

**METODOLOGIA PARA LA VERIFICACIÓN DE CONDICIONES TECNICAS Y DE
SEGURIDAD EN SUBESTACIONES INDUSTRIALES ANTERIORES A LA
OBLIGATORIEDAD DEL RETIE.**

MARTHA LIGIA ENCISO GIRALDO

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director:

**I.E. LUÍS ALFONSO MARTÍNEZ RODRÍGUEZ
Ingeniero Electricista
Siemens S.A.**

Asesor:

**I.E. GABRIEL ALBERTO REY BOLÍVAR
Ingeniero Electricista
Siemens S.A.**

Asesor Universitario:

**M.Sc. ARMANDO BOHÓRQUEZ CORTAZAR
Ingeniero Electricista
Universidad Pontificia Bolivariana**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERIAS
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN**

2009

Nota De Aceptación

Firma

Nombre: Hugo Cardona

Presidente del Jurado

Firma

Nombre: Mauricio Figueroa

Jurado

Medellín, 19 de Agosto de 2009

DEDICATORIA

A mi papá:

La nobleza del alma es su nobleza;
la gloria del deber forma su gloria;
es pobre, pero forma su pobreza
la página más grande de su historia.

Siendo el culto de mi alma su cariño,
la suerte quiso que al honrar su nombre
fuera el amor que me inspiró de niño
la más sagrada inspiración del hombre.

Quiera el cielo que el canto que me inspira
siempre sus ojos con amor lo vean
y de todos los versos de mi lira
éstos los dignos de su nombre sean.

Juán de Dios Peza

AGRADECIMIENTOS

Esta tesis, más que un trabajo de grado tiene un significado profundo y sincero. Por eso, hay numerosas personas a las que quiero dar mis agradecimientos. Ellas Intervinieron de una u otra manera en el proceso de mi formación y en esta etapa de mi vida.

Ante todo, quiero agradecer a mis padres por apoyarme, creer en mí y en mis sueños. Ellos son la base de la persona que soy. Con su dedicación y sus enseñanzas he crecido como una persona muy afortunada, dentro de un ambiente familiar acogedor y hermoso.

Durante los años que he pasado en esta Universidad, he conocido personas muy valiosas que sembraron en mí un amor infinito por esta profesión y me dieron oportunidades que permitieron desarrollarme en el medio, a las cuales también quiero agradecer: los compañeros que se convirtieron en grandes amigos y los profesores de gran calidad, que me dieron una excelente formación académica.

Igualmente, agradezco a la empresa SIEMENS S.A. al señor Carlos Naranjo, al señor Gabriel Rey y a todos mis compañeros de trabajo, quienes me dieron su apoyo para elaborar este proyecto. A las empresas de interés para SIEMENS S.A. que tuve la oportunidad de visitar, por abrirme las puertas, darme su confianza y permitirme establecer una relación amigable y de cooperación. Sin ellos hubiera sido imposible realizar este trabajo. Gracias.

Por último y muy especialmente a mi director de tesis I.E. Luis Alfonso Martínez: le agradezco infinitamente por su paciencia, por su dedicación y por brindarme la oportunidad de aprender de su experticia técnica.

CONTENIDO

INTRODUCCION	xiv
1. CONCEPTOS GENERALES	17
1.1. DIAGRAMAS UNIFILARES.....	17
1.1.1. Características de un Diagrama Unifilar	18
1.1.2. Ventajas de un diagrama unifilar actualizado.	19
1.1.3. Simbología estandarizada	20
1.2. CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS EQUIPOS ASOCIADOS A UNA SUBESTACIÓN INDUSTRIAL	22
1.2.1. DPS y Pararrayos.....	23
1.2.2. Transformador De Medida.....	25
1.2.3. Transformador De Potencia	31
1.2.4. Seccionador	37
1.2.5. Interruptor.....	39
1.2.6. Relés De Protección.....	40
1.3. NORMATIVIDAD COLOMBIANA VIGENTE Y REQUERIMIENTOS DEL RETIE PARA SUBESTACIONES EN MEDIA TENSION.....	41
1.3.1. Señalización de Seguridad.....	43
2. METODOLOGÍA	47
2.1. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	48
2.2. EVALUACION DE LAS EMPRESAS.....	50
2.3. VISITA DE RECONOCIMIENTO.....	54
2.4. VISITA DE PLANEACIÓN	55
2.5. VISITA DE VERIFICACIÓN.....	56
2.6. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	56
2.7. RETROALIMENTACIÓN CON EL CLIENTE.....	57
3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	59

3.1. GENERALIDADES DE LOS RESULTADOS EN LA APLICACION DE LA METODOLOGIA.....	59
3.1.1. Visita de reconocimiento.....	60
3.1.2. Planeación de la visita de verificación.	60
3.1.3. Visita de verificación.	62
3.1.4. Retroalimentación de los hallazgos en la visita de verificación.	64
3.2. CASO DE ESTUDIO PARTICULAR.....	72
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	98
4.1. PRACTICAS DE MANTENIMIENTO Y PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO	98
4.2. LA METODOLOGIA – DESARROLLO Y APLICACIÓN	105
4.3. IMPORTANCIA DE LA APLICACIÓN CORRECTA DEL RETIE	107
4.4. PROCESOS PARA LA CERTIFICACION DE LA INSTALACION ANTE UN ORGANISMO DE INSPECCION.....	113
BIBLIOGRAFÍA	122

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Dispositivos de Protección de Sobretensiones hasta 52KV.....	23
Figura 2.	Conexión DPS.....	24
Figura 3.	Transformadores de tensión y de corriente	26
Figura 4.	Transformador de tensión con varios núcleos secundarios.....	27
Figura 5.	Transformador de corriente con dos núcleos.....	29
Figura 6.	Partes de un transformador de potencia.....	31
Figura 7.	Transformador seco aislado en resina.....	33
Figura 8.	Transformador de potencia aislado en aceite.....	34
Figura 9.	(A) Seccionador con Fusible. (B) Seccionador de apertura central. (C) Seccionador de rotación central.....	37
Figura 10.	clasificación de empresas por sector industrial.....	51
Figura 11.	Distribución de empresas por ubicación territorial.....	53
Figura 12.	clasificación de empresas según la capacidad instalada.....	53
Figura 13.	Señalización incorrecta de riesgo eléctrico.....	65
Figura 14.	Identificación de circuitos y equipos en barrajes y conductores de distribución de circuitos.....	66
Figura 15.	Distancias inexistentes de seguridad.....	67
Figura 16.	cuarto de control sin una malla de encerramiento apropiada.....	68
Figura 17.	Solución temporal en cuarto de control.....	71
Figura 18.	Acometida aérea. Llegada de alimentación a 44000V.....	73
Figura 19.	(A) Vista en planta del cuarto de mando y control (B) Vista en planta del cuarto de transformadores.....	83
Figura 20.	Pirámide de camino a la excelencia Operativa.....	102
Figura 21.	Proceso de gestión integral del mantenimiento.....	104
Figura 22.	Proceso de mantenimiento centrado en la confiabilidad.....	105
Figura 23.	Zonas de tiempo/corriente de los efectos de las corrientes alternas de 15 a 100 Hz.....	111

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Símbolos gráficos para la representación de equipos en diagramas unifilares.....	21
Tabla 2.	Clase de precisión para medición.....	28
Tabla 3.	Clase de precisión para protección.....	28
Tabla 4.	Funciones de relés de protección.....	41
Tabla 5.	Colores y significado de las señales.....	44
Tabla 6.	Principales señales de seguridad.....	46
Tabla 7.	Resumen de la Metodología.....	50
Tabla 8.	Tópicos del RETIE evaluados en las subestaciones.....	63
Tabla 9.	Datos Generales y técnicos de los equipos asociados a las subestaciones industriales.....	74
Tabla 10.	Informe de Verificación de condiciones técnicas y de seguridad.....	86
Tabla 11.	Factores de riesgos eléctricos más comunes.....	109

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. ANEXO A. TABLA DE DATOS GENERALES Y TÉCNICOS DE LOS EQUIPOS ASOCIADOS A UNA SUBESTACIÓN.

ANEXO B. CUADRO DE VERIFICACION DE CONDICIONES TECNICAS Y DE SEGURIDAD EN LAS SUBESTACIONES.

ANEXO C. ARTICULO PUBLICABLE

ANEXO D. DIARIO DE ACTIVIDADES.

ANEXO E. ANTEPROYECTO DE GRADO.

GLOSARIO

ACREDITACION: Procedimiento mediante el cual se reconoce la competencia técnica y la idoneidad de organismos de certificación e inspección, así como laboratorios de ensayo y metrología.

ANALISIS DE RIESGOS: Conjunto de técnicas para identificar, clasificar y evaluar los factores de riesgo. Es el estudio de consecuencias nocivas o perjudiciales, vinculadas a exposiciones reales o potenciales.

AVISO DE SEGURIDAD: Advertencia de prevención o actuación, fácilmente visible, utilizada con el propósito de informar, exigir, restringir o prohibir.

CERTIFICACIÓN: Procedimiento mediante el cual un organismo expide por escrito o por un sello de conformidad, que un producto, un proceso o servicio cumple un reglamento técnico o una(s) norma(s) de fabricación.

CONFIABILIDAD: Capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dados. Equivale a fiabilidad.

CONFORMIDAD: Cumplimiento de un producto, proceso o servicio frente a uno o varios requisitos o prescripciones.

DISTANCIA DE SEGURIDAD: Distancia mínima alrededor de un equipo eléctrico o de conductores energizados, necesaria para garantizar que no habrá accidente por acercamiento de personas, animales, estructuras, edificaciones o de otros equipos.

EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD: Procedimiento utilizado, directa o indirectamente, para determinar que se cumplen los requisitos o prescripciones pertinentes de los reglamentos técnicos o normas.

FACTOR DE RIESGO: Condición ambiental o humana cuya presencia o modificación puede producir un accidente o una enfermedad ocupacional.

FIBRILACIÓN VENTRICULAR: Contracción espontánea e incontrolada de las fibras del músculo cardíaco.

INSPECCIÓN: Conjunto de actividades tales como medir, examinar, ensayar o comparar con requisitos establecidos, una o varias características de un producto o instalación eléctrica, para determinar su conformidad.

MANTENIMIENTO: Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad.

NIVEL DE RIESGO: Equivale a grado de riesgo. Es el resultado de la valoración conjunta de la probabilidad de ocurrencia de los accidentes, de la gravedad de sus efectos y de la vulnerabilidad del medio.

NORMA TÉCNICA: Documento aprobado por una institución reconocida, que prevé, para un uso común y repetido, reglas, directrices o características para los productos o los procesos y métodos de producción conexos, servicios o procesos, cuya observancia no es obligatoria.

ORGANISMO DE ACREDITACIÓN: Entidad gubernamental que acredita y supervisa los organismos de certificación, los laboratorios de pruebas y ensayo y de metrología que hagan parte del sistema nacional de normalización, certificación y metrología.

ORGANISMO DE CERTIFICACIÓN: Entidad Imparcial, pública o privada, nacional, extranjera o internacional, que posee la competencia y la confiabilidad necesarias para administrar un sistema de certificación, consultando los intereses generales.

ORGANISMO DE INSPECCIÓN: Entidad que ejecuta actividades de medición, ensayo o comparación con un patrón o documento de referencia de un proceso, un producto, una instalación o una organización y confrontar los resultados con unos requisitos especificados.

PERSONA CALIFICADA: Persona natural que demuestre su formación profesional en el conocimiento de la electrotecnia y los riesgos asociados a la

electricidad y además, cuente con matrícula profesional, certificado de inscripción profesional, o certificado de matricula profesional, que según la normatividad legal vigente, lo autorice o acredite para el ejercicio de la profesión.

REGLAMENTO TÉCNICO: Documento en el que se establecen las características de un producto, servicio o los procesos y métodos de producción, con inclusión de las disposiciones administrativas aplicables y cuya observancia es obligatoria.

RETIE O Retie: Acrónimo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptado por Colombia.

SEÑALIZACIÓN: Conjunto de actuaciones y medios dispuestos para reflejar las advertencias de seguridad en una instalación.

SUBESTACIÓN: Conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

TENSIÓN DE CONTACTO: Diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro. Esta distancia horizontal es equivalente a la máxima que se puede alcanzar al extender un brazo.

TENSIÓN DE PASO: Diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso (aproximadamente un metro).

TENSIÓN DE SERVICIO: Valor de tensión, bajo condiciones normales, en un instante dado y en un nodo del sistema. Puede ser estimado, esperado o medido.

TENSIÓN NOMINAL: Valor convencional de la tensión con el cual se designa un sistema, instalación o equipo y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para el caso de sistemas trifásicos, se considera como tal la tensión entre fases.

UMBRAL: Nivel de una señal o concentración de un contaminante, comúnmente aceptado como de no daño al ser humano.

RESUMEN

Este trabajo recopila la información de la implementación de una metodología que permite hacer una verificación de las condiciones técnicas y de seguridad en subestaciones industriales, abarcando desde la red de distribución alimentadora, hasta los tableros de distribución de carga. Con esta metodología se busca además, establecer las necesidades de las empresas del sector industrial de Antioquia y poder brindar soluciones integrales que conduzcan a hacer sugerencias de mantenimientos predictivos, preventivos o el cambio de equipos oportunamente.

En este trabajo se contó con la colaboración de empresas del sector industrial de Antioquia, de diferentes actividades de la economía, abarcando en gran proporción la ubicación territorial de las empresas del Valle de Aburrá. Esto permitió tener una visión general de las condiciones de seguridad y el estado de los equipos en las subestaciones, la metodología de trabajo adoptada por el personal técnico para realizar actividades de mantenimiento y permitió además, hacer diferentes clasificaciones de estas empresas de acuerdo con las diferentes variables observadas.

En el análisis hecho al finalizar el proyecto, surgen recomendaciones que aportarán al industrial soluciones para mejorar continuamente la calidad de sus procesos y la confiabilidad del sistema eléctrico de la planta de producción.

PALABRAS CLAVES: RETIE, MANTENIMIENTO, SEGURIDAD, INDUSTRIAL, CONFIABILIDAD, SISTEMA ELECTRICO, VERIFICACION, EQUIPOS, METODOLOGÍA, SUBESTACION, NORMATIVIDAD, SOLUCIONES INTEGRALES.

INTRODUCCION

Este proyecto hace parte de la implementación de un sistema de ventas y marketing de servicios de mantenimiento eléctrico, que le permitirá a Siemens obtener información de las empresas del sector industrial de Antioquia, con el objeto de proponer a futuro, soluciones integrales de alto valor agregado a los clientes finales, enmarcadas dentro del portafolio de servicios de Siemens. Los logros del proyecto se constituyen en un pilar fundamental para el desarrollo de ofertas proactivas a la vanguardia de las grandes empresas prestadoras de servicios de mantenimiento eléctrico a nivel regional y nacional.

El primer paso del desarrollo estratégico de ventas y marketing, consistirá en obtener la información de las placas características de los equipos asociados a las subestaciones industriales, para la elaboración de diagramas unifilares, en un grupo de empresas representativas del sector Industrial de Antioquia. Esto se constituye en una buena base para establecer las estrategias de ventas de servicios y el conocimiento a tiempo de nuevas oportunidades de negocio para Siemens.

A su vez, este proyecto le brinda un gran beneficio al cliente industrial, ya que le permite tener actualizada la información de la instalación y el pleno conocimiento del estado de sus equipos. El comparativo entre las instalaciones de las subestaciones eléctricas industriales y las exigencias de la normatividad colombiana vigente (RETIE), le permitirá a los clientes conocer las condiciones de seguridad en las instalaciones eléctricas y el estado técnico de los equipos asociados a las mismas.

En el primer capítulo, se pueden encontrar las definiciones mas importantes para el desarrollo del proyecto, la teoría sobre algunos lineamientos a seguir en el levantamiento de diagramas unifilares, la simbología que será usada en la elaboración de los diagramas unifilares, además de características técnicas e información general de los equipos asociados a una subestación de media tensión.

El lector encuentra también en este capítulo, algunos apartes de la normatividad colombiana para aplicar en una subestación industrial, cuales son los parámetros de seguridad, que están establecidos en el Reglamento de Instalaciones Eléctricas RETIE y que serán la guía para el levantamiento de información en las empresas que participarán en este proyecto.

Todas estas definiciones son importantes, debido a que su entendimiento y manejo han permitido el desarrollo del proyecto con mayor focalización y el mejor aprovechamiento de la información recolectada, con cada una de las visitas realizadas a las diferentes empresas.

El objeto de este proyecto, además de recopilar la información necesaria para el levantamiento de diagramas unifilares en cada una de las empresas visitadas, es proponer una metodología verificable que permite hacer sugerencias efectivas para ofrecer servicios de mantenimiento predictivos, preventivos y renovación de los equipos en caso de que sea necesario. En el segundo capítulo se hace una descripción de la metodología que se siguió para la selección de las industrias que servirían para llevar a cabo las actividades propuestas, el protocolo para realizar el levantamiento de la información y el procedimiento que se siguió para la clasificación y el manejo de la información.

Una vez clasificadas las empresas a visitar, definidos los formatos a utilizar durante el levantamiento de la información asociada a la subestación y el

respectivo procesamiento de la información obtenida en cada empresa visitada, se procede a realizar una evaluación de dicha información para el posterior análisis de resultados. El tercer capítulo muestra, los resultados obtenidos con el desarrollo de dichas visitas, el procesamiento de la información que fue recogida durante las diferentes actividades realizadas en dichas empresas, clasificadas de acuerdo con el capítulo anterior y como se hizo la toma de datos.

En esta parte se observa como es el estado actual de las subestaciones de media tensión instaladas en las empresas más representativas del sector industrial de Antioquia y que se constituyen en clientes importantes para los intereses de Siemens.

Por ultimo, en el cuarto capítulo se encuentran las conclusiones obtenidas en el desarrollo del proyecto con las cuales se busca brindar señales de alerta en; la importancia que tiene el cumplimiento de normas y regulaciones colombianas vigentes, motivar a los industriales a prestar mas atención al estado de los equipos asociados a la subestación eléctrica, realizar los mantenimientos preventivos y correctivos que son necesarios para prolongar la vida útil de los equipos, y garantizar una prestación óptima del servicio de suministro de energía eléctrica.

1. CONCEPTOS GENERALES

En la elaboración de una metodología a seguir en el desarrollo del proyecto, se estableció la importancia de conocer los parámetros que conforman un diagrama unifilar, así como la claridad sobre los equipos típicos que se encuentran en una subestación industrial, las características de funcionamiento que presiden el buen nivel de confiabilidad en la prestación de servicio de dichos equipos y la seguridad de las personas que son usuarias de la instalación eléctrica o que tienen acceso a ella.

En este capítulo se tratan las definiciones necesarias para el desarrollo de este proyecto, así como una reseña de los principales requerimientos de seguridad estipulados en el Reglamento de Instalaciones Eléctricas RETIE expedido por el ministerio de minas y energía con la resolución 181294 del 6 de agosto del 2008, publicada en el diario oficial 47080 del 13 de agosto de 2008.

1.1. DIAGRAMAS UNIFILARES

Los diagramas unifilares representan todas las partes que componen un sistema de potencia de modo gráfico sencillo. En estos diagramas unifilares, se hacen aclaraciones y anotaciones a cerca de los niveles de tensión y características técnicas de los equipos y en general, detalles de la configuración de la instalación eléctrica.

Gracias a la representación de un sistema de potencia o una instalación eléctrica en un diagrama unifilar, la red trifásica se simplifica a circuitos monofásicos equivalentes, lo que facilita los cálculos y se transforma en la base para cualquier

estudio de ingeniería eléctrica. En los casos que el diagrama unifilar no refleja el estado real de la planta, los resultados de los estudios no serán confiables.

Al finalizar una instalación eléctrica nueva, el constructor hace entrega de la documentación asociada, las memorias de cálculo, planos de construcción y un diagrama unifilar completo de las instalaciones. Sin embargo, normalmente se hacen modificaciones al proyecto original, que deben ser documentadas en una constante actualización de los diagramas unificables, para permitir la oportuna toma de decisiones y la prontitud de reacción ante una emergencia, con el fin de garantizar una continua prestación del servicio de energía eléctrica.

Normalmente los diagramas unificables que se encuentran en las empresas, se remontan a la época en la que fue constituida la instalación eléctrica y normalmente no están actualizados, lo que dificulta la intervención oportuna en el equipo o instalación afectada.

1.1.1. Características de un Diagrama Unifilar

Aunque un diagrama unifilar es un gráfico que realmente no es muy específico, representa una guía muy importante para el personal técnico, debido a que proporciona una idea de la disposición de la instalación eléctrica y las especificaciones técnicas de los equipos asociados. Dentro de las características relevantes de un diagrama unifilar, podemos destacar las siguientes:

- Un diagrama unifilar debe ser sencillo de manera que sea posible obtener una vista global de todo el sistema eléctrico. Para mayor facilidad, cuando un sistema eléctrico es demasiado complejo, entonces la partición del diagrama se debe hacer por niveles de voltaje o por centros de distribución.
- En un diagrama unifilar se evita la duplicación de componentes. Cada símbolo y letra tiene un significado definido, para que el lector del plano pueda interpretar cada uno de los componentes sin confusión.

