

1-1-2002

Optimización de las instalaciones eléctricas para mejorar la calidad de potencia en la industria de tuberías plásticas

César Augusto Cruz Cubides
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Cruz Cubides, C. A. (2002). Optimización de las instalaciones eléctricas para mejorar la calidad de potencia en la industria de tuberías plásticas. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/362

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**OPTIMIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA MEJORAR LA
CALIDAD DE POTENCIA EN LA INDUSTRIA DE TUBERÍAS PLÁSTICAS**

CÉSAR AUGUSTO CRUZ CUBIDES

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ, D.C.
2002**

**OPTIMIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA MEJORAR LA
CALIDAD DE POTENCIA EN LA INDUSTRIA DE TUBERÍAS PLÁSTICAS**

CÉSAR AUGUSTO CRUZ CUBIDES

**Monografía para optar el título de
Ingeniero Electricista**

**Director
Ing. LUIS HERNANDO CORREA**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ, D.C.
2002**

Nota de aceptación

Director del Proyecto

Jurado

Jurado

Bogotá _____

A Dios por ser mi principal guía, a la Virgen del Amparo por protegerme en todo momento, a mis padres por sus consejos y a mis hermanas por su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Luis Hernando Correa, Ingeniero Electricista y Director del Trabajo de Grado, por sus valiosas orientaciones y su constante dedicación para que este proyecto se desarrollara de la mejor forma.

Luis Alberto Martínez, Ingeniero Mecánico y Gerente de la Planta de Tubo-sistemas de P.V.C. GERFOR, por su valiosa colaboración.

Ricardo Alberto Ávila, Ingeniero Electrónico y Jefe de Mantenimiento de la Planta de Tubo-sistemas de P.V.C. GERFOR, por su interés en el desarrollo del Trabajo de Grado.

CONTENIDO

| | Pág. |
|---|------|
| INTRODUCCIÓN | |
| 1. GENERALIDADES | 1 |
| 1.1 LO ECONÓMICO, LO POLÍTICO Y LO SOCIAL EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA | 3 |
| 1.2 CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA Y CONFIABILIDAD | 5 |
| 1.3 ARMÓNICOS | 5 |
| 1.3.1 Armónicos en los Sistemas Eléctricos | 7 |
| 1.3.2 Consecuencias de los Armónicos | 7 |
| 1.3.3 Filtros de Armónicos | 8 |
| 1.4 TRANSITORIOS | 13 |
| 1.4.1 Transitorios de impulso | 13 |
| 1.4.2 Transitorios oscilatorios | 14 |
| 1.4.3 Sags | 17 |
| 1.4.3.1 Causas de sag de voltaje | 17 |
| 1.4.3.2 Sensibilidad de las cargas a sags de voltaje | 18 |
| 1.4.4 Swells | 19 |
| 1.5 PUESTA A TIERRA | 20 |
| 1.5.1 Objeto de la Puesta a Tierra | 20 |
| 1.5.2 Definición de Puesta a Tierra | 21 |
| 1.5.3 El concepto de resistencia a tierra | 21 |

| | |
|--|----|
| 1.5.4 Resistividad del terreno | 21 |
| 1.5.5 Métodos de medida de la resistividad de los terrenos | 23 |
| 1.5.5.1 Método de Wenner | 24 |
| 1.5.5.2 Sistema simétrico | 25 |
| 1.6 NORMALIZACIÓN | 27 |
| 1.6.1 IEEE 519 | 28 |
| 1.6.2 IEEE 1159 | 32 |
| 1.6.3 IEEE 80 | 35 |
| 2. P.V.C. GERFOR S.A. INDUSTRIA DE TUBERÍAS PLÁSTICAS | 37 |
| 2.1 HISTORIA | 37 |
| 2.2 MISIÓN | 38 |
| 2.3 VISIÓN | 38 |
| 2.4 FILOSOFÍA | 39 |
| 2.5 PLANTA TUBO-SISTEMAS | 40 |
| 2.6 LEVANTAMIENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS | 42 |
| 2.7 DIAGRAMA UNIFILAR | 50 |
| 3. MEDICIONES REALIZADAS Y DATOS OBTENIDOS | 52 |
| 3.1 CRITERIOS TENIDOS EN CUENTA | 55 |
| 3.2 NECESIDADES PLANTEADAS POR LAS DIRECTIVAS DE GERFOR | 56 |
| 3.3 PROBLEMAS IDENTIFICADOS | 57 |
| 3.4 PRESENTACIÓN ESTADÍSTICA DE DATOS | 58 |
| 3.4.1 Armónicos (THDI y THDV) | 58 |

