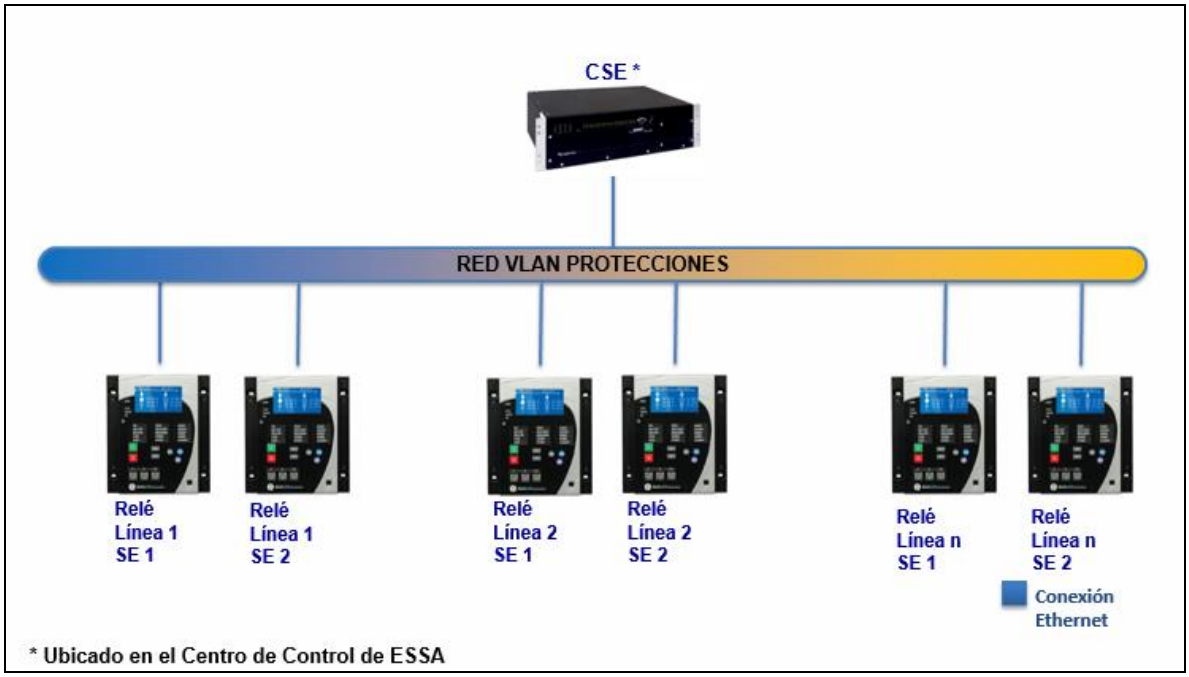
Figura 38.Prioridad en mensajes GOOSE [11]



3.2.3 Propuesta de solución. Una vez revisada la arquitectura del SAS y los IED disponibles en ESSA, se presenta una solución no convencional a la problemática actual de selectividad de las protecciones en líneas enmalladas del SDL.

Se propone implementar un esquema de teleprotección con mensajería GOOSE del protocolo de comunicaciones IEC 61850; dado que este tipo de mensajes es para uso a nivel de subestación dentro de la red LAN, se propone que los relés de sobre corriente asociados a las líneas enmalladas de 34.5 kV se integren a un mismo concentrador de señales, creando una tercera VLAN que se denominaría "VLAN Protecciones" y utilizando un switch administrable. El concentrador de señales se dispondría en el Centro de Control de ESSA, con esta solución la supervisión y el control de la bahía correspondiente no se perdería dado que los relés actuales pueden responder a las dos VLAN: SCADA y protecciones.

Figura 19.Arquitectura de comunicaciones para la propuesta de solución



Una vez se tenga dispuesta la arquitectura de la figura 19 se debe implementar en los relés de protección una lógica de protecciones para garantizar la selectividad de las protecciones.