- Todos los factores que permiten el reconocimiento de una instalación eléctrica y los detalles técnicos de los equipos asociados, son importantes. En un diagrama unifilar de una subestación se observan datos como:
 - El nombre o la codificación del equipo;
 - Características técnicas de equipos de patio como: seccionadores, fusibles, interruptores y pararrayos;
 - Relación de transformación, niveles de tensión, tipo de conexión y potencia nominal en transformadores de potencia;
 - Relación de transformación de transformadores de medida;
 - Características de voltaje, corriente, cortocircuito e interrupción de seccionadores e interruptores;
 - Funciones de los relés. Normalmente se usa la nomenclatura ANSI (American National Standards Institute) para identificar cada una de las funciones de los relés;
 - Características de Generadores y transformadores de potencia.

1.1.2. *Ventajas de un diagrama unifilar actualizado.*

Dentro de las ventajas que tienen los diagramas unifilares, se destaca la reducción de tiempo invertido en la organización de la información necesaria, para los mantenimientos y en la reacción temprana ante una eventual falla en los equipos asociados a la subestación.

Cuando se presenta una falla en el sistema, que puede ocasionar paros costosos en la producción, el diagrama unifilar actualizado ayuda a identificar el problema con mayor agilidad. Contar con una identificación clara y confiable de los circuitos existentes, en caso de accidentes o fallas, permite identificar de una manera rápida, qué circuitos se deben interrumpir para aislar el problema, sin afectar el resto del proceso.

El diagrama unifilar permite, a los usuarios de una subestación, identificar el tipo y la distribución de equipos, incrementando el nivel de seguridad para el personal operativo encargado del mantenimiento de la subestación o de la instalación industrial.

Dado que un diagrama unifilar actualizado, facilita el análisis de localización y separación de fallas y estudios de ingeniería tales como: análisis de corto circuito; flujos de carga o coordinación de protecciones; su uso como herramienta tanto para mantenimientos preventivos como para las decisiones que deben tomarse de manera inmediata, se convierte en una facilidad de manejo de la información.

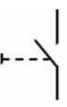
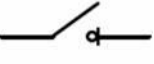
1.1.3. Simbología estandarizada

Con el fin de unificar la simbología utilizada en las instalaciones eléctricas, el RETIE ha logrado hacer una recopilación y estandarización de la simbología basado en diferentes normas a nivel mundial como se muestra en la tabla 1. Esta simbología debe ser utilizada en todas las instalaciones eléctricas, logrando la unificación de la información para facilitar el manejo y utilización de la misma.

La utilización de normas internacionales en los planos eléctricos, elimina los riesgos de interpretaciones confusas y facilita el estudio para posibles mantenimientos preventivos o puestas en servicio de equipos nuevos.

En el caso particular de los diagramas unifilares que serán recopilados para Siemens de visita a las diferentes empresas del sector industrial antioqueño, y los cuales servirán como base para el desarrollo de este proyecto, adicional a la simbología estandarizada en RETIE, se aplicaran algunos símbolos de la norma internacional IEC 60617, establecida para la estandarización de esquemas eléctricos y la simbología, los cuales se están implementando en todas las sucursales de la compañía a nivel mundial.

Tabla 1. Símbolos gráficos para la representación de equipos en diagramas unifilares.

	Caja de empalme		Corriente continua		Central hidráulica en servicio
	Equipotencialidad		Doble aislamiento		Central térmica en servicio
	Conductores de fase		Conductor neutro		Conductor de puesta a tierra
	Conmutador unipolar		Contacto de corte		Contacto con disparo automático
	Contacto sin disparo automático		Contacto operado manualmente		Detector automático de incendio
	Descargador de sobre tensiones		DPS		DPS tipo varistor
	Empalme		Extintor para equipo eléctrico		Fusible
	Generador		Interruptor, símbolo general		Interruptor automático en aire
	Interruptor bipolar		Interruptor con luz piloto		Interruptor unipolar con tiempo de cierre limitado
	Interruptor diferencial		Interruptor unipolar de dos vías		Interruptor Seccionador para AT
	Interruptor termo magnético		Lámpara		Masa
	Parada de emergencia		Seccionador		Subestación
	Tablero general		Tablero de distribución		Tierra

	Tierra de protección		Tierra aislada		Tomacorriente, símbolo general
	Transformador símbolo general		Transformador de aislamiento		Transformador de seguridad
	Pararrayos.		Transformador de tensión		Transformador de Corriente

Fuente: Reglamento técnico de Instalaciones eléctricas RETIE. Artículo 11. Tabla 9. Principales símbolos gráficos. 2008; p72.

Cuando por razones técnicas, las instalaciones no puedan acogerse a estos símbolos, se deberá justificar mediante un documento escrito avalado por un ingeniero electricista con matrícula profesional vigente.

1.2. CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS EQUIPOS ASOCIADOS A UNA SUBESTACIÓN INDUSTRIAL

Normalmente las subestaciones industriales son más simplificadas que las subestaciones de transformación para alta tensión. Regularmente tienen una configuración radial y dependiendo de la capacidad instalada, varían las dimensiones de los equipos asociados a dicha subestación. Para el cuidado de estos equipos, el mantenimiento preventivo es necesario para velar por la seguridad y la confiabilidad en la prestación del servicio de la energía eléctrica.

En la actualidad, existen muchas empresas industriales en las cuales el mantenimiento preventivo o predictivo, se realiza muy pocas veces, ya sea por el alto grado de disponibilidad en la producción o porque simplemente depende del bajo presupuesto disponible para esa actividad. Como consecuencia, a mediano o largo plazo se ve reflejado el mal estado de los equipos y por ende la disminución de la confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica.

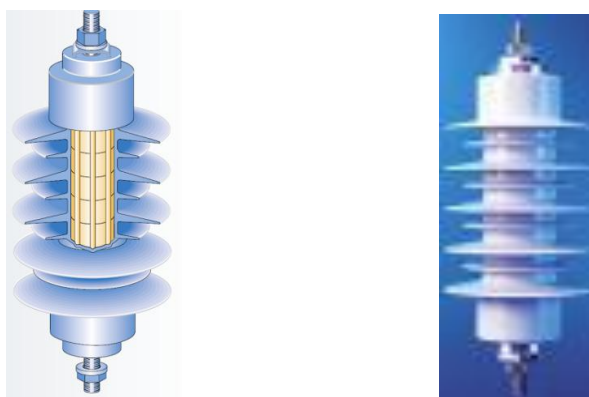
Nota: Todos los parámetros para la instalación de equipos en cualquier tipo de instalación eléctrica, están consignados en el Capítulo II - Artículo 17, donde se

describen los requisitos que se deben cumplir en la fabricación y en la instalación de productos eléctricos.

1.2.1. DPS y Pararrayos

Los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS), controlan sobretensiones debidas a maniobras o de origen atmosférico, evitando que las oscilaciones se propaguen poniendo en peligro la vida de los equipos. Protegen el material eléctrico, limitando la amplitud y la duración de la corriente subsiguiente a las sobretensiones elevadas. Se utilizan, ya sea en instalaciones de media o alta tensión, para protección de instalaciones, transformadores y generadores. En la figura 1, se puede observar un típico DPS para tensiones inferiores a 52KV.

Figura 1. Dispositivos de Protección de Sobretensiones hasta 52KV



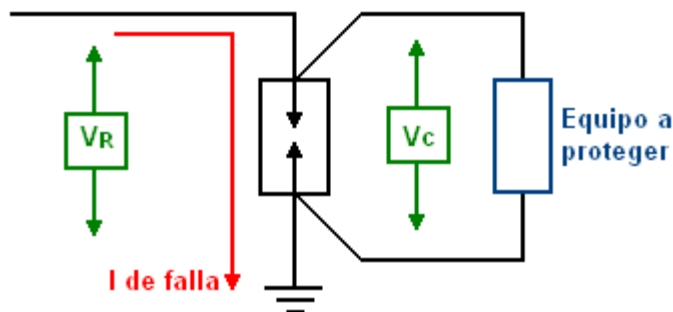
Fuente: Información Comercial Siemens. Brochure DPS

Por seguridad de la instalación y de los usuarios de la misma, la normatividad vigente exige, en toda subestación de transmisión y transición de línea aérea a cable asilado de media, alta o extra alta tensión, disponer de DPS.

El DPS debe instalarse en el camino de la corriente de impulso, entre conductores de fase y tierra, como se muestra en la figura 2, teniendo en cuenta que debe lograrse una mínima diferencia, entre la tensión residual (VR) y la tensión aplicada

al equipo (VS). La capacidad de cortocircuito del DPS debe estar coordinada con la capacidad de falla en el nodo donde va a quedar instalado.

Figura 2. Conexión DPS



Fuente: Reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

Artículo 17. Figura 18. Montaje de los DPS. 2008; p126

La utilización de DPS, en equipos de baja tensión; media tensión; alta o extra alta tensión, dependerá de una evaluación técnica objetiva, del nivel de riesgo por sobretensiones transitorias a las cuales pueda estar sometido dicho equipo o la instalación misma.

En el RETIE se enumeran algunos aspectos de seguridad que deben ser tenidos en cuenta, tales como:

- Dar prioridad a la instalación de equipo, en el origen de la red ya sean dispuestas al interior o a la intemperie;
- Ser inaccesibles para personas no calificadas;
- Que en el caso de existir una explosión del DPS, el material aislante no lance fragmentos que pueda dañar a personas o equipos adyacentes. Esta característica es considerada en la fabricación del DPS.

Para la selección de un DPS deben tenerse en cuenta las siguientes características:

- a. La tensión básica de aislamiento, llamada BIL (Basic Insulation Level) que depende de la tensión del sistema. Generalmente se dimensiona el equipo para soportar una sobretensión de tipo atmosférico, sin que se presente flameo.
- b. Corriente nominal
- c. La corriente de corto circuito que depende de la potencia que se va a manejar. Esto se debe calcular, mediante estudios del sistema, proyectados normalmente a 20 años.
- d. La altura de la instalación. Si se instalara por encima de 1000 metros sobre el nivel del mar, se debe hacer correcciones a la “geometría” del equipo. Para coordinar este aislamiento, se usan generalmente las normas IEC (International Electrotechnical Commission) IEC 60071-2 y la IEC 60694; básicamente, se trata de corregir mediante una fórmula la tensión que puede soportar un equipo a medida que se incrementa la altura.
- e. Si la subestación va a estar instalada en zonas de contaminación salina, o expuesta a ácidos generados por chimeneas, debe hacerse la claridad ya que requiere condiciones especiales.
- f. Las condiciones sísmicas y mecánicas. Si la subestación está ubicada en una zona de clasificación sísmica alta, se deben hacer verificaciones para establecer que los equipos son sismo resistentes.

1.2.2. Transformador De Medida

La función de los transformadores de medida, es reducir a valores no peligrosos y normalizados, las características de tensión e intensidad de una red eléctrica. De esta manera se evita la conexión directa entre los instrumentos de medida y protección con los circuitos de alta tensión, lo cual implicaría riesgos para los operarios y requeriría cuadros de instrumentos especiales y costosos con aislamiento especial.

Figura 3. Transformadores de tensión y de corriente



Fuente: Fotografía tomada en Junio 17 de 2008.

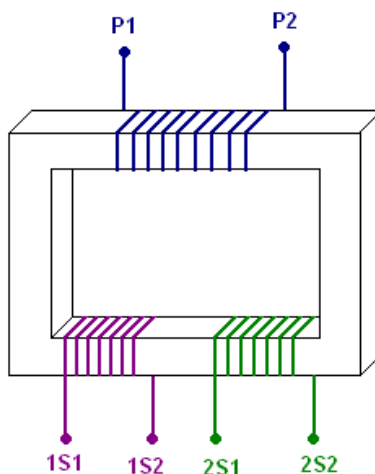
Conectándose a equipos como contadores, estos transformadores, pueden ser destinados para medida o para control, alimentando equipos de protección como relés de sobrecorriente. Los transformadores destinados para protección deben asegurar una precisión suficiente para valores de corriente o voltaje iguales a varias veces la intensidad nominal.

Transformadores de Tensión

En condiciones normales de uso, la tensión secundaria de estos transformadores es proporcional a la tensión primaria y desfasada con relación a la misma un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

Por razones constructivas y de aislamiento, como se muestra en la figura 4, los transformadores de tensión, se fabrican normalmente con núcleo rectangular y se pueden construir con varios devanados secundarios sobre el mismo núcleo, para realizar funciones de medida y protección. Debido a esto, no existe independencia entre ellos y la carga de un secundario influye en la precisión del otro.

Figura 4. Transformador de tensión con varios núcleos secundarios



Fuente: Electrotecnia ARTECHE Hermanos S.A.:
Introducción a los transformadores de medida

Para la selección de un transformador de tensión, se debe tener en cuenta las siguientes características técnicas:

- a. Si la instalación es interior o a la intemperie.
- b. La altitud para proyectos ubicados a más de mil metros (1000m) sobre el nivel del mar.
- c. La tensión primaria asignada que según la norma IEC (International Electrotechnical Commission) IEC60186 es igual a la tensión asignada del sistema.
- d. La tensión secundaria asignada que normalmente es de 110V o 220V dependiendo del instrumento de medida al cual se va a conectar.
- e. La potencia de precisión.
- f. El factor de tensión, el cual multiplica la tensión primaria asignada para determinar la tensión máxima, en la cual el transformador deberá cumplir con los requerimientos de exactitud especificados.
- g. El nivel de aislamiento, los cuales se especifican independientemente para el devanado primario y secundario

- h. La clase de precisión define: el límite de error de tensión, el cual es el error en la medida de tensión y refleja la diferencia entre la relación de transformación asignada y la real; el desfase, el cual representa la diferencia del ángulo entre la tensión devanado primario y el secundario. Tanto el límite de error de tensión como el desfase, no deben sobrepasar los valores establecidos por las normas ANSI / IEE C57, en la tabla 2 para funciones de medición y en la tabla 3 para funciones de protección, a una frecuencia asignada.

Tabla 2. Clase de precisión para medición

Clase de Precisión	Error de Tensión [%]	Utilización
0,1	$\pm 0,1$	Laboratorio
0,2	$\pm 0,2$	Medidas de precisión
0,5	$\pm 0,5$	Medidas comerciales
1,0	$\pm 1,0$	Medidas Industriales
3,0	$\pm 3,0$	Instrumentación

Fuente: Electrotecnia ARTECHE Hermanos S.A.:

Introducción a los transformadores de medida

Tabla 3. Clase de precisión para protección

Clase de Precisión	Error de Tensión [%]
3P	$\pm 3,0$
6P	$\pm 6,0$

Fuente: Electrotecnia ARTECHE Hermanos S.A.:

Introducción a los transformadores de medida

- i. Relación de transformación nominal.
- j. Frecuencia nominal. 50/60 Hz
- k. El numero de medidas a tomar para la especificación de los devanados secundario, para los diferentes equipos de control.

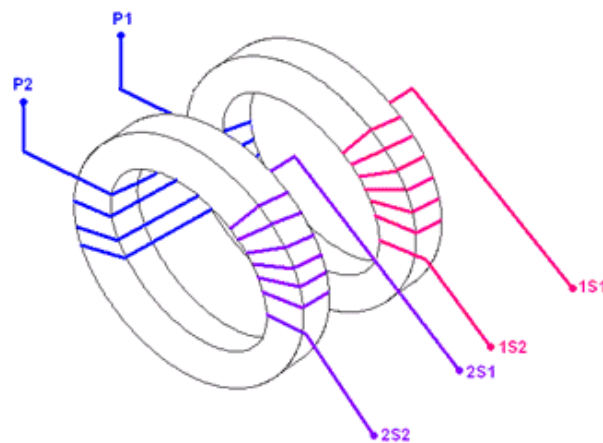
Transformadores De Corriente

El primario de un transformador de corriente consta de una o varias espiras, que se conectan en serie con el circuito cuya corriente se desea medir. El secundario alimenta los circuitos de corriente de uno o varios equipos de medida o protección, conectados en serie.

La impedancia del transformador de corriente vista desde el primario, es despreciable comparada con la del sistema, aun si se tiene carga conectada al secundario. Así la corriente que circula por el primario del transformador, está determinada por el circuito del sistema.

Cuando se requiere conectar diferentes equipos de medida y protección, el transformador de corriente en el secundario, puede tener varios devanados y núcleos independientes, lo que permite tomar varias medidas como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Transformador de corriente con dos núcleos.



Fuente: Electrotecnia ARTECHE Hermanos S.A.: Introducción a los transformadores de medida. Catalogo ARTECHE. p2

Para reducir al mínimo el flujo de dispersión, el núcleo de los transformadores de corriente, normalmente es de forma toroidal con el secundario uniformemente repartido.

Para la selección de un transformador de corriente se deben tener en cuenta las siguientes características:

- a. Tipo de instalación, interior o intemperie.
- b. Se debe tener en cuenta la altitud, para valores superiores a 1.000 m. sobre el nivel del mar.
- c. Nivel de aislamiento. Se recomienda elegir los valores indicados en las diversas normas.
- d. Relación de transformación nominal, recordando que se puede recurrir a la doble o triple relación y a la gama extendida, en caso necesario.
- e. Clase de precisión, de acuerdo con las diversas normas. (Transformadores para medida).
- f. Potencia nominal, de acuerdo con las potencias sumadas de los equipos que se desean conectar y está en función de la utilización a la que se destina el aparato.
- g. Factor límite de precisión nominal (Transformadores para protección).
- h. Intensidades límites térmica y dinámica. Esta es la máxima capacidad de corriente simétrica RMS y asimétrica RMS respectivamente que el transformador puede soportar, con el secundario en corto.
- i. Frecuencia nominal.
- j. Número de secundarios (núcleos).
- k. Detalles constructivos.

Si existen devanados secundarios de protección de tipo "TP" hay que tener en cuenta también:

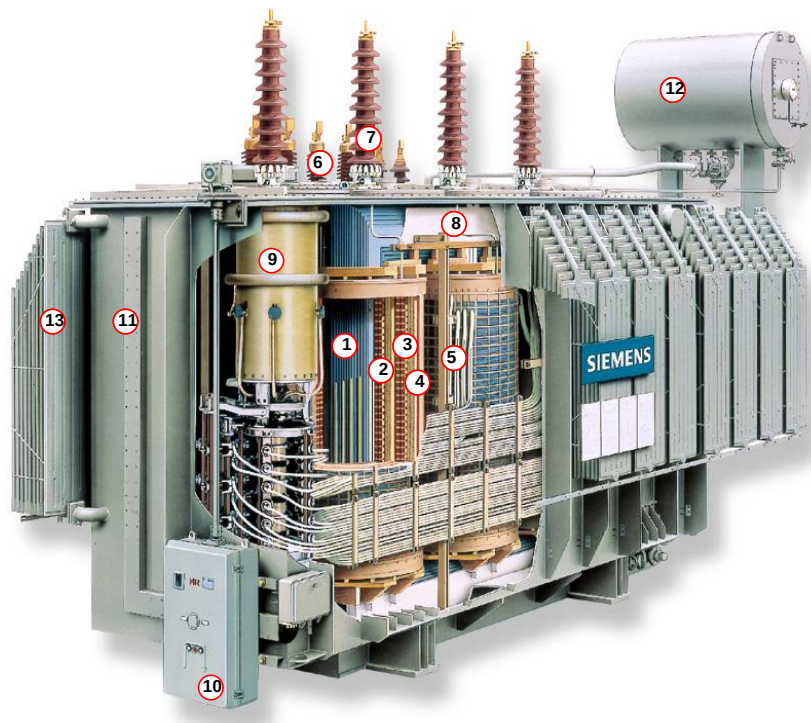
- a. Características del cortocircuito

- b. Precisión necesaria a In.
- c. Precisión necesaria durante el período transitorio.

1.2.3. Transformador De Potencia

El transformador es un aparato eléctrico que transforma una tensión en otra con la misma frecuencia, sin ninguna clase de movimiento mecánico y casi sin pérdidas de rendimiento. El transformador está constituido de una parte activa (el núcleo), las bobinas y unos accesorios. Los accesorios son sugeridos por la persona que adquiere el transformador de potencia a la hora de hacer la compra del mismo.

Figura 6. Partes de un transformador de potencia.



Fuente: SIEMENS S.A. Energy- Power Trasmition and Distribution. Brochure de Ventas- Transformador de Potencia.

En la figura 6, se puede observar un transformador de potencia cuyas partes son:

1. Núcleo
2. Devanados Baja Tensión.
3. Devanados Alta Tensión.
4. Bobinados de regulación.
5. Conductores.
6. Aisladores pasa tapa de Baja Tensión.
7. Aisladores pasa tapa de Alta Tensión.
8. Vigas de prensado del núcleo.
9. Cambiador de derivaciones. El cual puede ser diseñado para accionamiento bajo carga, como se muestra en la figura 6 y sin carga, común en los transformadores de distribución.
10. Accionamiento motorizado.
11. Tanque.
12. Tanque de expansión
13. Radiadores

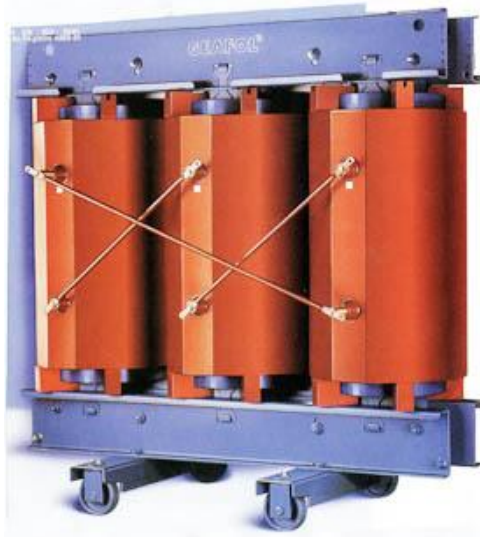
En la parte activa, los devanados son los encargados de recibir la tensión y entregarla. El devanado primario y secundario conforman el circuito eléctrico del transformador; el núcleo es el soporte mecánico sobre el que se enrollan los devanados y al mismo tiempo permite que al energizar el transformador por el devanado primario, aparezca otra tensión en el devanado secundario.