| | |
|---|-----|
| 3.4.2 Transitorios (Sag y Swell) | 71 |
| 3.4.3 Resistencia de Puesta a Tierra | 72 |
| 3.5 INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN | 76 |
| 3.6 DIAGNOSTICO A QUE SE LLEGA | 79 |
| 3.7 ACCIONES A SEGUIR | 81 |
| 3.8 EQUIPOS DE MEDICIÓN UTILIZADOS | 82 |
| 4. SUBPROYECTOS PLANTEADOS EN CALIDAD DE POTENCIA | 86 |
| 4.1 REDISTRIBUCIÓN DE CARGAS EN LOS TRANSFORMADORES DE LA PLANTA | 86 |
| 4.2 IDENTIFICACIÓN DE CELDAS, PROTECCIONES Y CIRCUITOS | 89 |
| 4.3 REPLANTEAMIENTO DE CAPACIDAD DE PROTECCIONES | 93 |
| 4.4 BALANCE DE CARGAS | 95 |
| 4.5 REDISEÑO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA | 96 |
| 5. DISEÑO MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA SUBESTACIÓN | 100 |
| 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 108 |
| BIBLIOGRAFÍA | 112 |
| ANEXOS | 115 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|------|
| Tabla 1. Principales fenómenos causados por disturbios electromagnéticos y clasificados por la IEC. | 15 |
| Tabla 2. IEEE 519 Límites en la Distorsión de la Corriente | 30 |
| Tabla 3. Límites de distorsión de Voltaje según IEEE 519. | 31 |
| Tabla 4. Categorías y características de los fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia. | 34 |
| Tabla 5. Líneas de tubería fabricadas por P.V.C. GERFOR y sus sellos de calidad. | 40 |
| Tabla 6. Transformadores de Potencia P.V.C. GERFOR S.A. | 41 |
| Tabla 7. Motores Principales P.V.C. GERFOR S.A. | 43 |
| Tabla 8. Variadores de velocidad máquinas Inyectoras. | 45 |
| Tabla 9. Variadores de velocidad máquinas extrusoras. | 47 |
| Tabla 10. Potencia y resistencias instaladas en el barril de las líneas de extrusión. | 49 |
| Tabla 11. Potencia y tipos de molde instalados en las líneas de extrusión. | 49 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 12. Potencia total de calefacción instalada en las líneas de extrusión. | 50 |
| Tabla 13. Valores promedio, máximo y mínimo de los parámetros eléctricos monitoreados con el analizador de redes en los Transformadores de P.V.C. GERFOR S.A. | 59 |
| Tabla 14. Corrientes, tensiones y porcentajes de distorsión de corriente y de voltaje registrados con la Pinza AEMC en el Transformador 1. | 61 |
| Tabla 15. Corrientes, tensiones y porcentajes de distorsión de corriente y de voltaje registrados con la Pinza AEMC en el Transformador 2. | 62 |
| Tabla 16. Corrientes, tensiones y porcentajes de distorsión de corriente y de voltaje registrados con la Pinza AEMC en los Equipos. | 63 |
| Tabla 17. Valores promedio, máximo y mínimo de los parámetros eléctricos monitoreados con el Analizador de Redes en el Totalizador de la sección de Inyección. | 72 |
| Tabla 18. Resistencia de Puesta a Tierra medida en el área de sistemas y el pararrayos. | 75 |
| Tabla 19. Valores de la constante del material Kf. | 102 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|------|
| Figura 1. Forma de onda de corriente y espectro armónico para un variador de velocidad. | 6 |
| Figura 2. Filtros Series. | 8 |
| Figura 3. Filtro Sintonizado Simple. | 10 |
| Figura 4. Filtro Pasa Altos. | 11 |
| Figura 5. Corriente transitoria de impulso por la caída de un rayo. | 14 |
| Figura 6. Corriente transitoria oscilatoria causada al maniobrar sucesivamente capacitores. | 16 |
| Figura 7. Forma de onda de un Sag. | 18 |
| Figura 8. Swell de tensión instantáneo causado por una falla sencilla línea a tierra. | 20 |
| Figura 9. Resistividad de un cubo de terreno de 1 m de lado. | 22 |
| Figura 10. Método de Wenner. Esquema de montaje. | 25 |
| Figura 11. Esquema de conexión del sistema simétrico. | 26 |
| Figura 12. Esquema de conexión método simplificado. | 73 |