La lógica a utilizar será la señalada en la figura 20, con los siguientes criterios de ajuste:

Se implementará la función de sobre corriente direccional 67/67N.

a) Ajuste sobre corriente direccional temporizada de fases La corriente de arranque se ajusta al menor valor entre 1.3 veces el límite térmico de la línea y 1.2 veces la corriente nominal del transformador de corriente (CT). Se recomienda seleccionar siempre la curva IEC normalmente inversa y ajustar el dial de manera que el relé opere en 0.5 s ante la mayor falla (trifásica o monofásica, la mayor de las dos) a la salida de la línea adyacente

(subestación remota) en demanda máxima. Se deberá contrastar la curva y los ajustes seleccionados con la curva de soportabilidad de los equipos.

b) Ajuste sobrecorriente direccional temporizada de tierra La corriente de arranque se ajusta al menor valor entre el 0.4 veces el pickup de la sobrecorriente temporizada de fases y 80 Amperios primarios, este último dada la experiencia de la operación del sistema eléctrico de ESSA en el SDL, la cual ha demostrado que el máximo desbalance residual esperado en líneas de 34.5 kV en operación normal y contingencias N-1 no supera los 50 Amperios. Se recomienda seleccionar siempre la curva IEC normalmente inversa y ajustar el dial de manera que el relé opere en 0.5 s ante una falla monofásica a la salida de la línea adyacente (subestación remota) en demanda máxima.

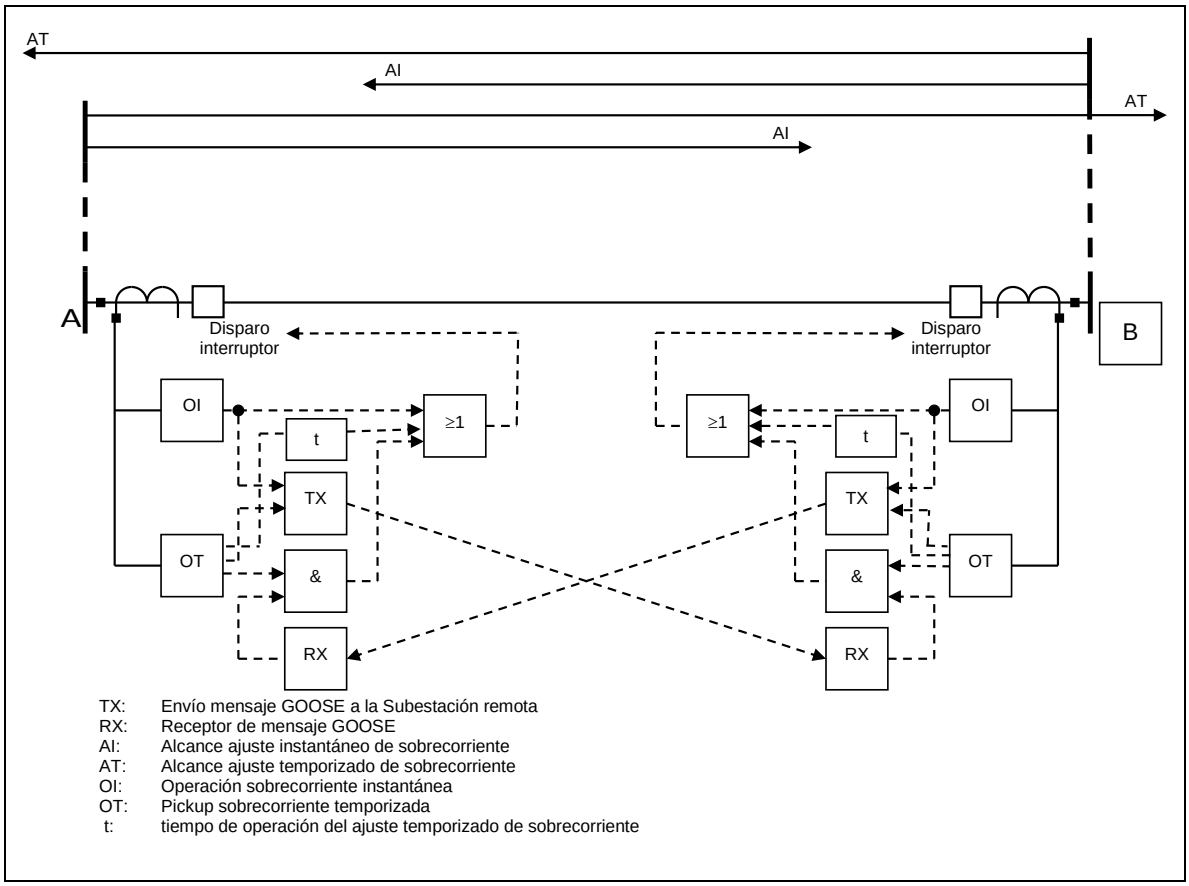
c) Ajuste sobrecorriente direccional instantánea de fases y tierra El ajuste será el valor que resulte de la máxima corriente de falla (trifásica y monofásica) en el 70% de la línea. Con esta medida se asegura que no se tendrá sobrealcance ante fallas en líneas adyacentes. El time delay será de 0.3 s, este tiempo es necesario para garantizar la coordinación con las protecciones de las cargas instaladas a lo largo de las líneas enmalladas de 34.5 kV del área metropolitana de Bucaramanga, dado que se espera las protecciones de dichas cargas despejan las fallas en máximo 150 ms.