Los transformadores pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- a. De acuerdo con el uso o aplicación en:
 - Transformadores de potencia usados en subestaciones como elevadores o reductores de tensión.
 - Transformadores de distribución que frecuentemente solo son usados como reductores de tensión.
 - Transformadores de aislamiento que solo hacen un acople magnético.
- b. De acuerdo con el sistema de refrigeración en:

- Transformadores secos: Por razones de seguridad en algunos lugares que deben ser a prueba de explosión o puntos en pisos superiores, se restringe la utilización de transformadores con liquido aislante, para lo cual se emplean transformadores secos, que cumplen la misma función de los transformadores sumergidos en aceite pero con las bobinas aisladas en papel o en resina especial a prueba de incendio y humedad, conservando un asilamiento óptimo libre de mantenimiento.

Figura 7. Transformador seco aislado en resina.



Fuente: www.siemens.com: Información Siemens: Transformador seco.

Algunos fabricantes de transformadores secos también utilizan papel aislante sin embargo con la fabricación de transformadores secos aislados con resina, tienen un nivel más alto de confiabilidad y seguridad puesto que esta menos expuesto al desgaste y solo requiere de mantenimiento de limpieza. La consistencia en el proceso de fabricación de los transformadores aislados en resina, elimina problemas por descargas parciales.

- Transformadores aislados en aceite mineral o en líquidos de alto punto de ignición: son los más utilizados para subestaciones tipo exterior, ya que se requiere de una buena ventilación. Está estipulado en el RETIE que no deben ser instalados en sitios por encima o contiguos a sitios destinados a ocupación permanente de personas.

Figura 8. Transformador de potencia aislado en aceite.



Fuente: Fotografía tomada en Junio 17 de 2008.

Este tipo de transformadores requiere de un mantenimiento preventivo con intervalos máximos de 1 año para asegurar el buen funcionamiento del equipo y de cierto modo extender la vida útil del mismo. El mantenimiento consiste en el análisis del aceite para garantizar que las condiciones de fabrica especificadas en la placa característica, continúen vigentes y si es necesario hacer otro tipo de mantenimiento más especializado como el cambio del aceite, repuestos o en casos extremos, intervenciones directas a los devanados o reparaciones mayores a los componentes del transformador.

c. Según su número de fases:

- Monofásico
- Trifásico

- Desarrollos especiales: Bifásicos, exafásicos, zig-zag, entre otros.

La vida útil de un transformador puede ser por 20 años como mínimo, si es operado en las condiciones normales garantizadas por el fabricante y rotuladas en la placa de características.

Ya que el transformador de potencia es considerado el corazón de la subestación, debe ser escogido de acuerdo con estudios previos de proyección de la capacidad de potencia eléctrica futura.

Además de la potencia a instalar y los voltajes de operación deben tenerse en cuenta importantes características, entre ellas las siguientes:

- El tipo de ejecución; si es estándar, tipo pedestal, seco aislado en resina o en papel, tipo de refrigeración etc.
- Grupo de conexión; la cual varía de acuerdo con la aplicación, por ejemplo, generalmente los transformadores de distribución son $\Delta - Y$.
- Porcentaje y cantidad de taps o pasos de voltaje (generalmente son 5 pasos +/- 2 pasos a 2.5% de la tensión nominal primaria).
- Frecuencia de operación.
- Características especiales del nivel básico de aislamiento (BIL)

De acuerdo con los requisitos establecidos en el RETIE (capítulo 2, artículo 17) para la instalación de un transformador eléctrico, se debe tener en cuenta:

- Cuando el transformador no sea de tipo sumergible y se aloje en cámaras subterráneas sujetas a instalación, la cámara debe ser debidamente impermeabilizada para evitar humedad y en lo posible debe separarse de la cámara de maniobras. Cuando la cámara

subterránea no sea impermeable, se deberá instalar transformador y caja de maniobra tipo sumergible.

- Los transformadores refrigerados en aceite, no deben ser instalados en niveles o pisos que estén por encima o contiguos a sitios de habitación, oficinas y en general lugares destinados a ocupación permanente de personas, que puedan ser objeto de incendios o daños por el derrame del aceite refrigerante.
- Cuando un transformador aislado en aceite requiera instalación en bóveda (conforme a la sección 450 de la norma técnica colombiana NTC 2050), esta debe construirse con una resistencia al fuego de mínimo 3 horas. Para transformadores secos con potencia superior a 112.5KVA que requiera bóveda, la resistencia al fuego de esta debe ser mínimo una hora. Las puertas cortafuego, deberán ser certificadas por un organismo de certificación de producto acreditado por el Superintendencia de Industria y Comercio (SIC).
- Los transformadores y barrajes del secundario, cuando se usen en instalaciones de uso final, deben instalarse de acuerdo con lo establecido en la sección 450 de la NTC2050.
- Todo transformador con tensión nominal superior a 600V debe protegerse por lo menos en el primario con protecciones de sobrecorriente, cuando se use fusibles estos deben ser certificados y seleccionados de acuerdo con una adecuada coordinación de protecciones.
- El nivel de ruido de los transformadores, no debe superar los valores establecidos en las disposiciones ambientales sobre la materia, de acuerdo con la exposición a las personas.

1.2.4. Seccionador

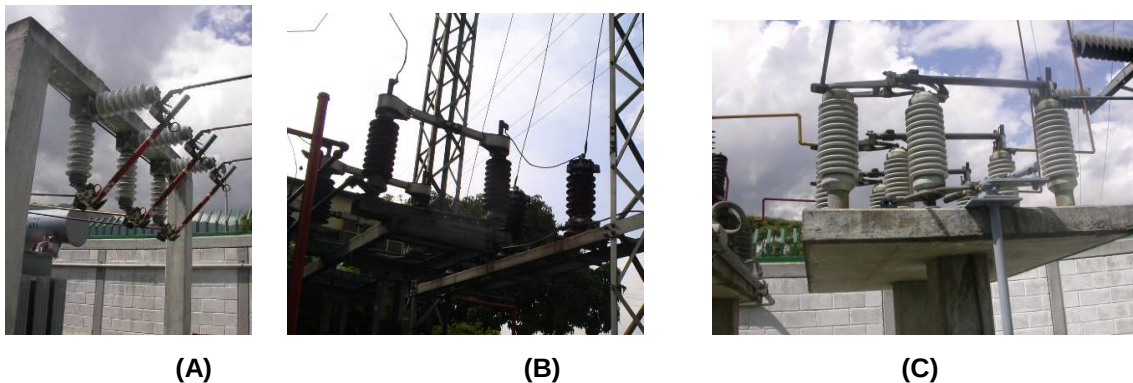
El seccionador es un elemento de conmutación y es un equipo de maniobra muy apropiado para aislar elementos sobre los cuales se va a realizar un trabajo, proporcionando una apertura visible para la intervención de equipos eléctricos.

Debido a que el seccionador debe dar un corte visible, el equipo debe ofrecer una distancia de aislamiento “entre partes vivas” tal que en caso de una sobretensión, esta tome otro camino y no el de la zona de apertura (normalmente a tierra).

La maniobra de los seccionadores se hace cuando la diferencia de tensión esperada entre los terminales en el momento de la apertura o la corriente que se espera interrumpir es insignificante, por esto debe tenerse en cuenta que si se quiere maniobrar el seccionador con corrientes significativas como cortocircuitos o en carga, el seccionador no interrumpirá el arco eléctrico.

Los seccionadores pueden tener dos tipos de mecanismos de operación; el manual, que a través de una palanca el operador hace apertura o cierre del seccionador, o con mando motorizado.

Figura 9. (A) Seccionador con Fusible. (B) Seccionador de apertura central. (C) Seccionador de rotación central



Fuente: fotografías tomadas: (A) 20 de Junio de 2008. (B) 24 de Junio de 2008. (C) 20 de Junio de 2008

Los seccionadores comúnmente utilizados a niveles de tensión industrial son: los seccionadores de apertura central (figura 9A), es decir que solo tienen dos columnas de aislamiento por fase y requieren mayor espacio entre fases para la apertura lateral; los seccionadores de rotación central (figura 9B), tienen tres columnas de aislamiento por cada fase que a diferencia de los seccionadores de apertura central, requiere un espaciamiento menor entre las fases.

Es común en las industrias se emplee con mayor frecuencia el seccionador fusible puesto que los costos asociados son mucho menores que los de un interruptor y además de abrir el circuito, cuenta con la protección que brinda el fusible en caso de una sobretensión.

En la selección del equipo de seccionamiento en media tensión, a instalarse en exteriores y expuestos al medio ambiente, deben considerarse los factores como la temperatura ambiente, el grado de corrosión al que estaría expuesto (cuando serán instalados en lugares cerca a elementos químicos corrosivos o aire salado), entre otros parámetros que se deben especificar para la selección del equipo:

- Tensión nominal.
- Tensión máxima de diseño.
- Frecuencia.
- Nivel básico de impulso.
- Corriente nominal.
- Capacidad interruptiva
- Tipo de construcción (frente muerto, resistencia a la corrosión).
- Sistema de sellado.
- Rango de temperaturas en ambiente de trabajo.

Si el seccionador cuenta con fusibles, debe considerarse:

- Corriente nominal continua.
- Corriente interruptiva simétrica.
- Corriente interruptiva asimétrica.
- Relación máxima X/R.

1.2.5. Interruptor

Los interruptores también son elementos de conmutación tanto en maniobra con la desconexión de circuitos cuyos flujos de corriente son mayores al de la corriente nominal y para protección con la desconexión de circuitos que están sometidos a algún tipo de protección en condiciones de falla.

Para la selección de un interruptor deben tenerse en cuenta algunos aspectos importantes:

- Tensión y corriente nominal
- Capacidad de cortocircuito
- Frecuencia
- Medio de extinción de arco: si es de tanque vivo (el tanque que confina el medio en el cual se extingue el arco está sometido a alta tensión, ocupa menos espacio y es más económico) o tanque muerto (el tanque que confina el medio en el cual se extingue el arco está conectado a tierra, se conecta al exterior por medio de bujes)
- Mecanismo de operación: Mecánico (almacena la energía para la operación en aire comprimido, para lo cual se usan compresores), Hidráulico (almacena la energía para la operación por medio de aceite a presión, para lo cual se usan bombas) o de resortes (almacena la energía para la operación por medio de resortes, para lo cual se usan motores para la carga de dichos resortes).

- Medio de extinción de arco: Aceite, aire comprimido, SF6 o vacío (utilizado con frecuencia en media tensión).
- Tiempo de operación y secuencia de maniobra.

1.2.6. Relés De Protección

Los sistemas de protección son elementos destinados a detectar, localizar y despejar fallas o anomalías en el sistema, mediante la medición de variables como tensión, corriente, potencia, impedancia y frecuencia entre otras.

La importancia de los sistemas de protección radica en la detección temprana de fallas en la red con el fin de proteger los equipos instalados y las personas que se encuentran relacionadas con las instalaciones eléctricas en general, además de permitir la continuidad del servicio en las zonas no falladas de la red.

El diseño de un sistema de protección debe ser tan claro y simple posible de tal manera que no se de oportunidad de fallas humanas en ninguna de las etapas de su desarrollo, ya sea en la ingeniería básica, ingeniería de detalle, montaje y puesta en servicio operación y mantenimiento.

Normalmente cuando se hace el diseño de un sistema de protección se cuenta con una protección principal que es la encargada de despejar la falla una vez esta se presente, y se cuenta con una protección secundaria o de respaldo, que se encarga de despejar la falla en el caso de que la protección principal no la haya despejado.

Para el reconocimiento de funciones de protección se utilizan las siglas que fueron establecidas por el código ANSI (American National Standards Institute), el cual asigna un número a cada una de las diferentes funciones de protección, las más aplicadas en el área de industria se listan en la siguiente tabla.

Tabla 4. Funciones de relés de protección

FUNCIONES DE RELE DE PROTECCION	
CODIGO ANSI	FUNCION DE PROTECCION
21	Protección de distancia
27	Bajo voltaje
50	Sobrecorriente instantánea-fase
50N	Sobrecorriente instantánea-tierra
50BF	Falla Interruptor
51	Sobrecorriente temporizado - fase
51N	Sobrecorriente temporizado - tierra
59	Sobrevoltaje
59N	Voltaje residual de tierra - protección de falla
67	Sobrecorriente direccional
67N	Sobrecorriente direccional tierra
79	Auto recierre

Fuente: Propia

De acuerdo con cada una de las funciones a habilitar es necesario un numero determinado de parámetros para la coordinación de los disparos o las señales de alarma que se quieren habilitar, parámetros como tiempo de recierre, valores de corriente y voltaje nominal, umbral para definir el alto voltaje y corriente o el bajo voltaje o corriente que definirán los parámetros para las variables a controlar.

1.3. NORMATIVIDAD COLOMBIANA VIGENTE Y REQUERIMIENTOS DEL RETIE PARA SUBESTACIONES EN MEDIA TENSION.

Las empresas a las cuales se hizo el levantamiento de la información, pertenecen a los sectores alimentario, químico y de manufactura de la zona industrial de Antioquia y están alimentadas por una red de distribución de 13.2kV o dependiendo de la demanda de la planta puede ser alimentada con una tensión de hasta 44kV. Debido a esto, dichas subestaciones son catalogadas por el RETIE como instalaciones eléctricas de distribución, por tener tensiones nominales con un rango de $110V \leq V < 57.5kV$.

Debido a que las subestaciones de estudio entraron en operación antes de la entrada en vigencia del RETIE el 1 de mayo del 2005, se busca dar direccionamientos para obtener un óptimo funcionamiento de las instalaciones eléctricas y mejorar la confiabilidad, la seguridad y la calidad del suministro de la energía eléctrica como esta expícito en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.

En la búsqueda de la corrección o el perfeccionamiento de la electrotecnia de las instalaciones, dentro de las exigencias mínimas para instalaciones eléctricas de distribución y subestaciones de mediana tensión, está estipulado contar con un diseño de la instalación, las memorias de cálculo y los planos de construcción. En este punto radica el objeto y la importancia de este proyecto; lograr que las subestaciones abastecedoras de la planta de producción en algunas empresas de la zona Industrial de Antioquia, puestas en funcionamiento antes de la entrada en vigencia del RETIE, disminuyan las falencias de la subestación en los requerimientos de dicho reglamento y se pueda tener un nivel alto de seguridad para los usuarios e incrementar la eficiencia técnica de la subestación que se mencionó anteriormente.

Los parámetros mínimos de seguridad que se establecen en este reglamento deben ser complementados con las diferentes normas técnicas complementarias, en los aspectos que no se incluyen en este reglamento. El empresario está encargado de hacer cumplir las normas de seguridad estipuladas en este reglamento y es su obligación vigilar por la integridad de las personas. Este reglamento aplica para las instalaciones eléctricas, a los productos utilizados en ellas y a las personas que las intervienen.

En el capítulo V del RETIE, sobre los requisitos específicos para el proceso de transformación, existen unas características mínimas de seguridad que se deben cumplir en la sala de operaciones, mando y control, enmarcadas en el Artículo 31:

- La construcción se debe hacer con materiales con alto punto de ignición, con el fin de soportar las condiciones de temperatura a las cuales será sometido.
- Deben estar libre de combustibles, polvo y humo y no será utilizada para reparación, fabricación o almacenamiento. Con esto, el riesgo contra iniciación de incendios por chispas en el recinto donde se encuentra el equipo, se disminuye.
- Para mantener la operación adecuada de los equipos y el rango de temperaturas en un valor seguro, el equipo debe tener buena ventilación.
- El equipo debe estar diseñado de acuerdo con las condiciones ambientales a las cuales será sometido para garantizar la efectividad y el buen funcionamiento del mismo.
- El equipo deberá estar bien asegurado al lugar de su instalación.

Cabe mencionar también que la subestación debe estar restringida para el acceso de personal no autorizado, para lo cual se debe hacer una demarcación del espacio destinado para tal fin, además de la instalación de señales de seguridad y de precaución en los accesos para alertar a las personas sobre el riesgo al que se enfrentan si no se tiene el debido cuidado.

1.3.1. Señalización de Seguridad

Existen dentro de la simbología estandarizada, las señales de seguridad que deberán ser aplicadas no en los diagramas unifilares pero si en la subestación y que están consignados en el RETIE¹. Son símbolos de seguridad que le permiten al personal técnico y a las personas que transitan por los alrededores de la subestación de energía identificar los diferentes riesgos a los que pueden estar sometidos en el caso de estar cerca de los equipos energizados.

¹ capítulo II, Artículo 11. Símbolos eléctricos y Señalización de seguridad. RETIE

Las señales de seguridad siempre llevan pictogramas en su interior, se pueden diferenciar de acuerdo con el color asociado como se muestra en la tabla 5 y de acuerdo con el RETIE, se pueden clasificar su forma en; informativas (rectangulares o cuadradas), de advertencia o precaución (triangulares) y de obligación o prohibición (circulares).

Tabla 5. Colores y significado de las señales.

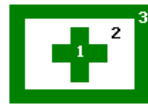
Color de la señal	Significado	Color de contraste
Rojo	Peligro, prohibición e Información sobre incendios.	Blanco
Amarillo	Riesgo, advertencia, peligro no inmediato.	Negro
Verde	Seguridad o ausencia de peligro	Blanco
Azul	Obligación o Información	Blanco

Fuente: Reglamento técnico de instalaciones Eléctricas RETIE. Artículo 11.

Tabla 10. Clasificación de colores para las señales de seguridad

Las señales de advertencia son de suma importancia y a continuación se describen los símbolos básicos que deben estar visibles en una instalación eléctrica, como una subestación, con fines de seguridad y de prevención de accidentes tanto del personal de mantenimiento como de las personas que transitan cerca de la subestación.

Tabla 6. Principales señales de seguridad.

Significado	Descripción	Pictograma	
Información	Equipo de primeros auxilios	Cruz Griega 1.Negro o Verde 2.Blanco 3.Verde	
Peligro	Materiales Inflamables o altas temperaturas	Llama	
Peligro	Materiales Tóxicos	Calavera con tibias cruzadas	

Peligro	Materiales Corrosivos	Mano carcomida	
Peligro	Materiales Radioactivos	Un trébol convencional	
Peligro	Riesgo Eléctrico	Un rayo o arco	
Obligación	Obligación Símbolo de protección obligatoria en los pies	Botas con símbolo de riesgo eléctrico	
Prohibición	Símbolo de prohibido el paso	Peatón caminando con línea transversal	
Información	Símbolo de peligro de muerte para aviso al público general	Aviso y símbolo de riesgo eléctrico	
Obligación	Debe usarse protección para la cabeza	Cabeza de personal con casco	
Obligación	Debe usarse protección para los ojos	Cabeza de personal con gafas	
Obligación	Debe usarse protección para los oídos	Cabeza de personal con auriculares	

Fuente: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE. Artículo 11: Tabla 11. Principales señales de seguridad.

La Utilización correcta de estos símbolos en las instalaciones eléctricas, son una marcación característica que permite, con mayor facilidad, la prevención de accidentes y la claridad en la información para adoptar las medidas necesarias en caso de la presencia de personas cerca a una subestación eléctrica o expuestas a un material peligroso.

2. METODOLOGÍA

La iniciativa del proyecto, como se mencionó en el capítulo 1, surge como una respuesta a la necesidad de una mayor presencia y participación, en el sector Industrial. Se ha establecido con ese sector, un primer grupo de industrias, con las cuales se ha logrado una proximidad y unas buenas relaciones, que nos brinda la oportunidad de una atención directa; un método adicional para el entendimiento del cliente; y la ampliación de unas buenas relaciones comerciales con ellos.

Sin embargo, existe otro grupo de industrias representativas del mercado, con las cuales se tiene un contacto activo. Solo existen relaciones oportunistas, en las que la participación es reactiva. Con el fin de entrar a ese tipo de industrias, se programa también una serie de visitas, para establecer relaciones similares a las de las industrias del primer grupo, buscando brindar un acompañamiento continuo que permita transmitir la experiencia en diferentes tipos de servicios de energía.