| | |
|---|-----|
| Figura 13. Esquema de montaje del método de los tres puntos. | 73 |
| Figura 14. Esquema de montaje método de las placas. | 74 |
| Figura 15. Parte frontal del monitor de circuitos Power Logic 2350. | 83 |
| Figura 16. Pinza para medición de armónicos AEMC modelo 725. | 85 |
| Figura 17. Equipo para medición de resistencia a tierra KYORITSU modelo 4102. | 85 |
| Figura 18. Conductor sin conectar en la fase Z del Transformador 2. | 89 |
| Figura 19. Celdas de media tensión y transformadores. | 90 |
| Figura 20. Centro de control de motores bombas. | 90 |
| Figura 21. Protecciones tablero general de inyección. | 90 |
| Figura 22. Puente entre los bornes de neutro y tierra en los transformadores. | 97 |
| Figura 23. Conexión del borne de tierra de los transformadores, la malla de la subestación y el conductor de tierra de los tableros . | 97 |
| Figura 24. Barraje de tierra y neutro, tablero de distribución principal transformador 2. | 97 |
| Figura 25. Diseño malla de puesta a tierra para la subestación de P.V.C. GERFOR S.A. | 105 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág. |
|--|------|
| Anexo A. Diagrama Unifilar P.V.C. GERFOR S.A. | 115 |
| Anexo B. Registro de los parámetros eléctricos monitoreados con el analizador de redes en los transformadores de P.V.C. GERFOR | 116 |
| Anexo C. Frecuencia, corrientes, tensiones y factor de potencia registrados el 4 de mayo en el totalizador de la sección de Inyección. | 131 |
| Anexo D. Resumen de corto circuito en el P.C.C. para P.V.C. GERFOR suministrado por CODENSA S.A. ESP. | 140 |
| Anexo E. Gráficas de los parámetros eléctricos monitoreados en los transformadores y los equipos de P.V.C. GERFOR. | 141 |
| Anexo F. Diseño de las placas de identificación para celdas, tableros, protecciones y circuitos. | 164 |
| Anexo G. Plano localización general de la subestación. | 176 |

RESUMEN

El objetivo de este trabajo de grado es encontrar soluciones óptimas a los problemas de armónicos, transitorios electromagnéticos y el mal estado de las puestas a tierra, tanto en el aspecto técnico como en el económico en la planta de tubo-sistemas de la empresa P.V.C. GERFOR S.A., con el fin de mejorar la calidad de la potencia. Se realizó un levantamiento de información sobre las instalaciones eléctricas y los equipos pertenecientes a la empresa, y por medio de mediciones en tres campos específicos: armónicos, transitorios electromagnéticos y resistencia de puesta a tierra, se identificaron las causas de los problemas que afectan la calidad de potencia en la planta.

Se llegó a concluir y recomendar lo siguiente: los porcentajes de distorsión armónica establecidos por la norma IEEE 519 (Recomendaciones prácticas y requerimientos para el control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia) son superados en uno de los dos transformadores, mientras que en el otro se cumple con las disposiciones de la norma mencionada; por lo cual se recomienda redistribuir las cargas en los transformadores. Las instalaciones eléctricas de la planta no son afectadas por transitorios electromagnéticos, pues los porcentajes de variación del valor nominal de la tensión no superan los establecidos por la norma IEEE 1159 (Recomendaciones prácticas para el monitoreo de la calidad de la potencia eléctrica). Las conexiones de puesta a tierra en la subestación deben ser modificadas, pues no cumplen con las disposiciones de las normas IEEE 80 (Guía principal para la seguridad de puesta a tierra en subestaciones) y NTC 2050, que reglamentan este campo, razón por la cual se plantean soluciones para mejorarlas, incluyendo el diseño de una nueva malla de puesta a tierra para ser instalada en esta parte de la empresa.