d) Lógica complementaria: Se debe implementar la siguiente lógica en los relés de protección: Con la operación de la función de sobrecorriente instantánea de fases y tierra el relé emitirá el comando de disparo al interruptor asociado y al mismo tiempo enviará un mensaje GOOSE al relé del extremo remoto. Con el arranque (pickup) de la función de sobrecorriente temporizado de fases y tierra el relé enviará un mensaje GOOSE al relé del extremo remoto.

Con el arranque (pickup) de la función de sobrecorriente temporizado de fases y tierra el relé inicia a contar el tiempo programado de acuerdo a la curva y time delay ajustado, sin embargo, al recibir el mensaje GOOSE enviado por el relé del

extremo remoto inmediatamente emitirá la orden de disparo al interruptor asociado, es por eso que se utiliza una compuerta AND tal y como se presenta en la figura 20.

Figura 204.Esquema de protecciones de sobrecorriente del SDL propuesto



Con el esquema propuesto, ante una falla en la línea que conecta las subestaciones A y B de la figura 20, se mejora en dos aspectos el desempeño de las protecciones, en el aumento de la selectividad y en la reducción del tiempo de despeje de las fallas.

Revisemos el desempeño de las protecciones ante una misma falla con y sin la solución propuesta.

Ante una falla en el extremo de la subestación A, sin la solución propuesta, la falla será despejada en la bahía de línea de la subestación A en 0.3 s, en el extremo remoto (subestación B) será despejada en aproximadamente 0.5 s.

Ante la misma falla, con la solución propuesta, el tiempo de despeje de falla se reducirá a menos de 150 ms, dado que en el extremo de la subestación A se arrancarán las funciones de protección temporizada e instantánea con el respectivo envío de mensaje GOOSE al extremo remoto (subestación B), como el relé de la subestación B arranca la función de protección de sobrecorriente temporizada enviará el mensaje GOOSE al relé de la subestación A con lo que el disparo en la bahía de línea de la subestación A se dará en menos de 150 ms; lo mismo ocurre en el relé de la subestación B, ya que arrancará la función de protección de sobrecorriente temporizada y recibirá confirmación desde la subestación A mediante mensaje GOOSE por lo cual el despeje de la falla en este extremo será inferior a los 150 ms.

4. CONCLUSIONES

Luego de estudiar el desempeño actual de las protecciones asociadas a líneas anilladas del SDL de ESSA, las tecnologías disponibles y la propuesta de solución planteada, se presentan las siguientes conclusiones:

1. Las protecciones de líneas de 34.5 kV anilladas implementadas en ESSA actualmente presentan dos oportunidades de mejora, en la selectividad y en los tiempos de despeje de fallas.

2. La tecnología actual ofrece diferentes esquemas de protección que brindan una alta selectividad para líneas anilladas, sin embargo, en ESSA estas tecnologías se utilizan en líneas de alta tensión puesto que son más costosas que las protecciones de sobrecorriente, las cuales son las comúnmente utilizadas en el SDL.

3. Tener cargas industriales y comerciales conectadas a las líneas anilladas de 34.5 kV del área metropolitana de Bucaramanga conlleva a tener unos tiempos de despeje altos ante condiciones de falla sobre la línea, debido a que se debe garantizar la coordinación de protecciones entre los dispositivos de protección de la línea y el asociado a la carga. Como consecuencia se presentan huecos de tensión con duración de varios ciclos que se perciben como fuertes oscilaciones en el SEP.