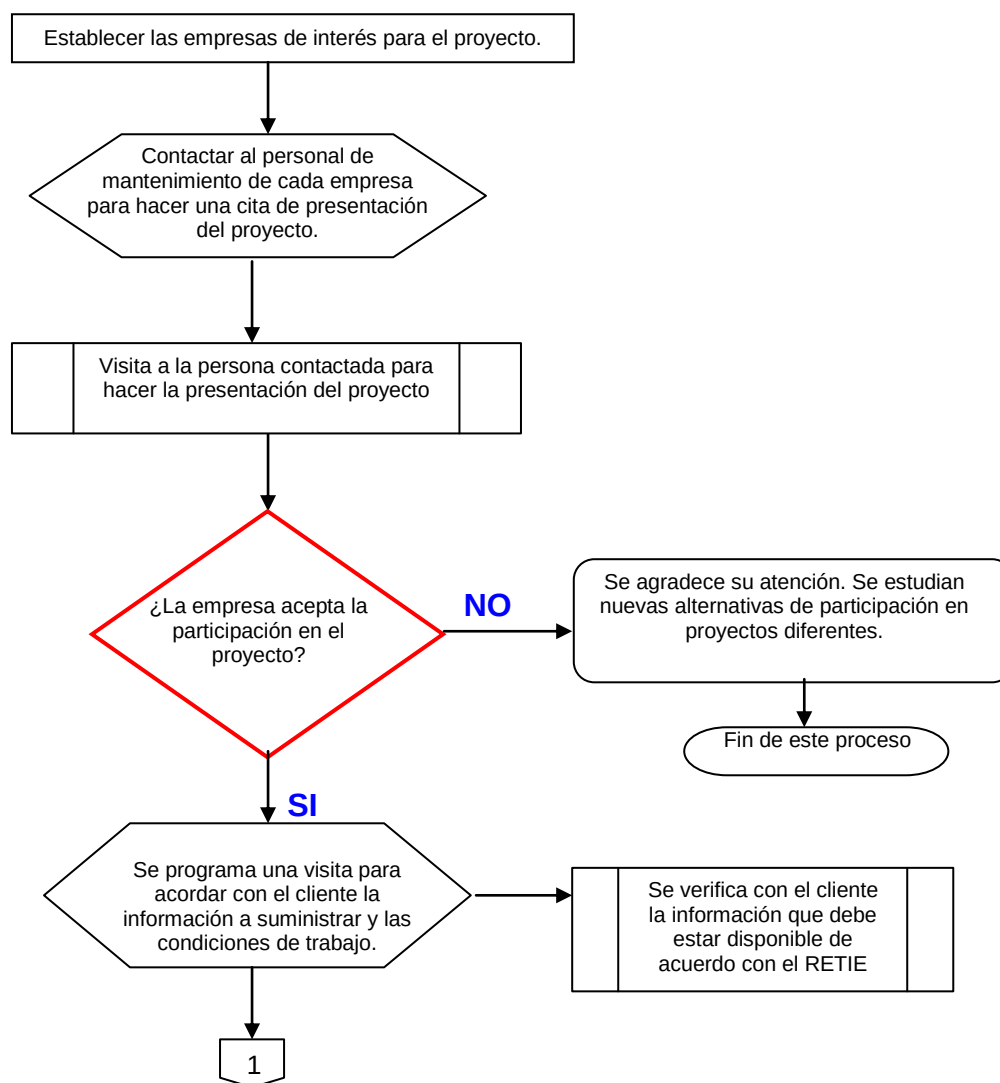
Este acompañamiento es un valor agregado para el cliente y representa un incremento en el nivel de confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica y la disminución del porcentaje de ocurrencia de fallas.

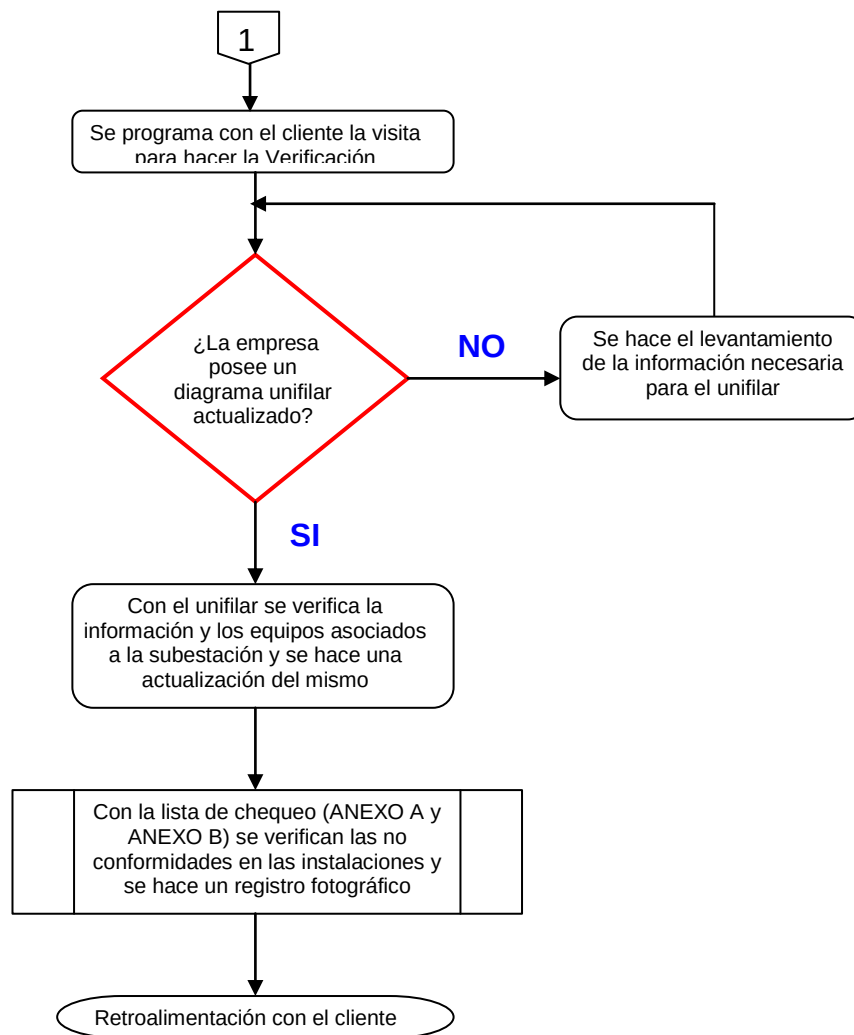
Para la elaboración de las actividades de verificación a las diferentes empresas, fue necesario: establecer una serie de pasos a seguir y encontrar los procedimientos para lograr el objetivo de este proyecto; recopilar la información necesaria para el levantamiento de diagramas unifilares en cada una de las empresas visitadas y conocer el estado de los equipos asociados a las subestaciones. Esto permitió hacer sugerencias efectivas para ofrecer servicios de

mantenimientos predictivos, preventivo o renovación de los equipos en caso de que ser necesario. En este capítulo se hace una descripción de la metodología para el desarrollo de estas actividades y el análisis de la información.

Inicialmente se establece el diagrama de flujo de la metodología de trabajo para establecer la jerarquía de actividades, seguido por la descripción de cada uno de los pasos del procedimiento.

2.1. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO





Fuente: propia

En la tabla que se muestra a continuación se muestra un resumen de los pasos básicos a seguir con la metodología para llevar a cabo el proyecto de verificación de las condiciones técnicas y de seguridad en las subestaciones de las empresas a visitar.

Tabla 7. Tabla resumen de la metodología

Paso	DESCRIPCION	VALOR AGREGADO
1	Evaluación de las empresas	Establecer las empresas con las cuales se desarrolla el proyecto
2	visita de reconocimiento	Establecer las personas de contacto y programar la cita. Dar a conocer el proyecto y establecer el interés de las empresas en la participación en el proyecto
3	Visita de Planeación	Acordar las condiciones de participación, la información a suministrar y los detalles de la visita de verificación
4	Visita de verificación	Con las tablas establecidas en el ANEXO A y ANEXO B hacer el recorrido por las subestaciones para realizar la verificación.
5	Procesamiento de la información recolectada	Permite darle un orden a la información recolectada en las tablas de datos y el registro fotográfico para una vez organizado comunicarlo al cliente.
6	Retroalimentación con el cliente	Se hace una reunión con el cliente para comunicar y discutir los hallazgos

Fuente: propia

2.2. EVALUACION DE LAS EMPRESAS

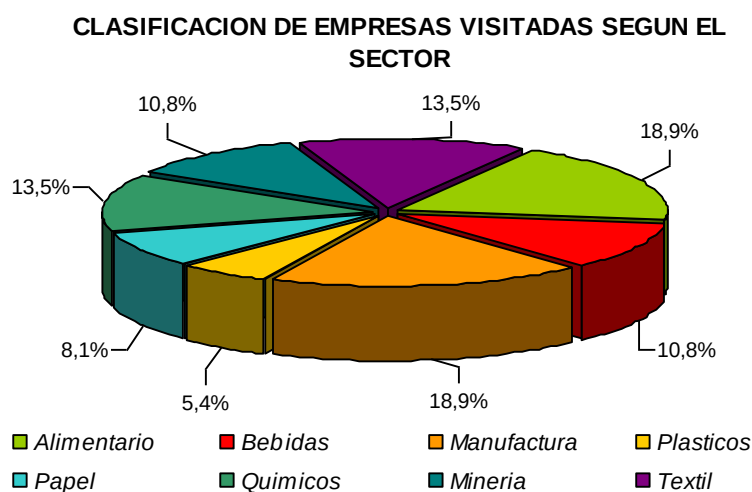
El primer paso a seguir es establecer el grupo de empresas con el cual se espera trabajar. Para la evaluación de las empresas, se consideraron diferentes fuentes de información² y anteriores estudios internos de mercado, que permitieron establecer una base de datos de las treinta y siete (37) empresas más representativas en el sector industrial antioqueño.

De acuerdo con las empresas seleccionadas, se realizaron diferentes clasificaciones para identificar el mercado abarcado, que sería incluido en el proyecto.

² Ministerio de industria y comercio. Informes mensuales de industria.
<http://www.mincomercio.gov.co/econtent/documentos/EstudiosEconomicos>

El interés del proyecto era, dentro del área metropolitana del valle del Aburrá, abarcar el mayor número de tipos de industria, para lo cual se analizaron los sectores de mayor crecimiento y mayor dinamismo en el mercado, según los informes mensuales del ministerio de comercio, industria y turismo. Dentro de esta primera clasificación, se tuvieron en cuenta factores económicos y la presencia de los sectores involucrados dentro de la zona industrial de Antioquia como se muestra a continuación. Es importante aclarar que todas las observaciones se hacen, con base en la comparación de indicadores económicos del año 2007 y el año 2008.

Figura 10. clasificación de empresas por sector industrial



Fuente: Propia.

Como se ve en la Figura 10, de las 37 empresas visitadas, el 18.9% de las empresas consideradas en la base de datos, están relacionadas con el sector alimentario con 7 empresas clasificadas, con un gran crecimiento debido al alto nivel de exportaciones y el sector manufactura con 7 empresas clasificadas, que tiene un movimiento en ascenso importante dentro del sector comercial.

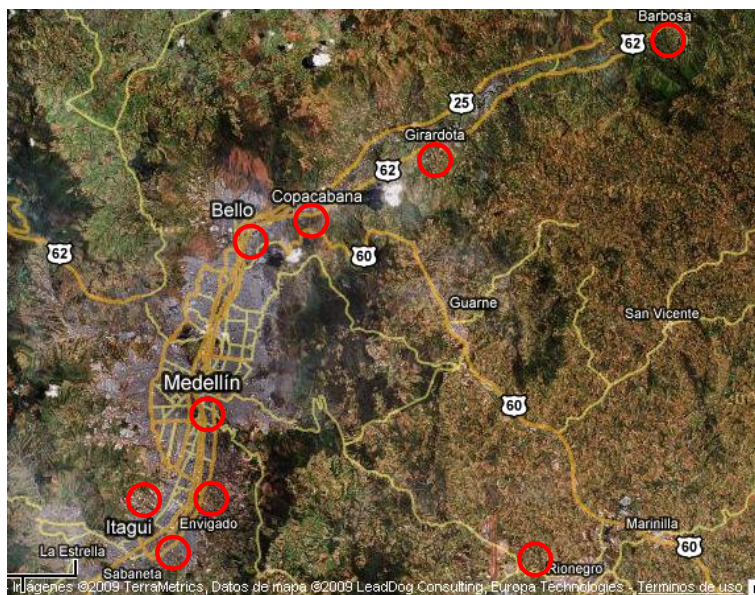
El sector textil, con un porcentaje del 13.5%, que equivale a 5 empresas de la base de datos, aunque ha sido uno de los más golpeados por la crisis económica, es un sector con mucho potencial y con una alta presencia de empresas productoras en Medellín. Al igual que el sector textil, el sector químico con un 13.5% de las empresas de la base de datos, cuenta con un buen desarrollo económico y un incremento en las ventas debido a exportaciones.

Los sectores de minería y bebidas, tienen 4 empresas clasificadas dentro de la base de datos, con un porcentaje del 10.8% de las empresas de la base de datos. También son sectores que han experimentado crecimiento debido a la demanda externa de productos.

Según la Figura 10, los sectores con la menor representación de empresas dentro de la base de datos, mas no los menos importantes, son los sectores productores de papel y plásticos, con un 8.1% y 5.4% respectivamente. En el sector papeler, dadas las diferentes aplicaciones y la variedad del producto, el incremento en la demanda es notable y tiene tendencia de crecimiento para los próximos años. El sector de plásticos tiene una tendencia positiva debido al incremento de las exportaciones.

Un factor relevante que se toma en cuenta en la elaboración de la base de datos, es la ubicación de las empresas, ya que también es importante considerar las situadas a lo largo del valle de Aburrá, como se mencionó anteriormente. La Figura 11 muestra, con círculos rojos, cómo las empresas que se tomaron en cuenta comprenden una buena extensión de territorio. Obsérvese que son cercanas a la ciudad, lo que facilita el contacto y la realización de las visitas.

Figura 11. Distribución de empresas por ubicación territorial.

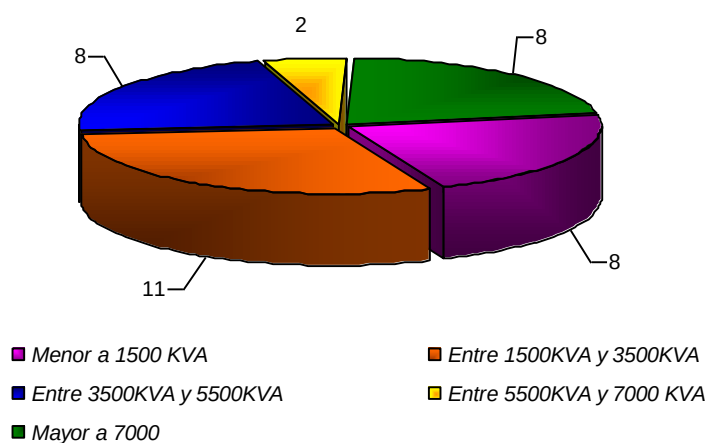


Fuente: www.googleearth.com

Debido a que dentro del proyecto también era interesante conocer la magnitud de las industrias de acuerdo a su potencia instalada, se identificó en cada una de las empresas, la potencia del transformador principal, con el cual se alimentan las cargas. De esta información se obtuvo la siguiente gráfica.

Figura 12. clasificación de empresas según la capacidad instalada

CLASIFICACION DE EMPRESAS VISITADAS SEGUN LA CAPACIDAD INSTALADA



Fuente: Propia

De acuerdo con los datos obtenidos, como lo muestra la Figura 12, se puede decir que en Antioquia existen algunas empresas que son grandes consumidoras de energía eléctrica (el 23% la tienen superior a 7000KVA), sin embargo el nivel de consumo comparado con otras zonas de Colombia, como la zona Centro y Caribe, es bajo. La mayoría de las empresas tienen transformadores de alimentación entre 1500KVA y 3500KVA y representan un 31% de las empresas consultadas.

2.3. VISITA DE RECONOCIMIENTO

Establecidas las empresas de interés, el segundo paso es la elaboración de la base de datos con los nombres de las personas a contactar y la programación de las visitas de reconocimiento para establecer los intereses de los empresarios en cuanto a la participación del proyecto.

En la visita de reconocimiento, Al personal de esas empresas se le menciona el proyecto, la importancia de la gestión de la información y la importancia de garantizar la seguridad de las personas, basada en un óptimo funcionamiento de las instalaciones eléctricas.

Dentro de la misma visita se le explica al cliente el alcance del proyecto. Se hace énfasis en el análisis de las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones eléctricas de la planta, iniciando desde la línea de alimentación del agente comercializador, hasta llegar al tablero de distribución de carga, desde donde se desprende la acometida para la alimentación de las diferentes cargas dentro de la planta de producción, incluyendo los equipos de patio, pararrayos, transformadores de medida, interruptores, seccionadores y el transformador de potencia. En esta reunión se especifica también, que el proyecto representa una valiosa fuente de información que permite reconocer individualmente a cada empresa y así diseñar soluciones integrales que brinden a estas compañías un valor agregado.

2.4. VISITA DE PLANEACIÓN

El tercer paso a seguir es el de contactar al cliente para hacer la visita de planeación de la visita de verificación. Algunas empresas por políticas de seguridad de la información o por motivos diferentes, no accedieron a brindar la información necesaria para desarrollar en óptimo nivel el trabajo propuesto o sencillamente no se mostraron interesadas en participar de este proyecto, debido a los protocolos internos de cada compañía que no fueron dados a conocer.

Sin embargo, un número de empresas específico, con el gran interés de participar en este proyecto y con el ánimo de conocer el estado de sus instalaciones, accedieron gustosas a mostrar sus instalaciones y compartir la información que poseían. Se consideró una muestra adecuada la proporción de empresas que aceptaron la participación en el proyecto y con las cuales se cumplió el objetivo de establecer la metodología verificable más óptima que permita hacer sugerencias efectivas para ofrecer servicios de mantenimientos predictivos, preventivos o renovación de equipos en caso de ser necesario.

Después de haber hecho la visita de reconocimiento, como cuarto paso dentro de la metodología es la programación de la visita de verificación. Se programó con el cliente la fecha y hora de la visita para realizar la verificación. En algunos casos, las citas fueron canceladas y aplazadas en varias ocasiones, por la poca disponibilidad del personal de mantenimiento.

Por políticas de seguridad general en todas las empresas, para el ingreso a la planta de producción y en especial a los lugares objetivo del proyecto, se debe contar con el equipo de protección, como botas dieléctricas, casco y gafas protectoras, que disminuyen el impacto o las consecuencias en caso de accidentes, cumpliendo con los requerimientos sugeridos por las compañías de seguros y consignado en el artículo 19 del RETIE.

Una vez confirmadas y acordadas las condiciones de trabajo, el quinto paso es realizar la visita de verificación

2.5. VISITA DE VERIFICACIÓN

Las visitas de reconocimiento se iniciaron en el mes de Abril de 2008 y sólo hasta el mes de junio, se comenzaron a realizar las visitas a las subestaciones de las diferentes industrias. Se procede a unificar la base de datos con el nombre o razón social de las industrias, que tal como se comentó anteriormente, representan clientes potenciales o clientes establecidos y con los cuales se desea incrementar el nivel de confianza y el nivel de participación en sus procesos.

Para la visita de verificación es el cuarto paso a seguir y el paso operativo dentro de la metodología. Se debe contar con las planillas diseñadas de acuerdo con el ANEXO A y el ANEXO B, para recolectar la información necesaria para el procesamiento de la misma. El registro fotográfico que se hace en esta visita es de vital importancia puesto que el apoyo visual es fundamental para la realización del informe.

Una persona del equipo de mantenimiento de cada empresa debe estar presente en el recorrido por las instalaciones de la planta y esta persona es la que hace posible el acceso a los cuartos de control y a la subestación.

2.6. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Para la elaboración de los diagramas unifilares, se utilizó la nomenclatura estandarizada en el RETIE y de la cual se hizo una descripción en el segundo capítulo. Particularmente, en este aspecto, se pudo observar de las empresas que participaron en el proyecto, que las empresas con poco presupuesto de inversión en mantenimientos preventivos, tenían la información desactualizada o no la poseían y las empresas que destinan buen parte de su presupuesto a labores de

mantenimientos preventivos completos anuales, tenían el diagrama unifilar completo y actualizado. En ambos casos, se hizo el levantamiento de la información y el diagrama unifilar general de cada una de las instalaciones visitadas.

Para la recopilación de la información en sitio de los equipos instalados, se usaron plantillas establecidas previamente con el área de servicios de energía - Base instalada (EDSE-BI) y editada para la adecuación de los posibles equipos que se podrían encontrar en las diferentes empresas. Estas plantillas básicamente contienen los datos de placa que se deben encontrar en cada uno de los equipos. Con estas plantillas adicionalmente era posible obtener información para verificar la vida útil de los equipos existentes y las posibles necesidades de los clientes de hacer un cambio o mantenimiento preventivo de dicho equipo. En el ANEXO A, se mencionan las características incluidas en cada plantilla.

Para la recopilación de datos de análisis de conformidades con el RETIE se utilizó una plantilla que contenía todos los requisitos generales exigidos por la normatividad vigente, con el fin de hacer mucho más fácil la verificación. En el ANEXO B, se muestra esta tabla, la cual permitió agilidad en el proceso y redujo el tiempo de estadía en la planta, esto se constituyó en un factor positivo debido a la disponibilidad crítica de las personas que nos acompañaron en cada visita. Para la documentación de las no conformidades, también se tomaron fotografías.

2.7. RETROALIMENTACIÓN CON EL CLIENTE

Una vez hecha la visita con el cliente, haciendo el recorrido por las diferentes instalaciones eléctricas de interés, y después de haber procesado la información, el último paso a seguir es hacer una retroalimentación con el cliente y hacer las diferentes observaciones de acuerdo con las falencias observadas.