INTRODUCCIÓN

El diseño de los sistemas eléctricos hasta mediados de los años ochenta centraba su mayor esfuerzo en mantener el factor de potencia en un valor adecuado, pues no existía ningún equipo que fuera generador significativo de armónicos ó perturbara los valores nominales de voltaje y corriente en las instalaciones comerciales e industriales. A finales de la década de los ochenta se introdujo el uso de los computadores y el desarrollo de los equipos de electrónica de potencia, lo cual implicó la aparición de formas de onda no sinusoidal y cambios repentinos en los valores nominales de la corriente y el voltaje por el consumo de estas nuevas cargas no lineales, para lo cual no fueron diseñados los sistemas de potencia, produciendo serios problemas de armónicos y transitorios en las redes del suministro de energía. Todo ésto condujo a la aparición del concepto de Calidad de la Potencia, el cual incluye las conexiones de puesta a tierra y por el cual las empresas del sector eléctrico se preocuparon por mantener las ondas de corriente y tensión libres de perturbaciones. Con este propósito, entidades nacionales e internacionales desarrollaron una serie de normas en las cuales se establecen recomendaciones en cuanto a los límites de variación para los valores nominales de la corriente y el voltaje, las técnicas para las conexiones de puesta a tierra y los porcentajes de distorsión armónica que pueden ser emitidos por los usuarios hacia las redes de las empresas suministradoras del servicio de energía y las condiciones en que estas empresas deben entregar las señales a los usuarios.

El interés por la calidad de potencia en el sector industrial ha adquirido importancia durante los últimos años. Lo demuestra la realización de cursos y seminarios en nuestro medio y la aparición de diversos artículos relacionados con la

problemática que una mala calidad de la potencia ocasiona. Entre los esfuerzos recientes por el tema, en el sector industrial, caben destacarse los siguientes proyectos de grado de la Universidad de la Salle: el de Diego Agudelo (1996) titulado “Desarrollo de modelos para el análisis y simulación del efecto de los armónicos en las instalaciones eléctricas industriales y de potencia”, “Investigación y análisis de los fenómenos eléctricos que se presentan en el sistema de puesta a tierra de los equipos del banco de la república” desarrollado (1999) por Nubia Lamprea. Infortunadamente estos trabajos tienen un enfoque general y el relacionado con un sector específico (ver “Optimización del funcionamiento de las instalaciones eléctricas en una planta de gaseosas y recomendaciones” de Sandra Gallego y Wilmar Torres, 1999) se concentra en sistemas de puesta a tierra.

En este trabajo de grado se presentan soluciones y recomendaciones que permitirán mejorar la calidad de la potencia en la planta de Tubo-sistemas de P.V.C. GERFOR S.A.. El trabajo presenta el levantamiento de las instalaciones eléctricas; las mediciones realizadas por medio de las cuales se determinó el estado en que se encuentra la calidad de la potencia en la empresa y el diagnóstico en cuanto a problemas y necesidades más relevantes se refiere.

Se trataron tres temas específicos relacionados con la calidad de la potencia: armónicos, transitorios electromagnéticos y el estado de las puestas a tierra y el pararrayos. El estudio se refirió a las instalaciones eléctricas en baja tensión de P.V.C. GERFOR y se adoptaron las recomendaciones establecidas por las normas internacionales IEEE 519, 1159 y 80, las cuales definen los requerimientos en cuanto a armónicos, transitorios (**sags y swell** de tensión) y las instalaciones de puesta a tierra, respectivamente.