4. Se propone implementar un desarrollo en el SAS de ESSA para extrapolar los beneficios de la mensajería GOOSE del protocolo IEC 61850, con lo que se logrará contar con un esquema de protecciones altamente selectivo y con tiempos mínimos de despejes de falla para las protecciones de las líneas de 34.5 kV anilladas del área metropolitana de Bucaramanga.

5. La solución propuesta no requiere de grandes inversiones de hardware ya que los IED actuales dedicados a las protecciones de las líneas de 34.5 kV anilladas soportan los requerimientos tecnológicos planteados, igualmente el sistema de comunicaciones y el SAS actual de ESSA permiten la implementación de la mejora.

6. Se recomienda implementar un plan piloto con la mejora propuesta, donde se realice un seguimiento al desempeño de las protecciones ante diversos tipos de falla sobre dos líneas de 34.5 kV enmalladas del área metropolitana de Bucaramanga. El seguimiento debe incluir el análisis del esquema y de ser necesario realizar mejoras que permitan alcanzar los dos objetivos iniciales, selectividad y tiempos de despeje de fallas.

7. Se plantea continuar con el estudio y análisis de la mejora propuesta en futuras monografías de postgrado a fin de perfeccionar el esquema de protecciones propuesto ya que los beneficios que se obtienen son estratégicos para el mejoramiento de la calidad de la potencia y del servicio de cualquier Operador de Red en Colombia.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍCAS

[1] Congreso de Colombia (SSPD). Ley 142 y 143 que establece los servicios públicos domiciliarios. Colombia: SSPD, 1994. P 25

[2] CREG. Resolución 070 Reglamento de distribución de energía eléctrica. Colombia. 1998. P 120

[3] CREG. Resolución 025 Indicadores de calidad DES y FES. Colombia.1999.

[4] CREG. Resolución 096 Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Colombia: 2000, p 32

[5] CREG. Resolución 097 Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Colombia: 2008, p 41

[6] CREG. Primera etapa de opción tarifaria por el inclumplimiento en los estándares de calidad Resolución 159. Colombia: 2001, p 63

[7] CREG. Calidad del servicio de energía eléctrica Resolución 084. Colombia: 2002, p 73

[8] CREG. Indicadores de calidad SAIDI y SAIFI Resolución 179. Colombia: 2014, p 24

[9] COOPER POWER SYSTEMS. Electrical Distribution System Protection. 3 era edición. USA: COOPER INDUSTRIES,1990.P 189

[10] CNO. Subcomité de estudios eléctricos “Grupo Nacional de Protecciones y Control”. CON. Colombia, 2014. p 52

[11] ESSA. Automatización de subestaciones eléctricas. 1 era edición. Colombia: ESSA, 2014. p 80

[12] (IEB) Ingeniería Especializada Blandón IEB S.A. Protecciones Eléctricas SDL.IEB. Colombia, 2014. p137

[13] Grupo Empresarial EPM. Criterios de protección para el SDL.3 era edición. EPM. Medellín: 2013. p 65

REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍCAS

Congreso de Colombia (SSPD). Ley 142 y 143 que establece los servicios públicos domiciliarios. Colombia: SSPD, 1994. P 25

CREG. Resolución 070 Reglamento de distribución de energía eléctrica. Colombia. 1998. P 120

CREG. Resolución 025 Indicadores de calidad DES y FES. Colombia.1999.

CREG. Resolución 096 Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Colombia: 2000, p 32

CREG. Resolución 097 Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Colombia: 2008, p 41

CREG. Primera etapa de opción tarifaria por el inclumplimiento en los estándares de calidad Resolución 159. Colombia: 2001, p 63

CREG. Calidad del servicio de energía eléctrica Resolución 084. Colombia: 2002, p 73

CREG. Indicadores de calidad SAIDI y SAIFI Resolución 179. Colombia: 2014, p 24

COOPER POWER SYSTEMS. Electrical Distribution System Protection. 3 era edición. USA: COOPER INDUSTRIES,1990.P 189

CNO. Subcomité de estudios eléctricos “Grupo Nacional de Protecciones y Control”. CNO. Colombia, 2014. p 52

ESSA. Automatización de subestaciones eléctricas. 1 era edición. Colombia: ESSA, 2014. p 80

(IEB) Ingeniería Especializada Blandón IEB S.A. Protecciones Eléctricas SDL.IEB. Colombia, 2014. p137

Grupo Empresarial EPM. Criterios de protección para el SDL.3 era edición. EPM. Medellín: 2013. p 65