El diagrama unifilar, también es verificado con el cliente. Se hacen las respectivas correcciones. Al cliente se le hacen las respectivas observaciones verbales, en una reunión que se hizo posterior a la visita de campo. No se entrega ningún documento al cliente, la información recopilada es propiedad de la empresa consultora y las sugerencias que se hagan al cliente son consideradas para posibles proyectos de modernización, reparación, mantenimiento o suministro de equipos en el caso que sea necesario y que el cliente así lo decida.

Normalmente las empresas son conscientes de que debido al largo tiempo que lleva la instalación en funcionamiento, no se cumple con las normas de seguridad mínimas, pero se han interesado en conocer soluciones que conduzcan a tener unas instalaciones seguras para las personas que están en constante interacción y a su vez asegurar el buen funcionamiento de los equipos que garantice la confiabilidad de la prestación del servicio de la energía eléctrica a los diferentes puntos de la planta de producción. Está claro que cada paro no programado de la planta de producción, representa para las empresas una suma incalculable de pérdida de dinero.

En caso de que el cliente esté interesado en un análisis más profundo y concreto de las no conformidades de su instalación eléctrica en general, se contacta al ente certificador para hacer el respectivo estudio, con un costo asociado que es asignado de acuerdo al tamaño de la instalación, el tipo de proceso de producción y los equipos que en ella se encuentren.

3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

En el capítulo anterior se describió detalladamente la metodología aplicada para el desarrollo de las actividades, en cada una de las empresas visitadas. A medida que avanzó el proyecto, se fue perfeccionando esta metodología hasta obtener un buen modelo de acercamiento efectivo al personal de mantenimiento, con el suficiente poder de decisión para permitir o no el desarrollo de las actividades propuestas dentro de las empresas.

Una vez aceptada la participación en este proyecto, el personal de mantenimiento de cada empresa permitió el acceso a sus instalaciones, hizo el acompañamiento durante el recorrido y suministró la información necesaria existente. Los datos obtenidos están consignados en esta parte del documento, con los resultados generales de las visitas de verificación, la implementación de esta metodología y la fase de la verificación de condiciones técnicas y de seguridad en subestaciones industriales existentes que son anteriores a la entrada en vigencia del RETIE.

3.1. GENERALIDADES DE LOS RESULTADOS EN LA APLICACION DE LA METODOLOGIA.

Debido a que por temas de confidencialidad no es posible describir cada caso particular, en el presente capítulo se muestra como es el proceso de implementación de la metodología establecida y los resultados obtenidos de la metodología aplicada a todas las empresas. Se dan a conocer algunas condiciones observadas en algunas de ellas, para mostrar los aspectos que no están cumpliendo con la normatividad vigente.

3.1.1. *Visita de reconocimiento*

La visita de reconocimiento se programó con todas las empresas incluidas en la base de datos. Las personas que se contactan son seleccionadas de acuerdo con su cargo y las reuniones se hacen con el jefe de mantenimiento, el jefe de planta o con el coordinador de mantenimiento. En cada visita se describe en que consiste el proceso de verificación de las condiciones técnicas y de seguridad de la subestación industrial de cada una de estas e identificar la base instalada y se creó expectativa en algunos de ellos. En todos los casos se comportaron como personas receptivas y mostraron interés por el portafolio ofrecido.

Para efectos de este trabajo, del total de treinta y siete (37) empresas contactadas para la visita inicial, el 32% aceptó la propuesta de hacer una verificación de las condiciones técnicas y de seguridad en sus instalaciones eléctricas; tomar los datos de placa en los equipos; recopilar la información suficiente para completar las actividades programadas y conocer la base instalada de cada una de estas empresas.

Al terminar esta primera cita de reconocimiento, se concreta con las empresas que aceptaron su participación en el desarrollo de las actividades planteadas para este proyecto, la fecha para la próxima reunión donde se definirá la forma de trabajo y las condiciones que establece cada empresa para el acceso a sus instalaciones, cuales son las limitaciones y cuales son los documentos que podrán ser suministrados.

3.1.2. *Planeación de la visita de verificación.*

Para la segunda visita con el cliente, se establecieron condiciones de trabajo para el tratamiento de la información considerada confidencial. Además, se concertaron las actividades que se realizarían en la visita de verificación, de acuerdo con las

recomendaciones establecidas por el cliente y que de alguna forma limitaron las actividades y el registro de la información.

Una de las empresas por ejemplo, aceptó la participación, pero condicionada a no tomar fotografías por lineamientos corporativos internos. Sin embargo, suministró el diagrama unifilar y permitió el ingreso a las subestaciones para la toma de datos de la placa característica de cada uno de los equipos de la base instalada. Otras empresas en cambio, permitieron tomar fotografías pero no suministraron planos de planta ni diagramas unifilares por considerarse información confidencial. En cualquiera de los casos, el diagrama unifilar de la subestaciones de cada empresa, se elaboró y/o se verificó con la persona delegada para el acompañamiento durante el tiempo de la visita.

Para efectos de sensibilización, en esta oportunidad también se mencionaron algunos lineamientos del RETIE, donde claramente se especifica que en una instalación existente, el empresario es el directamente encargado de velar por la seguridad tanto de las personas que trabajan en estos espacios, como de las personas que transitan por ellos según el artículo 35 de este reglamento.

Esta reunión sirve para escuchar las diferentes inquietudes de las personas consultadas, en cuanto a las soluciones que son viables para la modernización de las subestaciones, orientada al cumplimiento de las normas mínimas de seguridad. Algunas dudas surgen frente a la antigüedad de las subestaciones visitadas y a la necesidad de cumplir lineamientos establecidos por las aseguradoras en cada empresa.

Con las actividades y procedimientos establecidos, se procede entonces, a planear la fecha de la visita a la subestación y al cuarto de control para realizar la visita de verificación.

3.1.3. *Visita de verificación.*

Como está establecido en la metodología, el primer paso a seguir en esta visita, es corroborar la existencia de la documentación asociada con los diseños de la subestación, las memorias de cálculo y el nivel de actualización de los diagramas unifilares.

De las 12 empresas visitadas para la verificación, un 60% de ellas no tenían disponible la información de memorias de cálculo del diseño de la subestación; todas tienen más de 10 años de haber entrado en funcionamiento. Las empresas se centran en la productividad, por lo que estos documentos después de tanto tiempo pasan a un segundo plano y son archivados como históricos o simplemente se traspapelan entre otros documentos y terminan por ser olvidados. Este tipo de información en la actualidad y con la entrada en vigencia del RETIE, cobra un significado importante y se consideran documentos que deben estar a la mano.

De acuerdo con las políticas de Siemens, para evitar que fallas humanas interrumpen la continuidad del servicio de la energía eléctrica en la planta de producción, a ninguno de sus empleado le permite, que en una visita industrial abra o manipule cualquier clase de equipo. De la misma manera, las empresas como condición recomendaron no hacer ninguna manipulación, ni medidas que pudieran poner en peligro la continuidad del suministro de energía, razón por la cual, medidas como resistividad, medición de puesta a tierra y mediciones de tensiones de paso, no pudieron realizarse. Para obtener los valores de esas variables, se consultó la información registrada en los estudios contratados con anterioridad en las empresas visitadas en esta etapa del proyecto.

Dentro de los diferentes temas evaluados, de acuerdo con los lineamientos del RETIE, se mencionan en la siguiente tabla los aspectos normativos básicos.

Tabla 8. Tópicos del RETIE evaluados en las subestaciones

REGLAMENTO TECNICO RETIE		
Item	ASPECTO EVALUADO	ASPECTO NORMATIVO
1	SISTEMA DE UNIDADES	Capitulo II - Artículo 10
2	SIMBOLOGIA GENERAL	Capitulo II - Artículo 11
3	SEÑALIZACION DE SEGURIDAD	Capitulo II - Artículo 11
4	DISTANCIAS DE SEGURIDAD	Cap II Artículo 13 y Cap VI Artículo 32
5	CAMPOS ELECTROMAGNETICOS	Capitulo II Artículo 14
6	PUESTA A TIERRA	Capitulo II Artículo 15
7	ILUMINACION	Capitulo II Artículo 16
8	DISPOSICIONES GEN. PROCESO TRANSF.	Capitulo V
9	SALA DE OPERACIÓN MANDO Y CONTROL	Capitulo V - Artículo 29
10	DISPOSICIONES GEN. PROCESO DISTR.	Capitulo VI - Artículo 38
11	REQUISITOS DE PROTECCION CONTRA RAYOS	Capitulo II Artículo 18
12	REGLAS BASICAS DE TRABAJO	Capitulo II Artículo 19
13	MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES	Capitulo VII Artículo 37
14	ESTUDIOS Y MEMORIAS DE CALCULO	Capitulo II Artículo 14

Fuente: Propia

En el análisis hecho a cada empresa, también se hicieron algunas consideraciones de acuerdo con los primeros siete capítulos de la norma NTC 2050, que se consignaron en el informe realizado para cada empresa visitada.

Durante el recorrido en cada visita se hizo un registro fotográfico de las subestaciones y los equipos para el levantamiento de la información de la base

instalada y de los puntos con los hallazgos de inconformidades para anexar a los informes internos. Los datos de las características técnicas de cada equipo, fueron diligenciados en las diferentes plantillas establecidas para este fin, de acuerdo con la tabla del ANEXO A.

En el recorrido se diligenció además, la lista del ANEXO B que junto con el registro fotográfico proporcionó la información necesaria para realizar el informe. Aunque con el personal de mantenimiento en cada empresa se hizo una retroalimentación completa con algunas sugerencias.

Se discuten también, muchos de los detalles encontrados en el recorrido con las personas de mantenimiento que hicieron el acompañamiento; detalles de los diagramas unifilares, inconformidades con el RETIE y adicionalmente, temas de periodicidad y tipos de mantenimientos realizados en las subestaciones.

3.1.4. *Retroalimentación de los hallazgos en la visita de verificación.*

Una vez hecha la visita de verificación y después de haber procesado la información de las plantillas y la lista de chequeo de conformidades, se programa con el personal contactado en cada empresa, una tercera visita para informarles los hallazgos y analizar la información de unifilares.

Se encontraron algunas no conformidades comunes en las diferentes empresas visitadas, de las cuales un 80% son reconocidas por el personal de mantenimiento, sin embargo, muchas veces se ven sin argumentos económicos para sustentar inversiones ante la gerencia de la empresa y simplemente se ven en la necesidad de utilizar la creatividad para dar solución parcial a diferentes problemáticas.

Con respecto a los unifilares que fueron suministrados, todos utilizaban la simbología estandarizada con los datos básicos de cada uno de los equipos

instalados, con un nivel de actualización bueno. De las empresas que no suministraron el unifilar, se elaboró uno con la verificación de la información y la asesoría de la persona que nos acompañó en el recorrido, usando la simbología estandarizada en el RETIE y homologada con la simbología usada en los planos elaborados para Siemens. Al igual que la simbología, los sistemas de unidades fueron los correctos en los diferentes documentos consultados.

En todas las subestaciones encontramos señalización que de una u otra forma advierte los riesgos eléctricos, sin embargo no es la señalización adecuada y muchas veces no es suficiente. Como se muestra en la figura 13, la señalización en esta subestación está ubicada al lado de la puerta de entrada a la subestación, sin embargo no cumple con lo estipulado en la tabla 11 (Capítulo II - artículo 11) del RETIE.

Figura 13. Señalización incorrecta de riesgo eléctrico



Fuente: Fotografía tomada el 15 de octubre de 2008

En general, para los cuartos de control, se encontró señalización que aunque no era estandarizada, estaba a la vista y de cierto modo dejó clara la idea del riesgo eléctrico.

La marcación de conductores debe hacerse en las partes visibles con pintura, con cinta o rótulos adhesivos, de acuerdo con la tabla 13 del RETIE (Artículo 11.4) o con los lineamientos de la norma técnica NTC 2050 (Sección 310). En muy pocas subestaciones, no se encontró la marcación de los circuitos y utilización de código de colores, tanto en los cuartos de transformadores como en las salas de mando y control. Los códigos de colores para la identificación de las fases no estaban a la vista del personal operativo en las empresas donde sí existía dicha marcación. Una empresa del sector de manufactura fue una de las excepciones a esto, contando con una muy buena marcación de cada uno de los equipos instalados en la subestación, con las principales características técnicas y el circuito al que pertenecía de acuerdo con la figura 14.

Figura 14. Identificación de circuitos y equipos en barrajes y conductores de distribución de circuitos.



Fuente: Fotografía tomada el 02 de Julio de 2008.

En el pasado la subestación eléctrica de una planta de producción se instalaba en espacios muy pequeños, espacios que quedaban libres después de planear la instalación y distribución de las maquinas para los procesos de producción. Las empresas que han podido realizar algunas modernizaciones, han ajustado espacios buscando precisamente, conservar las distancias de seguridad. No obstante, existen algunos casos en donde las distancias de seguridad no son guardadas y las personas que circulan por estas áreas se ven expuestas a riesgos eléctricos que ponen en peligro vidas humanas o perdidas económicas por incendios originados debido a cortocircuitos.

Figura 15. Distancias inexistentes de seguridad.



Fuente: Fotografía tomada el 24 de Abril de 2008.

En la figura 15, se puede observar el caso de un transformador que no cumple con las distancias de seguridad: está dentro de una celda metálica, completamente ajustado al espacio, es imposible tomar los datos suministrados por el fabricante en la placa de característica técnicas y las labores de mantenimiento se tornan prácticamente imposibles de realizar, ya que es necesario extraerlo del lugar. Lo cual es un riesgo de cortocircuito.

El 95% de las subestaciones visitadas, están debidamente encerradas con mallas o paredes con la altura adecuada que limitan el acceso a estas y solo se ingresa con una autorización del personal de mantenimiento y los elementos de protección personal adecuados y necesarios para evitar accidentes. Existe un caso en una de las empresas visitadas, dedicada a la producción de químicos donde este encerramiento no se aplica. Las celdas con centros de control de motores, celdas de protección y el tablero de distribución de cargas, están ubicados en la bodega donde guardan el producto final. La subestación esta a menos de 30 cm de los bultos llenos de producto químico, que deja en grave riesgo la instalación en general.

Figura 16. cuarto de control sin una malla de encerramiento apropiada



Fuente: Fotografía tomada el 24 de Abril de 2008

Como se ve en la Figura 16, se puede observar que los tableros están completamente cubiertos de este producto químico; lo que ha causado oxido en las barras conductoras, en los tableros y en algunos de los interruptores. Los equipos que hay en esta subestación son relativamente nuevos, pero por el

contacto con estos químicos han provocado un desgaste lamentable en ellos, incumpliendo con el capítulo 5 sobre requisitos especiales.

Normalmente el cuarto de control, en donde se encuentran los equipos de corte que se derivan del secundario del transformador o los transformadores principales, están ubicados en espacios reducidos, donde no se cumple a cabalidad con las distancias de seguridad. Sin embargo, conservan distancias importantes como la distancia de trabajo, establecidas tanto en el RETIE - Artículo 13 - como en la norma NTC2050 en la sección 110.

En un 20% de las empresas visitadas, los equipos de precisión como medidores o protecciones de sobrecorriente presentan niveles de obsolescencia elevados que afectan la confiabilidad del sistema. Existen en cada empresa, planes para reemplazar estos equipos viejos por unos nuevos, con base en las recomendaciones que surgieron de las visitas. En este aspecto, los presupuestos que son asignados, son más ajustados a los costos de estas modernizaciones y a nivel administrativo existe la conciencia de la importancia de la exactitud de estos equipos y son abiertos a las propuestas de nuevos proyectos en este sentido.

En cuestión de protección contra descargas atmosféricas, las empresas visitadas cuentan con puntas tipo Franklin en los pórticos. Además de esto, también se observaron los respectivos DPS que aunque están visibles en el pórtico de cada subestación, no se tienen ni datos de placa ni se disponía de la información para verificar el correcto funcionamiento y diseño del apantallamiento y sistemas de puesta a tierra de la instalación. Cada transformador de potencia, posee como es exigido en las diferentes normas de fabricación, los aisladores y las protecciones mecánicas necesarias para evitar sobrecargas y otro tipo de fallas de acuerdo con los niveles de tensión de cada equipo.

Para el mantenimiento de planta existen, dentro del grupo de empresas visitadas, diferentes niveles de asignación de recursos. Esos mantenimientos son hechos única y exclusivamente de acuerdo con el nivel de disponibilidad de parada de la planta de producción y los tiempos deben ser programados por la gerencia de producción o por la gerencia de mantenimiento. Se visitó una empresa, por ejemplo, que no había podido hacer mantenimiento en cuatro años, debido a que no posee tiempos de parada de producción. En la actualidad y para tener como respaldo la línea de alimentación de 44kV que actualmente abastece la planta, esta empresa está instalando una subestación de 110kV, que se convertirá en la línea de alimentación principal y permitiría entonces, realizar el mantenimiento a las subestaciones, sin tener que parar la producción.

La mayoría de las empresas visitadas, programan mantenimientos anuales: hacen estudios termográficos a los equipos; realizan análisis de calidad de aceites en transformadores; realizan pruebas eléctricas y mecánicas para verificar las características del equipo y todo lo necesario para el funcionamiento integrado de sus subestaciones.

A raíz de los procesos para las certificaciones de calidad en los procesos de producción, se han visto nuevos estímulos para hacer manuales de procedimientos, permisos de trabajo y en general, se ha empezado a dar prioridad a establecer modelos que permitan cumplir con unas reglas básicas para realizar trabajos en las instalaciones eléctricas como está establecido en el artículo 19 del RETIE.

Los presupuestos en algunos casos son insuficientes, por lo tanto, los trabajos de actualización se convierten en actos de improvisación con soluciones parciales, que la mayoría de veces, no son las más convenientes y terminan por incrementar los niveles de riesgo de las instalaciones.

Figura 17. Solución temporal en cuarto de control



Fuente: Fotografía tomada 21 de Noviembre de 2008

En el cuarto de control de la figura 17 por ejemplo, dentro del tablero de control de una de las subestaciones, se debió implementar una solución temporal para alimentar un equipo, lo que obviamente incrementa los niveles de corto circuito o de posibles electrocuciones por contacto directo.

Las empresas regularmente subcontratan los servicios de estudios eléctricos con el fin de detectar falencias en el sistema eléctrico, para optimizar la respuesta de los equipos de interrupción o simplemente para verificar la precisión de los equipos de medida o protección. Los estudios que tienen una prioridad alta dentro de las contrataciones hechas son los estudios de coordinación de protecciones, estudios de flujos de carga y los estudios de calidad de la potencia. Este ultimo estudio es importante, ya que permite identificar las cargas de consumo critico y de alguna manera permite optimizar los costos o por lo menos hacer un monitoreo de estos consumos por centros de costos.

Los estudios de puesta a tierra se subcontratan también pero con una periodicidad menor, se podría decir que son estudios necesarios cuando corrientes residuales

derivadas de las descargas atmosféricas dañan toda clase de equipos. En una de las empresas visitadas, ubicada en Bello, donde el nivel cerámico es bastante alto, se dañaron los equipos de telecomunicaciones, algunos computadores y el circuito cerrado de televisión, por lo cual se contrató el estudio de puesta a tierra y se comprobó, que cada subestación tenía implementada una puesta a tierra, pero no estaban conectadas entre sí, lo que deja en evidencia la falta de equipotencialidad entre tierras y de esto se derivan las consecuencias obtenidas.

Después de culminar con las actividades propuestas para la verificación en cada una de las empresas visitadas, se archivó la documentación reunida para ser utilizada en posibles proyectos posteriores o diferentes intereses internos.

3.2. CASO DE ESTUDIO PARTICULAR.

Se considera acertado mostrar la metodología aplicada en un caso de estudio, con la intención de hacer una ilustración de lo que fue el resultado específico de cada empresa. Es un caso que por los hallazgos, representa un medio para detallar la situación actual de las instalaciones eléctricas de esta empresa y ayuda a tener un vistazo general en diferentes aspectos: el estado general de las instalaciones, manejo de las subestaciones, niveles de mantenimiento y por ende, el estado de los activos y el nivel de riesgos de las actividades a los cuales se ven sometidos día a día, teniendo en cuenta por supuesto, que el alcance del proyecto es limitado y que el análisis solo comprendió la subestación, desde la línea de alimentación hasta el tablero de distribución de cargas.

Con el equipo de trabajo de mantenimiento de esta empresa se logró hacer un contacto bueno y ellos se mostraron atentos a las recomendaciones y a las soluciones que se plantearon para los diferentes hallazgos. En el momento de desarrollar el proyecto, se mostraron muy interesados y receptivos por su intención de hacer una modernización gradual de las subestaciones para cumplir a cabalidad en tres años con los lineamientos estipulados dentro del RETIE para

este tipo de instalación, lo cual significó una excelente aplicación de la metodología.

La empresa esta alimentada por un circuito de EPM a 44000V. La acometida esta conformada por: un juego de cuchillas monopolares y tres cañuelas monopolares instaladas en el poste de llegada. En el pórtico de la subestación, hay un seccionador tripolar de rotación central, un juego de tres pararrayos y dos transformadores de corriente y de voltaje instalados en las fases A y C

Figura 18. Acometida aérea. Llegada de alimentación a 44000V



Fuente: Fotografía tomada el 12 de Noviembre de 2008

Del pórtico, se derivan tres seccionadores fusibles que protegen un transformador de 2500KVA – 44000V/13200V marca Sierra. Este transformador tiene protecciones mecánicas: alarma y disparo por relé Buchholz y disparo por relé de sobrepresión. Estas protecciones están cableadas hasta el cuarto de control donde se conecta a un relé de sobrecorriente.