El estudio se fijo los siguientes objetivos generales y específicos: encontrar soluciones óptimas que permitieran mejorar la calidad de la potencia eléctrica en la industria de plásticos, perturbada por la presencia de armónicos, transitorios

electromagnéticos, mal diseño y errónea operación de las puestas a tierra y las instalaciones de pararrayos. Además:

- Efectuar un levantamiento de información sobre las instalaciones y equipos presentes en la empresa P.V.C. GERFOR S.A.
- Realizar mediciones que permitieran identificar las causas de la deficiente calidad de la potencia eléctrica, mediante un procedimiento preestablecido.
- Plantear soluciones técnico-económicas con el propósito de optimizar las instalaciones y la operación de los procesos de la industria propuesta en el estudio.

Para cumplir con el propósito del trabajo, la metodología empleada consistió de lo siguiente: en una primera etapa se reunió y estudió la información de la planta, el proceso y los aspectos conceptuales de la calidad de la potencia; una segunda fase estableció los criterios a tener en cuenta en el trabajo y definió el programa de actividades a seguir. A continuación de esto se realizaron las mediciones relacionadas con los porcentajes de distorsión armónica, la aparición de **sags** y **swells** de tensión (transitorios electromagnéticos) y el valor de la resistencia de puesta a tierra. Reunida la información de la planta, se procedió al filtraje, procesamiento y análisis de la misma, trabajo que permitió hacer un diagnóstico de problemas y necesidades e identificar subproyectos encaminados a mejorar la calidad de potencia de la planta. En la parte final se elaboró la monografía.

1. GENERALIDADES

Todos los aspectos de la vida moderna y todos los estratos sociales están influenciados por los avances en los desarrollos científicos y tecnológicos. Uno de los más importantes en el último siglo ha sido el desarrollo de la electricidad, el cual ha estado íntimamente acompañado de los desarrollos en la electrónica. Es incuestionable que el mundo moderno gira gracias a la energía eléctrica y resulta difícil imaginar un desarrollo mundial sin ella.

Las aplicaciones eléctricas y electrónicas hacen parte de nuestra cultura tanto en lo cotidiano de nuestro hogar, como en nuestros sitios de trabajo, de reunión o de diversión: la iluminación residencial, pública o comercial, el motor eléctrico y sus múltiples aplicaciones industriales, residenciales urbanas o rurales: desde la licuadora, los procesos industriales de manufactura, el manejo del agua en un acueducto con motobombas, las rotativas de los periódicos, hasta la extracción de petróleo; la nevera, el congelador, el teléfono, el televisor, la radio, el computador, los parques de diversiones con todos sus juegos que giran gracias a la energía eléctrica.

En la última década ha irrumpido en el mundo el tema de la desregulación de los mercados de energía eléctrica. La desregulación significa menos normas, porque se cree en el mercado y la libre competencia; se busca mínima intervención del estado. Sin embargo, la intervención o regulación se da cuando no están dadas las condiciones. Regular, en el sentido económico, es encauzar actividades que desarrollan agentes por su propia iniciativa con propósitos de lucro. Es un instrumento de intervención estatal alternativo a la propiedad pública de las entidades prestadoras. En el caso colombiano, la Constitución permite que el

Estado sea igualmente prestador del servicio de energía, en condiciones de igualdad con los particulares, en forma que todos los prestadores están sometidos a la regulación, a la vigilancia y a las políticas de administración.

El nuevo esquema y la nueva regulación del mercado de la energía eléctrica en la gran mayoría de los países del mundo, implican un replanteamiento de la filosofía de prestación del servicio. La introducción de un ambiente de competencia y de figuras como la de los usuarios no regulados, significan que las condiciones en que se está dando la relación proveedor - usuario son mucho más exigentes para las empresas prestadoras del servicio, obligándolas a incentivar, en su ámbito institucional, una nueva cultura de servicio.

De hecho, se ha incrementado la importancia de un suministro de energía eléctrica basado en criterios que van más allá de la simple confiabilidad o continuidad, debido a la creciente vulnerabilidad de los procesos industriales, dependientes de equipos basados en microelectrónica, que son más susceptibles a diversos tipos de perturbación.