En la parte del secundario del transformador, hay un interruptor de bajo nivel de aceite que funciona como totalizador de las cuatro cargas que se derivan del

transformador principal, que son cuatro transformadores como se describen a continuación.

Carga 1. Transformador de 400KVA de 13200V/220V

Carga 2. Transformador de 500KVA de 13200V/220V

Carga 3. Transformador de 400KVA de 13200V/220V

Carga 4. Transformador de 1000KVA de 13200V/220V

Cada una de las cargas a su vez, tiene un seccionador fusible tripolar en el lado de alta del transformador y un interruptor desde donde se derivan las diferentes cargas asociadas a cada uno de los cuatro devanados secundarios en el tablero de distribución de cargas.

El diagrama unifilar de la empresa está actualizado y elaborado bajo la norma IEC 60617. A continuación se muestra en una forma mas detallada, el levantamiento de la información de la base instalada asociada a la subestación desde la alimentación, hasta el tablero de distribución de carga.

Tabla 9. Datos Generales y técnicos de los equipos asociados a las subestaciones Eléctricas

SECCIONADOR DE ROTACION CENTRAL Y PARARRAYOS



DATOS TÉCNICOS SECCIONADOR

Seccionador intemperie operación bajo carga

Tensión nominal	52KV
Corriente Nominal	400A
Tensión frente de Onda	(1.2/50 U SEG) 250KV

DATOS TÉCNICOS PARARRAYOS

Voltaje nominal	48KV
Frecuencia de servicio	48-62 Hz
Corriente de desconexión nominal	10KA
Temperatura ambiente	50°C

TRANSFORMADOR DE VOLTAJE



DATOS GENERALES

Fabricante	BULCON
Referencia / Modelo	VE-46
Numero de Serie	N/A
Código del Equipo	N/A
Nivel de Tensión [V]	44000V
Fecha Fabricación	1998

DATOS TECNICOS

Relación	366,66:1
Transformación	
No. Núcleos	MEDIDA
Clase Precisión	0,2 baja tensión
Nivel básico	46 / 95 / 250
Aislamiento – BIL [kV]	
Potencia máxima [VA]	2000
Carga [VA]	50
Voltaje Nominal [V]	44000 / 120
Frecuencia [Hz]	60

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE



DATOS GENERALES

Fabricante	ALSTOM
Referencia / Modelo	SD-52
Numero de Serie	N/A
Código del Equipo	N/A
Nivel de Tensión [V]	44000V
Fecha Fabricación	1998

DATOS TECNICOS

Relación Transformación	0,25x50:5
No. Núcleos	MEDIDA
Clase Precisión	0,5
Nivel básico Aislamiento – BIL [kV]	52 / 95 / 250
Corriente térmica [kA]	5
Corriente Dinámica [kA]	12,5
Carga [VA]	30
Voltaje Nominal [V]	44000
Frecuencia [Hz]	60

SECCIONADOR FUSIBLE DE ALIMENTACION TRANSFORMADOR 2500KVA



DATOS TÉCNICOS SECCIONADOR

Seccionador intemperie	
Tensión nominal	44000V
Corriente Nominal	40 A
Características	estándar

TRANSFORMADOR SUBESTACION PRINCIPAL



DATOS GENERALES

Fabricante	SIERRA
Referencia / Modelo	OTHV-3
No. De Serie	7649048
Código del equipo	N/A
Nivel de tensión	44000V
Fecha de fabricación	1998
Norma de fabricación	ICONTEC

DATOS TECNICOS

Capacidad [kVA]	2500
Potencia Instalada [kVA]	1342
Voltaje primario [V]	44000
Voltaje secundario [V]	13800
Corriente primaria [A]	32,8
Corriente secundaria [A]	104,5
Frecuencia (Hz)	60
Impedancia Cortocircuito -	
T.C.C. [%]	6,66
Peso total (Kg)	7869
Aceite (Lt)	2363
Grupo de Conexión	DY5
Tipo Refrigeración	ONAN
Clase de Aislamiento	Ao
Nivel básico Aislamiento	46 / 15
BIL [kV]	
Clase Aceite	MINERAL
Conmutador Bajo Carga	N/A
Tipo de Conmutador	±2 X 2,5%

SECCIONADOR TOTALIZADOR DE CARGAS

Interruptor disyuntor: vol. Reduc. Aceite/int	
Numero de Seria	529241
Año de Fabricación	1987
Tipo:	17ms500
Tensión nominal:	17.5kV
Capacidad interrupción:	16,5 kA
Capacidad de cierre:	42kA
Frecuencia	60 Hz
A una tensión:	17.5 kV
Ciclo de operación:	0-0.3 Co – 3mm –Co
Inst.:	20kAx 3sup
Peso de aceite x polo:	2Kg
Comando:	a resorte tipo BM
Rele(apertura)/motor/rele(cierre):	110 V

SECCIONADOR TOTALIZADOR SUBESTACION N.1

Fabricante	WICKMANN-WERKE GMBH
Numero de Serie	D-58453 witten
Año de Fabricación	1987
Tipo:	Fusible
Frecuencia	60 Hz
Un(KV):	15/24
In(A):	25
I1(KA):	63
I3(A):	100
Teilbereichsicherung back-up fuse link	
VDE 0670/402 IEC 282-1	
2115 5514 00-076	
SCHLAGSTIFT STRICKER PIN (MITTEL MEDIUM)	

TRANSFORMADOR SUBESTACION N.1



DATOS GENERALES

Fabricante	ANDINA
Referencia / Modelo	OA
No. De Serie	22645
Código del equipo	
Nivel de tensión	132000V
Fecha de fabricación	1987
Norma de fabricación	

DATOS TECNICOS

Potencia Instalada [kVA]	400
Capacidad [kVA]	275
Voltaje primario [V]	13200
Voltaje secundario [V]	216 / 125
Corriente primaria [A]	17,49
Corriente secundaria [A]	1069,10
Frecuencia (Hz)	60
Impedancia Cortocircuito - T.C.C. [%]	
Peso total (Kg)	
Aceite (Lt)	
Grupo de Conexión	DY5
Tipo Refrigeración	ONAN
Clase de Aislamiento	Ao
Nivel básico Aislamiento BIL [kV]	15 / 1,2
Clase Aceite	MINERAL
Conmutador Bajo Carga	N/A
Tipo de Conmutador	+2/-4 X 2,5%

INTERRUPTOR LADO DE BAJA TRANSFORMADOR SUBESTACION 1



Fabricante	Merlin Gerin
Tipo	CAMPACT 1250
Voltaje [V]	660 V~
Corriente nominal [A]	1250
50kA	380/415V~
65kA	220/240V~

TRANSFORMADOR SUBESTACION N.2



DATOS GENERALES

Fabricante	TPL
Referencia / Modelo	
No. De Serie	16352
Código del equipo	
Nivel de tensión	13200V
Fecha de fabricación	1980
Norma de fabricación	

DATOS TECNICOS

Capacidad [kVA]	500
Potencia Instalada [kVA]	352
Voltaje primario [V]	13200
Voltaje secundario [V]	231 / 123
Corriente primaria [A]	21,86
Corriente secundaria [A]	1312
Frecuencia (Hz)	60
Impedancia Cortocircuito -	
T.C.C. [%]	3,86
Peso total (Kg)	1958
Aceite (Lt)	578
Grupo de Conexión	DY5
Tipo Refrigeración	ONAN
Clase de Aislamiento	Ao
Nivel básico Aislamiento	15 / 1,2
BIL [kV]	
Clase Aceite	MINERAL
Conmutador Bajo Carga	N/A
Tipo de Conmutador	±2 X 2,5%

SECCIONADOR LADO DE ALTA TRANSFORMADOR SUBESTACION N.2

MARCA:

U:

In:

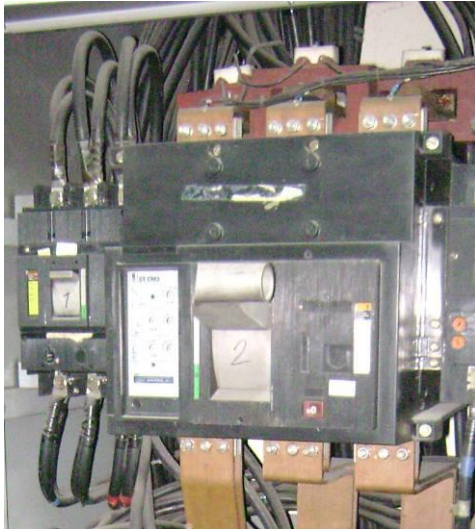
FUSIBLE

SIBA

10/24 kV

25 A

INTERRUPTOR LADO DE BAJA TRANSFORMADOR SUBESTACION N.2



Fabricante	Merlin Gerin
Tipo	CAMPACT 1600
Voltaje [V]	660 V~
Frecuencia [Hz]	50 / 60
70KA	380/415V~

SECCIONADOR LADO DE ALTA TRANSFORMADOR SUBESTACION N.3

MARCA:
REFERENCIA
U:
In:

FUSIBLE
DUG-B
DIN43625
24 KV
40 A

TRANSFORMADOR SUBESTACION N.3



DATOS GENERALES

Fabricante	ANDINA
Referencia / Modelo	OA
No. De Serie	22843
Código del equipo	N/A
Nivel de tensión	44000V
Fecha de fabricación	1998
Norma de fabricación	N/A

DATOS TECNICOS

Potencia Instalada [MVA]	400
Capacidad [MVA]	275
Voltaje primario [V]	13200
Voltaje secundario [V]	216 / 125
Corriente primaria [A]	17,49
Corriente secundaria [A]	1069,10
Frecuencia (Hz)	60
Peso total (Kg)	1700
Impedancia Cortocircuito -	
T.C.C. [%]	N/A
Aceite (Lt)	370
Grupo de Conexión	DY5
Tipo Refrigeración	ONAN
Clase de Aislamiento	Ao
Nivel básico Aislamiento	15 / 1,2
BIL [kV]	
Clase Aceite	MINERAL
Conmutador Bajo Carga	N/A
Tipo de Conmutador	+2/-4 X 2,5%

INTERRUPTOR LADO DE BAJA TRANSFORMADOR SUBESTACION 3



Fabricante	Merlin Gerin
Tipo	CAMPACT 1250
Voltaje [V]	660 V~
Frecuencia [Hz]	50 / 60
70KA	380/415V~

SECCIONADOR LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR SUBESTACION 4

Fabricante	WICKMANN-WERKE GMBH
Numero de Serie	D-58453 witten
Año de Fabricación	1987
Tipo:	Fusible
Frecuencia	60 Hz
Un(KV):	15/24
In(A):	25
I1(KA):	63
I3(A):	100
Teilbereichsicherung back-up fuse link	
VDE 0670/402 IEC 282-1	
2115 5514 00-076	
SCHLAGSTIFT STRICKER PIN (MITTEL MEDIUM)	

TRANSFORMADOR SUBESTACION N.4



DATOS GENERALES

Fabricante	RYMEL
Referencia / Modelo	TAN 3
No. De Serie	CM0780
Código del equipo	N/A
Nivel de tensión	13200V
Fecha de fabricación	1998
Norma de fabricación	ICONTEC

DATOS TECNICOS

Potencia Instalada [KVA]	1000
Capacidad [MVA]	440
Voltaje primario [V]	13200
Voltaje secundario [V]	460 / 265
Corriente primaria [A]	43,7
Corriente secundaria [A]	1255
Frecuencia (Hz)	60
Impedancia Cortocircuito -	
T.C.C. [%]	6,7
Peso total (Toneladas)	1800
Aceite (Lt)	950
Grupo de Conexión	DY5
Tipo Refrigeración	ONAN
Clase de Aislamiento	Ao
Nivel básico Aislamiento	15 / 1,2
BIL [kV]	
Clase Aceite	MINERAL
Conmutador Bajo Carga	N/A
Tipo de Conmutador	±2 X 2,5%

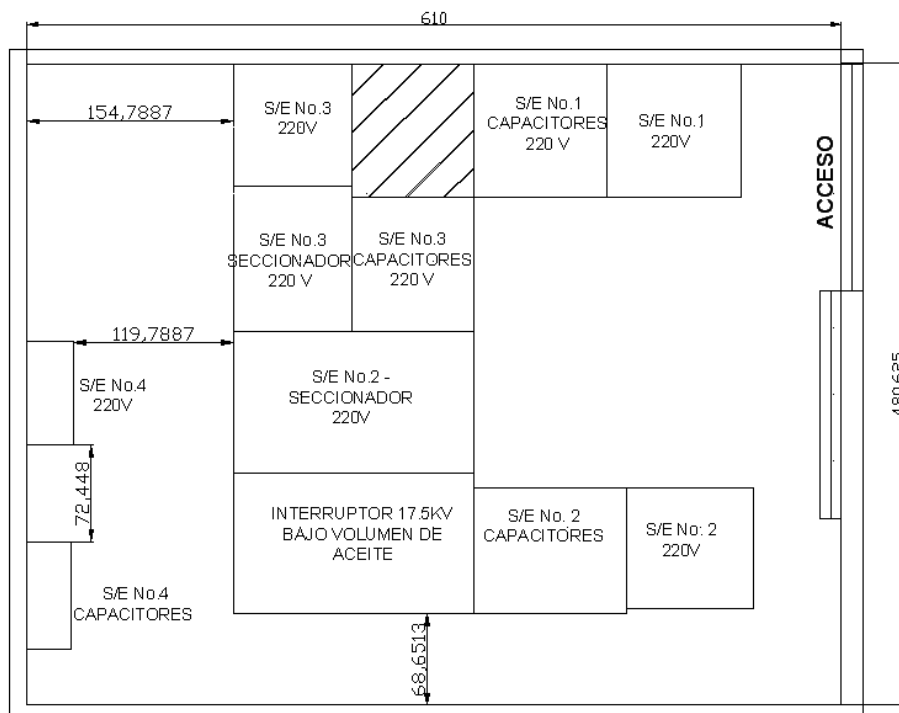
INTERRUPTOR LADO DE BAJA TRANSFORMADOR SUBESTACION 4



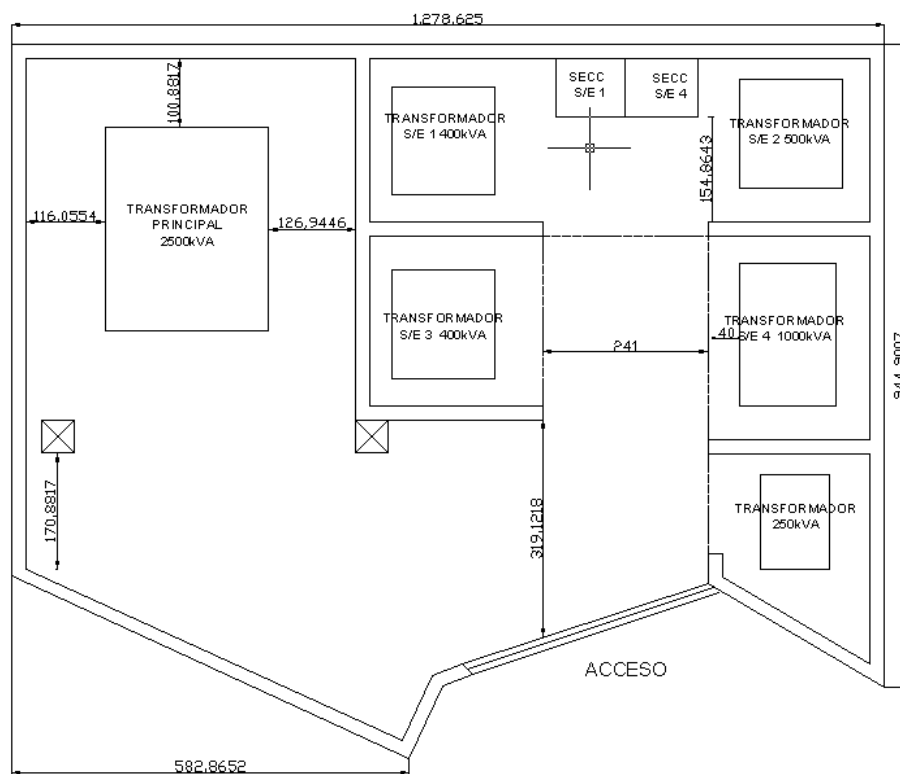
Fabricante	Legrand
Tipo	DPX-125
In [A]	1000
Ui [V]	690
Uimp[KV]	8
I cs	100% Icu
Voltaje [V]	625 V~
Frecuencia [Hz]	50 / 60
Norma de fabricación	IEC 60947-2
Ue[V]	220/440 380/415 440 690 250
Icu[KA]	80 50 45 20 40

Con el levantamiento de la información de la base instalada y la verificación del diagrama unifilar de la empresa, se procede entonces a realizar el informe de las no conformidades encontradas en estas subestaciones.

Figura 19. (A) Vista en planta del cuarto de mando y control (B) Vista en planta del cuarto de transformadores



(A)



(B)

Fuente: Confidencial.

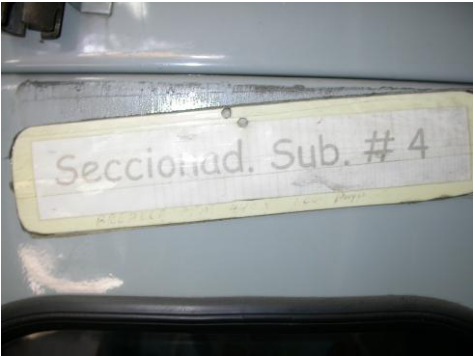
La organización espacial de las subestaciones está concentrado en dos cuartos como se muestra en los planos de planta de la figura 19.

El siguiente informe se elabora a manera de resumen de los aspectos verificados de acuerdo con los lineamientos establecidos en la normatividad vigente, en el cuarto de transformadores y el cuarto de control descritos en la figura 19, los cuales conforman de acuerdo con el alcance del proyecto, las subestaciones desde el poste de alimentación hasta los tableros de distribución de cargas en esta empresa. Como se ve en la tabla de resultados finales, se menciona el aspecto normativo evaluado, si cumple o no con la normatividad vigente y si aplica, se anexa una fotografía del aspecto evaluado que no se cumple.

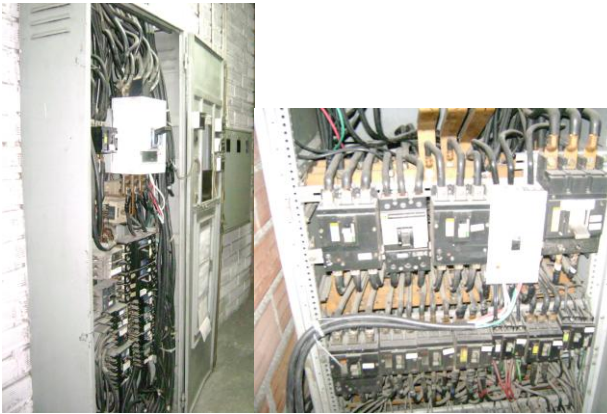
Tabla 10. Informe de Verificación de condiciones técnicas y de seguridad

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
SISTEMAS DE UNIDADES - RETIE CAPITULO II ARTICULO 10 SIMBOLOGÍA GENERAL - RETIE CAPITULO II ARTICULO 11.1			
Sistemas de unidades en planos de diseño y construcción		X	Los símbolos de las unidades son están de acuerdo con el reglamento técnico
Sistemas de unidades en memorias de calculo		X	Tiene registro de diseño de subestaciones que han sido remodeladas o que han sido puestas en funcionamiento en etapas posteriores a la entrada en funcionamiento de la planta de producción.
Simbología en Diagramas Unifilares		X	Los símbolos gráficos utilizados en los diagramas unifilares están acorde con la tabla 9. Principales símbolos gráficos, especificada en el RETIE.
Simbología Manuales de Operación	X		No todos los equipos de patio y los transformadores tienen manual de operación.
SEÑALIZACION DE SEGURIDAD – RETIE CAPITULO II ARTICULO 11.2			
Puertas de ingreso al cuarto de transformadores y al cuarto de mando y control.	X		La puerta de ingreso a la sala de mando y control, tiene señalización y existe personal permanente que controla el ingreso a la misma. La puerta de ingreso al cuarto de transformadores no tiene la señalización adecuada, aunque está cerrado con llave y acceso solo es posible a través de un permiso del coordinador de mantenimiento, es necesario aclarar que es una zona de peligro por alta tensión.
Señalización de seguridad para Rutas de Evacuación dentro del cuarto de mando y control y el cuarto de transformadores.	X		No existe marcación de rutas de evacuación en caso de emergencia dentro del cuarto de transformadores y el cuarto de mando y control. Deben instalarse avisos y señales luminosas, teniendo en cuenta que deben ser conectadas a circuitos de emergencia independientes o con pintura luminiscente de acuerdo con la sección 700 de la NTC2050.

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
Gabinetes de mando y control	X		No todos los gabinetes de mando y control tienen la señalización de riesgo eléctrico. La señalización en gabinetes que cuentan con una, esta muy abajo en las puertas de las celdas de media tensión, deberían estar ubicadas en un lugar más central que permita la inmediata visualización de las mismas. 
Código de colores para la identificación de conductores y barrajes eléctricos de acuerdo con la tabla 13-Artículo 11.4	X		Existe una marcación parcial de los conductores con colores en el cuarto de mando y control. En el cuarto de transformadores hay una marcación parcial no estandarizada de las fases en algunos transformadores. Debe hacerse una marcación adecuada de las fases y el neutro en los transformadores que esté de acuerdo con la tabla 13-Artículo del RETIE. 

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
Señalización de seguridad en equipos eléctricos tanto en el cuarto de control y en el cuarto de transformadores.	X		En cada uno de los transformadores hay una señalización de peligro de alta tensión que no cumple con la estandarización proporcionada por e RETIE. 
Identificación de cada uno de los circuitos.	X		En el cuarto de control hay una marcación adecuada con marcas de acrílico amarillo en un 90% de los equipos, tanto para el gabinete indicando la subestación como para cada uno de los interruptores de baja tensión que alimentan los diferentes circuitos. Sin embargo, en algunos de estos equipos, en ambos cuartos, la marcación de los equipos es hecha en materiales inadecuados como papel o cinta de enmascarar y no están fijados adecuadamente. 

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
Avisos para el uso de elementos de protección personal		X	Para ingresar a la planta de producción, se hace una inspección personal del porte adecuado de los implementos de seguridad. Adicional a esto, a la entrada del cuarto de mando y control existe la señalización adecuada.
DISTANCIAS DE SEGURIDAD RETIE CAPITULO II – ARTICULO 13 RETIE CAPITULO V – ARTICULO 29 SECCION 110 NTC 2050			
Espacios de Seguridad alrededor de Equipos eléctricos para equipos con tensión mayor a 600V	X		Los espacios de trabajo se conservan en el transformador principal, sin embargo en los transformadores secundarios, no se conservan las distancias de profundidad recomendados para este nivel de tensión en la tabla 110-34 de la norma NTC 2050, donde se sugiere una distancia de 3m.
Espacios de Seguridad alrededor de Equipos eléctricos para equipos con tensión menor a 600V		X	De acuerdo con la sección 110 de la NTC 2050, los espacios de trabajo para los equipos de las subestaciones en esta empresa son adecuados: con una altura superior a 1.9m y los equipos de baja tensión a 220V poseen el espacio adecuado en profundidad y en ancho para elaborar actividades de mantenimiento y ajustes. Adicional a esto, todas las conexiones en estos niveles de tensión son accesibles por delante y no requiere espacio de trabajo en la parte posterior de estas celdas.
Espacios dedicados para equipos		X	Los equipos en las instalaciones interiores y exteriores, están separados por un cerramiento en muros de los demás equipos de la planta de producción que proporcionen una adecuada protección mecánica, contacto accidental por personal no autorizado.
Distancia para prevención de riesgos por arcos eléctricos según el Artículo 13.4 - tabla 20.		X	Los cuartos de transformadores y mando y control, solo tiene acceso personal autorizado, la distancia de seguridad recomendada en la tabla 20 para los límites de aproximación restringida y aproximación técnica, para los rangos de tensión que se manejan en estas instalaciones, son adecuados, sin embargo no están marcados en estos cuartos.

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
Distancias de seguridad para Protección contra contactos directos e indirectos de acuerdo con la tabla 45 del RETIE	X		Todos los transformadores tienen una distancia inadecuada entre la maya y el equipo. La malla de cada transformador es de 1m de altura y está a 40 cm del transformador, lo cual que cualquier persona pueda hacer contacto directo con el equipo. 
Distancias de seguridad para evitar riesgos por contacto	X		Existen tableros que no poseen frente muerto debido a que poseen conexiones expuestas o circuitos demasiado congestionados que no permiten cerrar las puertas de las celdas. Esto significa un riesgo por contacto accidental 

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
Distancias para circulación de personal		X	En el cuarto de transformadores existe un corredor de 1m de ancho para la circulación del personal, lo cual es apropiado. En el cuarto de mando y control, existe una distancia de 68 cm
CAMPOS ELECTROMAGNETICOS RETIE CAPITULO II – ARTICULO 14			
Valores límite de exposición de campos electromagnéticos para seres humanos	X		En la actualidad no poseen estudios ni ningún registro de medida de intensidad de campo electromagnético. Se recomendó hacer el estudio para verificar que estas medidas no superen los niveles de intensidad establecidos – 10kV/m de intensidad para campo eléctrico y 500μT para campo magnético.
PUESTA A TIERRA RETIE CAPITULO II – ARTICULO 15			
Planos de sistema de puesta a tierra		X	Poseen información del diseño original del sistema de puesta a tierra. Se han hecho modificaciones a las subestaciones y algunas actualizaciones de las cuales se tienen las respectivas memorias de cálculo del sistema de puesta a tierra actualizado.
Medidas de tensión de paso y de contacto		X	De acuerdo con los resultados obtenidos en estudios subcontratados por la empresa, para el sistema de puesta a tierra existente, la energía disipada por un cuerpo humano para tensiones de contacto es de 6,86J y para la tensión de paso es de 2,96J, valores inferiores al sugerido por el RETIE de 30J
Puesta a tierra y conexión equipotencial. Estado de las conexiones		X	De acuerdo con la construcción de la malla y el acople de la misma al acero de refuerzo del piso proporciona una equipotencialidad. Algunas conexiones están deterioradas pero están en proyecto de corrección.

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
Valor de la resistencia de puesta a tierra		X	Para la medida de la resistencia de puesta a tierra se usó el método de inyección de corriente de alta frecuencia, debido a la imposibilidad de desconexión del neutro; se utilizó un medidor de tierras digital marca Metrel. La resistencia de puesta a tierra general del sistema es de $0,2\Omega$, el cual se considera un valor suficientemente bajo de acuerdo con las recomendaciones de la tabla 25 del RETIE de $10\ \Omega$ para subestaciones de media tensión.
Materiales utilizados en la malla de puesta a tierra y el cableado de conductores de tierra		X	Para las puestas a tierra se utilizan electrodos copperweld (5/8"X3.0m longitud) enterrados a 0,10m y los cuales están conectados por varios colectores principales con soldadura exotérmica, que conforman una serie de redes, en cable de cobre desnudo calibre 4/0 AWG, cubriendo el área general de la subestación y de las cuales se toman las derivaciones requeridas para la puesta a tierra de los equipos de patio. Esta malla se encuentra unida en varios puntos con una malla de tierra superficial conformada por el acero de refuerzo de las fundiciones de losa del piso, esto hace que el valor de la resistencia de puesta a tierra sea tan bajo.
ILUMINACION RETIE CAPITULO II – ARTICULO 16			
Niveles de Iluminación y tipo de luminarias		X	Para la iluminación se utilizan lámparas fluorescentes distribuidas uniformemente que permiten una excelente visibilidad.
Iluminación de Emergencia	X		No poseen iluminación de Emergencia. Se considera muy importante establecer en estos cuartos la iluminación de emergencia o por lo menos utilizar pintura fluorescente que permita identificar las rutas de evacuación.
Modo de operación de la iluminación		X	La iluminación es manual, por medio de interruptores dispuestos a la entrada de cada cuarto.

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
DISPOSICIONES GENERALES DEL PROCESO DE TRANSFORMACION RETIE CAPITULO V – ARTICULO 29 Y ARTICULO 30 NTC 2050 - SECCION 450			
Medios de cerramientos de transformadores y puerta de acceso		X	Todos los transformadores están separados por muros de concreto que son tomados como puestos a tierra y limita el acceso a personal no autorizado. La puerta de ingreso a la subestación es de tipo enrollable. Está oxidada lo que hace que se dificulte su apertura y cierre de este lugar. Se recomienda hacer un mantenimiento efectivo a la puerta para asegurar el correcto funcionamiento de esta. 
Conexiones a Tierra		X	Todos los transformadores están conectados adecuadamente a tierra.
Enclavamientos de equipos fijos	X		No existe un enclavamiento mecánico que evite la operación errónea de los equipos de baja tensión.

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
Marcación de taps de los transformadores		X	Los taps de los diferentes transformadores están marcados con el respectivo aviso para su manipulación bajo carga 
Fosos o sumideros de los transformadores		X	Los transformadores cuentan con fosos adecuados para el confinamiento de líquidos en caso de derrame del aceite del transformador, sin embargo el transformador de 2500kVA, se encuentra rodeado de maleza que ha alcanzado un nivel muy alto, lo que podría ocasionar posibles cortocircuitos. 

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
Protecciones mecánicas de los transformadores		X	Cada transformador está equipado con las respectivas protecciones necesarias de acuerdo con el nivel de tensión de cada uno: los transformadores de 1000kVA y 2500kVA poseen tanque de expansión para el alivio de sobre presión, existen protecciones mecánicas adicionales como el relé buchholz, control de temperatura y control de volumen de aceite; los transformadores mas pequeños de 400kVA y 500kVA , solo hay un mecanismo para el control del nivel de aceite y válvulas que permiten muestreo de aceites para ADFQ y cromatografías entre otros análisis. Únicamente se poseen alarmas de estas protecciones mecánicas a un relé de sobrecorriente ubicado en la sala de mando y control que a su vez envía disparo al interruptor de bajo volumen de aceite que desconecta todas las cargas. Lamentablemente este relé de protección se encuentra desconectado por su deterioro lo cual implica un riesgo por la falta de monitoreo constante de estas alarmas.
SALA DE OPERACIÓN, MANDO Y CONTROL CAPITULO V – ARTICULO 29			
Puerta de Ingreso		X	La puerta de ingreso a la sala permanece cerrada con el fin de evitar que personal no autorizado ingrese a la misma.
Diagrama unifilar visible en la subestación		X	Poseen en la sala de mando y control el diagrama unifilar de la subestación en general y de los tableros de distribución de cargas.
Indicación de posición de los contactos de los elementos de interrupción.		X	Los equipos de interrupción de 13,2kV poseen una señalización luminosa de la posición de los interruptores. Para los tableros de distribución de carga, cada interruptor está marcado con la posición ON/OFF.
DISPOCISIONES GENERALES DEL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN CAPITULO VI			
Capacitación del personal técnico		X	Todo el personal, recibe capacitaciones por parte de la aseguradora, con el fin de establecer procedimientos a seguir en caso de emergencia. Cada empleado únicamente ejecuta las tareas para las cuales fueron capacitados.

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
Elementos de protección		X	La empresa suministra a los elementos de protección en cantidad suficiente para que las personas puedan cumplir con los requerimientos. Estos elementos son de uso personal y cada empleado debe portarlos en la empresa obligatoriamente.
Registro de Rutinas de Mantenimientos		X	Tienen un archivo con el historial de los informes de mantenimiento que se realizan anualmente en las subestaciones.
SISTEMAS DE PROTECCION DE LAS INSTALACIONES CAPITULO II – ARTICULO 18			
Dispositivos de protección contra sobretensiones DPS			En el pórtico de entrada de la subestación hay tres DPS ubicados antes de los transformadores de corriente. A estos DPS, no se les ha hecho pruebas de rutina, lo que hace incierto su funcionamiento correcto.
Protección de sobrecorriente en la subestación		X	La coordinación de protección se hace solo con las curvas de disparo de los fusibles de los seccionadores ubicados en el lado de alta de los transformadores secundarios, el interruptor totalizador del lado de baja del transformador principal. Poseían una protección de sobrecorriente asociada a las alarmas del transformador principal y enviaba disparo automático al interruptor de bajo volumen de aceite para hacer disparo automático. Sin embargo, este relé fue desconectado por mal funcionamiento. Actualmente la subestación en el lado de baja no tiene protección contra sobrecorriente. Se debe hacer una evaluación de riesgos por sobretensiones transitorias a las que está sometida la instalación.
REGLAS BASICAS DE SEGURIDAD PARA TRABAJO CAPITULO II – ARTICULO 19			
Procedimientos de trabajo		X	Existe un documento emitido por la administración de recursos humanos para capacitar al personal de mantenimiento en instrucciones de trabajo seguro en subestaciones y tableros eléctricos

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
Permisos de Trabajo	X		Los permisos de trabajo no se otorgan de forma escrita, sin embargo cualquier labor es supervisado por el ingeniero responsable. Se recomienda que se establezcan formatos de permiso de trabajo para asegurar que el personal que realizará las actividades cumpla con todos los requerimientos de seguridad necesarios.
Manuales de Operación	X		Se tienen los manuales de operación de algunos equipos de patio, sin embargo no cuentan con la totalidad de estos.
MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES			
Programa de mantenimiento		X	La programación del mantenimiento se hace anualmente y de acuerdo con el tiempo disponible para las actividades de mantenimiento a realizar, se hacen reuniones previas para establecer los procedimientos más seguros para abarcar el mayor número de actividades de mantenimiento de la manera más segura posible.
Pruebas individuales a equipos		X	En cada mantenimiento preventivo, se subcontratan todas las pruebas eléctricas necesarias, para verificar que los equipos como transformadores conservan las características técnicas especificadas por el fabricante.
Pruebas funcionales de enclavamientos		X	Dentro de las labores de mantenimiento se subcontrata el mantenimiento mecánico preventivo para asegurar el funcionamiento óptimo de los accionamientos mecánicos de los equipos.
ESTUDIOS Y MEMORIAS DE CALCULO			
Estudios de malla de puesta a tierra	X		Existen estudios del diseño de la malla de puesta a tierra

ASPECTO EVALUADO	NO CUMPLE	CUMPLE	OBSERVACION
Estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones		X	Hace tres años no se hacen estudios de este tipo, es importante realizar este estudio para asegurar que la configuración de respuesta de los fusibles existentes es suficiente o se requiere otro tipo de protecciones.
Selección de conductores		X	En cada diseño de subestación también se hizo el cálculo de los conductores a utilizar.
Calculo de Niveles de Iluminación		X	No poseen estudios de niveles de iluminación

Fuente: Propia

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. *PRACTICAS DE MANTENIMIENTO Y PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO*

Las subestaciones visitadas del sector Industrial de Antioquia, son de configuración radial sencilla; con un solo transformador principal en su mayoría, cuya potencia varia entre los 1000kVA y los 6000kVA, las empresas cuentan con registros de mantenimientos preventivos periódicos adecuados, que involucran análisis de calidad de los aceites y pruebas de rutina de las protecciones mecánicas; el transformador de potencia se considera el equipo principal y vital de cada instalación eléctrica, por lo tanto el mantenimiento es considerado de suma importancia y al cual se le presta especial atención.

El personal de mantenimiento de cada empresa, realiza un análisis inicial para establecer las actividades del mantenimiento que son necesarias para conservar sus equipos adecuadamente. Sin embargo, cuando a nivel administrativo se hace un análisis de asignación de presupuesto y costos de las diferentes actividades propuestas, la planeación del mantenimiento sufre filtraciones que en algunos casos no permite realizar un mantenimiento completo, reduciendo la efectividad del mismo y en casos extremos, limitándolo a la realización de actividades de limpieza que no permiten hacer un estudio y seguimiento adecuado de las condiciones técnicas de funcionamiento de los equipos.

Al análisis de costos se suma otro factor importante: el tiempo disponible para realizar todas las actividades planeadas. En este aspecto, se hace una evaluación entre las partes administrativas de las áreas de producción y mantenimiento del tiempo disponible para realizar las actividades de mantenimiento, tanto en la subestación como en los equipos involucrados en los diferentes puntos de la

producción. En este aspecto, para lograr realizar la mayor cantidad de actividades, las empresas tienen la tendencia a disminuir costos en personal de mantenimiento y tercerizar los servicios de mantenimientos; se asignan las actividades a realizar a los especialistas en cada uno de los equipos que se va a intervenir – normalmente se solicita el servicio al fabricante del equipo – con esto se garantiza intervenir una mayor cantidad de equipos en menor tiempo.

Es importante observar que los fabricantes de equipos para subestaciones en todos los niveles de tensión están incursionando en el campo de servicios de energía, con el fin de suplir necesidades de un respaldo técnico en la industria y la preferencia de estas a comprar productos y contratar servicios con empresas que puedan brindar soluciones integrales que involucren servicios con alto valor agregado en todo el proceso de la venta. En este punto radica uno de los factores más relevantes en el proceso de adquisición de productos y servicios de una empresa industrial.

El proceso de planeación del mantenimiento, en algunos de los casos observados, no involucra un estudio estratégico que permita visualizar un historial del comportamiento de las variables medidas en las pruebas técnicas hechas a los diferentes equipos. Debido a la falta de esta información, a nivel administrativo, no se tiene la idea clara de que en un mantenimiento eficaz a los diferentes equipos de la instalación, trae como consecuencia en el transcurso del tiempo, el incremento de la confiabilidad del sistema y la disminución de costos de inversión en mantenimientos correctivos.

Este tipo de estudio se logra obteniendo de cada proveedor de servicio de mantenimiento en los diferentes equipos, un informe detallado de los resultados obtenidos en las pruebas realizadas. El análisis de comportamiento de las variables medidas en las pruebas realizadas al equipo y la comparación de estas medidas con sus resultados equivalentes en anteriores periodos consecutivos

muestra; desgastes mínimos normales por el uso de los equipos o puede arrojar desgastes y fallas que implican hacer mantenimientos más puntuales o el remplazo del equipo. Estos análisis permiten que a la hora de hacer una planeación de mantenimiento, se prioricen objetivos y se tenga pleno conocimiento de los problemas reales y las actividades que se deben programar para cada equipo a intervenir.

En cada empresa se logró hacer un trabajo de sensibilización sobre la importancia de hacer un mantenimiento periódico completo, que prolongue la vida útil de los equipos, reduciendo en el tiempo los costos de mantenimiento. Sin embargo, sobre este tema es necesario brindar al personal de mantenimiento un acompañamiento continuo, a nivel técnico y financiero, que les permita justificar ante la gerencia de la compañía, cual es la importancia de los mantenimientos a los equipos de una subestación para lograr una sincronización en la planeación y el desarrollo de estas actividades y que quede claramente definido el beneficio de la oportuna intervención a cada uno de ellos.

Existen prácticas que se aplican en algunas empresas de la industria nacional, ofrecidas como una solución integral por compañías como Siemens, para brindar esta asesoría y cuyo objetivo final es que se haga un perfeccionamiento en la forma de hacer mantenimientos, se logre la optimización de costos y se facilite el cuidado de los equipos relacionados con las instalaciones. Aunque las empresas han funcionado sin problemas significativos, es necesario establecer procedimientos y formas de trabajo, con el fin de que las actividades que se programen en una jornada de mantenimiento sean las suficientes para conservar las características técnicas de los equipos.

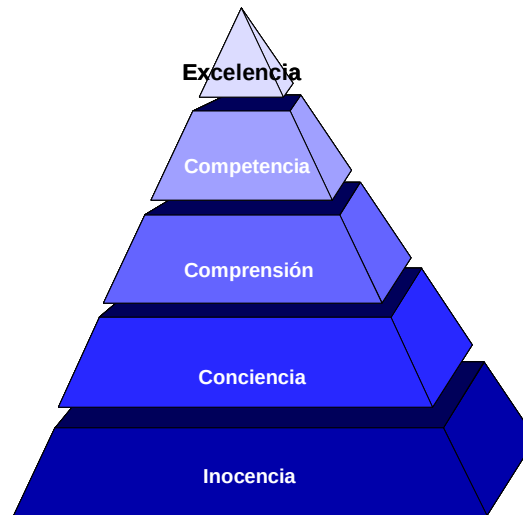
Estas prácticas involucran una gestión integral del mantenimiento que permite: reducir tasas de falla; reducir tiempos de interrupción del suministro de energía; mejorar la confiabilidad y disponibilidad de equipos; garantizar calidad en procesos

y la mejora continua; gestionar la información para una efectiva toma de decisiones; garantizar la mejora en competencias de las personas; alinear la Operación y el Mantenimiento con los objetivos estratégicos y mejorar los resultados financieros de la organización.

El mejoramiento en la confiabilidad del sistema y la reducción de costos en la operación y el mantenimiento, es prioridad hoy día de las empresas. En un ambiente altamente competitivo, las empresas son forzadas a aplicar más métodos proactivos en el manejo de sus recursos. Como los equipos que integran su infraestructura eléctrica continúan envejeciendo y gradualmente se deterioran, la probabilidad de interrupción del proceso productivo debido a fallas de los componentes aumenta, por esto es muy importante establecer procesos al interior de las empresas que permitan hacer las labores de mantenimiento necesarias sin necesidad de incrementar los costos del mantenimiento.

Establecer el nivel en el cual se encuentran las prácticas de mantenimiento en las empresas que se visitaron, es el paso inicial para facilitar la definición de las tareas a realizar para llegar a la excelencia en este tema. Como se muestra en la figura 20, se categorizan los niveles de prácticas de mantenimiento.

Figura 20. Pirámide de camino a la excelencia Operativa.



Fuente: Información corporativa Siemens S.A.

De acuerdo con la figura 20 el primer nivel, es un “*Nivel de Inocencia*”. El equipo de mantenimiento no reconoce deficiencias ni métodos alternativos. No existen planes ni investigaciones para cambiar el actual estado de los procesos de mantenimiento.

El segundo nivel, es un “*Nivel de Conciencia*”. La organización y los individuos saben que las prácticas actuales de mantenimiento no son suficientes y que se requiere de cambios para mejorar su rendimiento.

El tercer nivel, es un “*Nivel de Comprensión*”. La organización e individuos desarrollan planes de mejoras para sistemas. Estos cambios y mejoras se implementan en distintos grados a lo ancho de la organización.

El cuarto nivel, es un “*Nivel de Competencia*”. La organización ha implementado mejoras significativas en sistemas y procesos que abarcan el total de su organización y son constantemente monitoreadas y sometidas a mejoras continuas.