El nuevo concepto de Calidad de la Energía Eléctrica, que ha evolucionado en la última década a escala mundial, está relacionado con las perturbaciones electromagnéticas que pueden afectar las condiciones eléctricas de suministro (tensión y corriente) y ocasionar el mal funcionamiento o daño de procesos o equipos eléctricos o electrónicos.

Por otro lado, la competencia por los mercados de la energía eléctrica está haciendo cambiar las expectativas de los usuarios finales respecto a su proveedor. Además de la comodidad en precios más bajos, los usuarios comienzan a demandar un rango de servicios a la medida de sus necesidades particulares, incluyendo mejoras en la Calidad de la Energía Eléctrica. De hecho, la Calidad de la Energía Eléctrica puede ser una de las pocas formas en que el proveedor de

energía eléctrica puede diferenciar un kilovatio – hora de otro, y el usuario exigente considere el cambio a un proveedor que le garantice menos cortes de servicio y señales de potencia menos contaminadas.

Con base en los anteriores puntos de vista es posible conceptualizar la Calidad de la Energía Eléctrica como el grado de conformidad de los indicadores de las señales electromagnéticas, en un tiempo dado y en un punto específico; para cumplir con las necesidades de los usuarios y el marco regulatorio del país¹. Se divide, entonces, en dos grandes temas:

- La Calidad de la Potencia Eléctrica, la cual se refiere a las variaciones en la forma, frecuencia y amplitud de las señales de corriente y tensión².
- La Confiabilidad o Calidad del Servicio de Energía Eléctrica, la cual tiene que ver directamente con la Continuidad del Servicio.

1.1 LO ECONÓMICO, LO POLÍTICO Y LO SOCIAL EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La Calidad de la Potencia Eléctrica y la Confiabilidad se están convirtiendo cada vez más en una gran preocupación por las presiones ejercidas sobre los sistemas de potencia existentes y por las fuerzas de la desregulación del mercado. Una baja Calidad de la Energía Eléctrica causa problemas de índole económica, política o social en cualquier país del hemisferio.

Hay muchas causas naturales o errores humanos que pueden producir deficiencias en la Calidad: Unas son las Interferencias Electromagnéticas debidas

¹ CASAS OSPINA, Favio. Treinta preguntas básicas sobre calidad del servicio de electricidad (CASEL). En: Mundo Eléctrico Colombiano. Bogotá. Vol. 15, no. 44 (jul. – sep. 2001); p. 31.

² TORRES SÁNCHEZ, Horacio. Lo técnico y lo institucional en la calidad de la energía eléctrica. En: Simposio internacional sobre calidad de energía eléctrica. (2001 : Bogotá).

a rayos o a las mismas características no lineales de los modernos equipos basados en microelectrónica y las otras son las interrupciones del servicio, o mejor conocidos en el lenguaje popular como apagones que pueden ser debidos a sobrecarga en las redes de distribución, terremotos, animales, caídas de árboles, rayos. Los efectos son variados: desde pérdidas de alimentos congelados en un pequeño caserío o en una industria pesquera, pérdidas millonarias en un proceso de manufactura, o degradación, mal funcionamiento o falla de dispositivos, equipos o sistemas basados en microelectrónica como computadores, teléfonos, fax, televisores, equipos de comunicación, equipos de control.

Los rayos son la causa más significativa de las perturbaciones en los modernos sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica en el mundo. En los Estados Unidos, por ejemplo, los rayos representan el 57% de las causas de fallas en las líneas de transmisión. En Japón, los rayos causaron entre el 60 y 70% de las salidas de las líneas de transmisión entre 1966 y 1988. En Colombia, los rayos causaron el 47% (1996) y el 69% (1997) de las salidas de las líneas de transmisión de 230 y 500 kV³.

Es evidente que uno de los requerimientos fundamentales para que cualquier industria electrónica, de comunicaciones o de procesamiento de datos pueda surgir y ser competitiva, es su garantía de calidad.