El quinto y último nivel, es un “*Nivel de Excelencia*”. La organización de mantenimiento monitorea los sistemas y procedimientos sobre una base regular, realizando continuas mejoras y es reconocido como una industria líder.

De las empresas visitadas, el 50% se encuentran en el “*Nivel de Comprensión*”. Son empresas que asignan un buen porcentaje de recursos para el mantenimiento y debido a esto, pueden implementar una buena programación de actividades de acuerdo con las necesidades de la subestación y de los diferentes puntos dentro del proceso de producción. El 25% de las empresas visitadas están en un “*Nivel de Conciencia*”. Tienen clara la necesidad de implementación de nuevas medidas de mantenimiento pero la programación de estos, por bajos presupuestos, se limita a acciones críticas de prevención; no hay una buena planeación previa y esto perjudica en gran parte la continuidad de servicio como ellos mismos lo aseguran. El porcentaje restante se pueden ubicar en el “*Nivel de Competencia*”. Son empresas de gran nivel, trabajan sobre una base clara de prioridades, hacen constantes monitoreos y tienen metas claras de optimización de recursos sin descuidar ninguno de los equipos en la planta de producción.

La metodología que permite establecer dichos métodos desde la estrategia corporativa, como se muestra en la figura 21, se utiliza hace ya un tiempo para los procesos involucrados dentro de una cadena de producción. El proceso de mantenimiento comienza con una excelente planeación, que permita establecer una evaluación de cada uno de los equipos para saber el estado aparente y por ende las actividades de mantenimiento que se deben programar para dicho equipo. La programación también involucra una coordinación de los materiales, proveedores, equipos y permisos que deben tramitarse para optimizar los tiempos de las actividades y cumplir a cabalidad con los objetivos propuestos en la planeación.

Figura 21. Proceso de gestión integral del mantenimiento



Fuente: Información corporativa Siemens S.A.

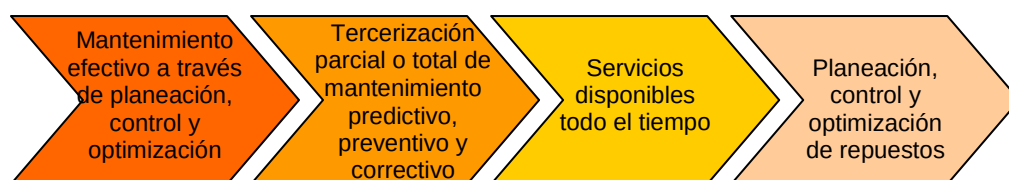
Las actividades programadas y planeadas se ejecutan de manera organizada, siguiendo el plan de actividades y cumpliendo con lo estipulado en el RETIE con el fin de garantizar un trabajo efectivo y seguro.

Por último, se hace una evaluación del desarrollo de las actividades para el control y mejoramiento continuo. La evaluación se consigna en un informe detallado de todo el proceso de gestión del mantenimiento que contiene: un registro de los resultados de las pruebas; inconvenientes registrados durante el desarrollo de las actividades; recomendaciones y todos los detalles más importantes de la jornada de mantenimiento. Un registro histórico de las actividades de mantenimiento realizadas en diferentes periodos, permiten realizar análisis del deterioro normal de los equipos o el desgaste anormal que exija un mantenimiento correctivo específico. En seguir adecuadamente el proceso de gestión integral del mantenimiento, radica el avance significativo hacia la excelencia operativa.

Para hacer un énfasis en lo relacionado anteriormente, como se muestra en la figura 22, el proceso de mantenimiento centrado en la confiabilidad del sistema, inicia con un gerenciamiento eficiente del mantenimiento a través de planeación,

optimización y control de recursos. La tendencia de las empresas del sector industrial visitadas, es la tercerización total o parcial del mantenimiento predictivo, preventivo o correctivo que aseguran contar con servicios integrales de mantenimiento para optimizar costos y disponibles en atención de emergencias. Una buena administración de repuestos es un complemento que disminuye en un buen porcentaje los costos asociados a mantenimientos correctivos, derivados del deterioro extremo de los equipos.

Figura 22. Proceso de mantenimiento centrado en la confiabilidad



Fuente: Información corporativa Siemens S.A.

La evolución en las prácticas de mantenimiento que consiste en lograr pasar de un mantenimiento puramente reactivo a un mantenimiento basado en el mejoramiento continuo con una gestión de activos físicos regular, es el objetivo al cual apuntan las empresas visitadas. Actualmente se adelantan al interior de cada empresa, campañas para la optimización de recursos, el ahorro de la energía y la excelencia operativa. Con la implementación de prácticas de mantenimiento centrado en la confiabilidad del sistema, logra hacer una homologación entre los intereses financieros y operativos de una empresa, convirtiéndola en líder del sector industrial en optimización y excelencia operativa.

4.2. LA METODOLOGIA – DESARROLLO Y APLICACIÓN

La metodología planteada, permite diferenciar las empresas con las cuales se quiere establecer o fortalecer relaciones comerciales para suministrar servicios de mantenimiento y en general, soluciones integrales antes las problemáticas de las empresas del sector industrial de Antioquia. De estas visitas se definen los

clientes potenciales y se puede hacer una clasificación de acuerdo con los intereses de cada empresa, para definir el portafolio de servicios de interés para cada una de ellas y por ende, poder brindar soluciones integrales, hechas a la medida de cada cliente.

Debido a que el interés de las personas encargadas del mantenimiento en cada empresa, está en encontrar la manera más efectiva de mejorar las prácticas de mantenimiento sin incrementar los costos, la metodología permite hacer sugerencias efectivas para ofrecer servicios de mantenimientos predictivos, preventivos o renovación de equipos en caso de que sea necesario. Pero esta metodología no solo beneficia al proveedor de servicios, también se convierte en una ayuda para el empresario que un proveedor de servicio le ayude a encontrar soluciones integrales.

Con el análisis del estado de los equipos asociados a cada una de las subestaciones y las recomendaciones de seguridad realizadas, la empresa puede empezar a evaluar con este trabajo, las medidas a tomar y las necesidades que deben suplir para conservar y mejorar la condición de estos equipos y las condiciones de seguridad tanto para los operarios como para las personas que transitan por las instalaciones de la planta.

Las visitas realizadas, propician un acercamiento con las empresas dando inicio a posibles relaciones comerciales tanto en la adquisición de productos de excelente calidad, como en la adquisición de servicios de energía que brindan soluciones integrales a las necesidades de estas empresas que representan una buena parte del sector industrial antioqueño.

De acuerdo con la metodología, hacer tres visitas al mismo cliente para hacer un reconocimiento de las instalaciones, es un proceso conveniente con el cliente que genera tranquilidad; curiosidad por el portafolio ofrecido; confianza para abrir las

puertas de su instalación y permitir que se le propongan soluciones para hacer mas eficiente la operación de su sistema eléctrico. Por esta razón, se puede decir que la metodología no solo establece vínculos con los clientes, resulta una buena oportunidad para conocer o sugerir proyectos de mejoramiento continuo.

En las empresas donde ya se tenían relaciones establecidas, se mostraron muy interesados y la ocasión fue útil para fortalecer las relaciones en donde se han tenido malas experiencias anteriormente o donde el empresario sintió falencias, para obtener un crecimiento en la preferencia como proveedor de servicios y de productos.

En general y a pesar de la crisis que se afronta en todos los niveles económicos, los empresarios se muestran optimistas ante la reactivación de los diferentes mercados objetivos y aunque las modernizaciones o las ampliaciones en plantas de producción no es foco principal de inversión, todavía se siguen evaluando propuestas de proyectos de actualización de subestaciones que comprendan; equipos de control y protección, equipos de medición o equipos que se consideran prioritarios para no interrumpir los procesos de producción. Los estudios de calidad de la potencia, coordinación de protecciones y medición de consumos, han cobrado una importancia alta dentro de los proyectos contratados en las diferentes empresas, con el objeto de controlar y optimizar costos operativos de las compañías.

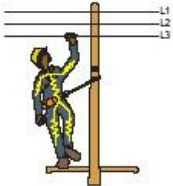
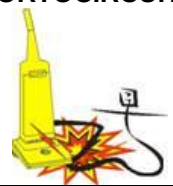
4.3. *IMPORTANCIA DE LA APLICACIÓN CORRECTA DEL RETIE*

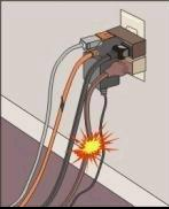
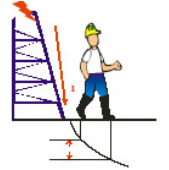
De acuerdo con reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE, el objeto fundamental es establecer medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, animal o vegetal y el medio ambiente; minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Señala las exigencias y especificaciones que garanticen la seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su buen funcionamiento, la confiabilidad, calidad y adecuada utilización de los productos.

La importancia de cumplir con los lineamientos del RETIE y las normas vigentes radica en la posibilidad de mejorar e incrementar los índices de seguridad y confianza para el propietario y los usuarios de las instalaciones eléctricas, en cuanto a los materiales y trabajos de ingeniería implementados, reduciendo riesgos de accidentes y optimización de costos de mantenimientos. Adicionalmente, facilita la gestión de pólizas ante las compañías aseguradoras.

Es importante tener claro que si no se cumplen con las recomendaciones mínimas de seguridad en las instalaciones del reglamento RETIE, pueden presentarse riesgos eléctricos que afectan la integridad de las personas que están en contacto con las instalaciones eléctricas. En la tabla 1, se enumeran las posibles causas y las medidas de protección de los factores de riesgo eléctrico más comunes, consignados en el capítulo II – artículo 5, tabla 7 del RETIE.

Tabla 11. Factores de riesgos eléctricos más comunes

RIESGO ELECTRICO	POSIBLES CAUSAS	MEDIDAS DE PROTECCIÓN
ARCOS ELÉCTRICOS 	Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores.	Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar gafas de protección contra rayos ultravioleta, Aislar partes que posiblemente pueda conducir electricidad.
AUSENCIA DE ELECTRICIDAD. 	Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia.	Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.
CONTACTO DIRECTO 	Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos.	Distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión. Ignorancia en el manejo de sistemas eléctricos.
CONTACTO INDIRECTO 	Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.	Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo. Mala señalización de partes energizadas durante mantenimientos
CORTOCIRCUITO 	Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades.	Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.
ELECTRICIDAD ESTÁTICA 	Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.	Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos. Tapetes aislantes en instalaciones eléctricas

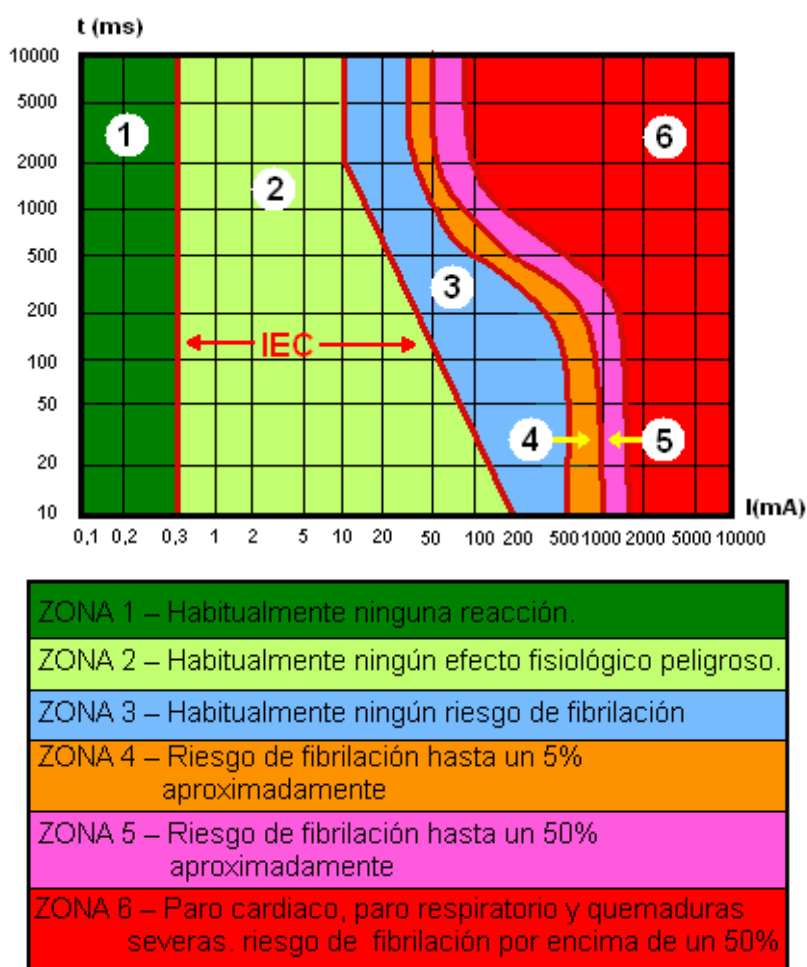
EQUIPO DEFECTUOSO 	Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.	Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético
RAYOS 	Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.	Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.
SOBRECARGA 	Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos.	Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles, dimensionamiento adecuado de conductores y equipos.
TENSIÓN DE CONTACTO 	Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.	Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.
TENSIÓN DE PASO 	Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla,	Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

Fuente: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas

En caso de que una corriente esté circulando por un cuerpo humano puede darse una rigidez muscular y pueden darse dos situaciones; una expulsión del elemento energizado y otra de sujetar el elemento y no soltarlo. En el segundo caso se debe tener especial cuidado al separar a la persona accidentada del elemento energizado en el menor tiempo posible. En el artículo 5 de este reglamento, se especifican los niveles de riesgo, los efectos fisiológicos y los umbrales de soportabilidad de los seres humanos. Como se muestra en la figura 23, de

acuerdo con el tiempo de exposición y el nivel de la corriente, pueden existir diferentes reacciones según la zona en la que se encuentre.

Figura 23. Zonas de tiempo/corriente de los efectos de las corrientes alternas de 15 a 100 Hz.



Fuente: Reglamento técnico de instalaciones emética

Todas las valoraciones y los análisis de riesgos hechos e incluidos en el RETIE, tuvieron en cuenta los elevados gastos en los cuales incurre el estado o la empresa afectada, para cubrir los costos de los accidentes eléctricos. Normalmente estos costos asociados son muy superiores a las inversiones necesarias para adecuar los sistemas eléctricos y minimizar o eliminar los riesgos eléctricos. En este aspecto, los equipos de mantenimiento esta muy consiente y

saben que asumir gastos y trámites de este tipo no son convenientes para la empresa. Sin embargo, existen siempre las limitaciones, oposiciones o restricciones frente a las inversiones en seguridad que muchas veces se ven como modernizaciones innecesarias o son proyectos relegados por otros de una importancia superior aparente.

Gracias a los certificados de calidad y a las estrictas peticiones de las compañías aseguradoras, se hacen programas de salud ocupacional que según lo estipulado en el RETIE en el artículo 7, consiste en la planeación, organización, ejecución y evaluación de las actividades de medicina preventiva, medicina del trabajo, Higiene industrial y seguridad industrial. Con esto, existe una tendencia creciente hacia la concientización de la importancia de tener en buen estado los equipos eléctricos y asegurar con esto la confiabilidad del servicio de energía eléctrica. Es claro que una falla en el sistema eléctrico puede causar grandes pérdidas en los procesos de producción.

En el artículo 46 del Capítulo VII - RETIE se habla del régimen sancionatorio, donde se establece que el incumplimiento de este reglamento técnico, será sancionado según lo estipulado en la legislación colombiana vigente así:

- a. Las empresas de servicios públicos por el régimen establecido en la ley 142 del 1994, demás normas que la modifiquen, aclaren o sustituyan y demás disposiciones legales aplicables;
- b. Las personas calificadas, por las leyes que reglamentan el ejercicio de las profesiones relacionadas con la electrotécnica y demás disposiciones legales aplicables
- c. Los usuarios de conformidad con lo establecido en el decreto 1842 de 1992 “estatuto nacional de usuarios de los servicios públicos domiciliarios”, ley 142 de 1994, resolución CREG 108 de 1997 y demás normatividad aplicable;

- d. Los productores, comercializadores, proveedores e importadores, por el decreto 3466 de 1982, ley 446 de 1998 y demás disposiciones legales aplicables;
- e. Los organismos acreditados por lo dispuesto en el decreto 2152 de 1952 y 2269 de 1963 y demás disposiciones legales aplicables y normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.

4.4. PROCESOS PARA LA CERTIFICACION DE LA INSTALACION ANTE UN ORGANISMO DE INSPECCION.

En los artículos 43 y 44 del capítulo X del reglamento técnico de instalaciones eléctricas, se especifican las entidades de vigilancia y control. La Superintendencia de servicios públicos domiciliarios y la superintendencia de industria y comercio, están encargados de hacer esta labor y además, certificar a las entidades que quieran ser acreditadas para hacer la inspección de instalaciones Eléctricas. También se especifican los procesos y procedimientos para la certificación de conformidad tanto en productos como en instalaciones eléctricas. En cualquiera de los dos casos, la certificación del producto o la verificación de la instalación eléctrica, se hace a través de un organismo de inspección. En el momento existen seis organismos de inspección abalados por la superintendencia de industria y comercio para realizar esta labor, de acuerdo con las normas establecidas.

Cada organismo posee esquemas de trabajo para establecer la mejor metodología para llevar a cabo todas las actividades de inspección y el personal calificado, con el fin de emitir conceptos objetivos y con el nivel técnico adecuado. Los informes de inspección que se entregan al cliente final, están elaborados con los hallazgos que incumplen con el RETIE, las fotografías y en algunos casos los riesgos eléctricos a los cuales se ve expuesto un usuario y la instalación eléctrica.

En ningún caso, se deben dar recomendaciones de soluciones o sugerencias de proveedores que puedan brindar soluciones a los hallazgos. El organismo de inspección está inhabilitado para estas actividades.

Este trabajo fue orientado con una perspectiva práctica que permita a la industria percatarse de la importancia que tiene el cumplimiento de las normas y regulaciones, para establecer unas condiciones técnicas y de seguridad en las subestaciones que permita mejorar la confiabilidad y la calidad del servicio de la energía eléctrica, teniendo en cuenta un ambiente seguro para los usuarios.

BIBLIOGRAFÍA

ARTECHE. Electrotecnia ARTECHE Hermanos S.A.: Introducción a los transformadores de medida. Catalogo ARTECHE. S.p.i.

BETANCUR PEREZ, Maximiliano y ARENAS, Héctor Iván. Calculo Sistematizado de Instalaciones Eléctricas Industriales. Medellín 1987. 104p. Trabajo de Grado Universidad Pontificia Bolivariana, Escuela de Ingenierías. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE. Resolución 181294 del 6 de Agosto de 2008. Edición publicada por la Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico Colombiano – CIDET. 240 p

COLOMBIA. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC. Norma Técnica Colombiana NTC 2050 – Código Eléctrico Colombiano. Bogotá: Ministerio de desarrollo Económico, 2002. 1042 p.

DIFERENTES EMPRESAS. Información técnica y Administrativa. S.p.i.

ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Elementos de Diseño de las Instalaciones Eléctricas Industriales, 2. ed. México: editorial Limusa S.A., 2002. 391 p.

----- . Manual de Instalaciones Eléctricas Residenciales e Industriales. México: editorial Limusa S.A., 1992. 463 p.

------. Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales. México: editorial Limusa S.A., 1991. 664 p.

------. Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas. México: editorial Limusa S.A., 1982. 597 p.

GRAINGER, John J. y STEVENSON, William D. Análisis de Sistemas de Potencia. México: McGRAW-HILL, 2004. 730 p.

MEJIA VILLEGAS INGENIEROS. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, 2. ed. Medellín: Mejía Villegas, 2001. 778 p.

MINISTERIO DE INDUSTRIA COMERCIO Y TURISMO. Oficina de Estudios económicos: Estudios e Informes de Industria [En línea] <Disponible en: <http://www.mincomercio.gov.co/econtent/newsdetail.asp?id=6321&idcompany=1>> [consulta Abril, Mayo y Junio 2008]

NILSON, James W. y RIEDEL Susan A. Circuitos Eléctricos, 6.ed. México: Predice Hall, 2001. 1029 p.

PELMEX. Comité De Normalización De Petróleos Mexicanos Y Organismos Subsidiarios. Subcomité Técnico De Normalización De PEMEX-Exploración y Producción: DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN PLANTAS INDUSTRIALES. Documento número: NRF-048-PEMEX-2003. México: 2003. 85 p [En línea] <Disponible en: <http://www.pemex.com/files/standards/definitivas/nrf-048-pemex-2003.pdf>>

SIEMENS S.A. Energy, Power Transmition and Distribution. Brochure: Transformadores de Distribución. Bogotá. 26 p

SIEMENS S.A. Energy, Power Transmission and Distribution. Brochure: Transformadores de Potencia. Bogotá. 26 p

SIEMENS S.A. Energy, Power Transmission and Distribution. Brochure: Servicios de Energía, Mantenimiento y operación de Subestaciones Eléctricas. Bogotá. 26 p

SIEMENS S.A. Estrategia Corporativa: Informes de Entendimiento estratégico en diferentes empresas Industriales. S.p.i.

WORKSHOP GESTION VENTAS ENERGY ANDINA (Nov 25-28 2008: Bogotá). Fortaleciendo el Negocio. Bogotá: SIEMENS, 2008.