La Compatibilidad Electromagnética de los equipos eléctricos es hoy en día, a escala mundial, una de las principales exigencias de calidad. La Unión Europea por ejemplo, ha establecido la denominada directiva de CEM, de obligatorio cumplimiento, que cubre un gran conjunto de sistemas y equipos eléctricos y electrónicos comercializados en su territorio. Por otra parte, la Comisión Federal de Comunicaciones (FCC) de los Estados Unidos, impone restricciones a las

³ Ibid., p. 6.

emisiones radiadas y conducidas de los dispositivos digitales que sean comercializados en dicho país.

1.2 CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA Y CONFIABILIDAD

Hacia la década de 1970, con el incremento en la utilización de equipos basados en microelectrónica, los cuales son cada vez más susceptibles y menos inmunes al entorno electromagnético, se incrementó el interés por las señales de tensión y corriente eléctrica; esto ha venido acompañado con el desarrollo de equipos de protección y una terminología especial para describir los fenómenos.

En las tres últimas décadas del siglo XX la academia, los fabricantes de dispositivos y equipos electrónicos y eléctricos, los usuarios y en general los comercializadores, generadores y distribuidores de energía eléctrica se preocuparon no solo por el tema de la confiabilidad, sino por la calidad de las señales de tensión y corriente. Se da, así, inicio a una acción agresiva para obtener una alta calidad de la potencia eléctrica y evitar así traumas en los procesos continuos de fabricación, y operación de instalaciones comerciales y equipos residenciales. Se acuña en la bibliografía técnica norteamérica el término Power Quality.

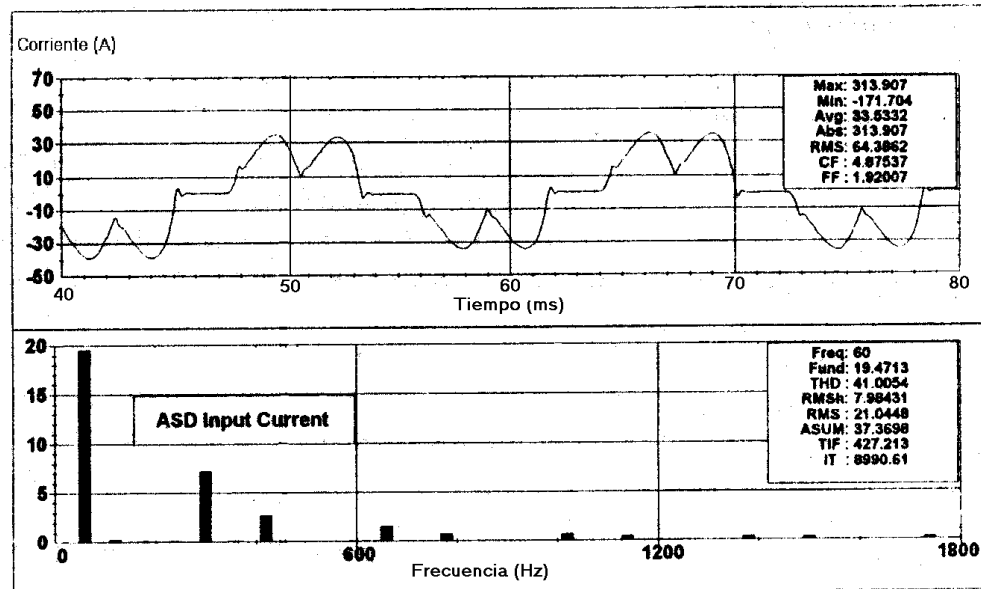
1.3 ARMÓNICOS

Los armónicos son voltajes o corrientes senoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia a la cual se ha previsto que opere el sistema de suministro (determinada como la *frecuencia fundamental*; usualmente es 50 ó 60 Hz)⁴. Las formas de onda distorsionadas pueden descomponerse debido a la suma de la frecuencia fundamental y los armónicos. La distorsión armónica es

⁴ DUGAN, Roger C. Electrical Power System Quality. New York: Mc Graw Hill, 1996. p. 24.

originada por los equipos y cargas de características no lineales en el sistema de potencia.

Figura 1. Forma de onda de corriente y espectro armónico para un variador de velocidad.



Los niveles de distorsión armónica son descritos por el espectro armónico completo con magnitudes y ángulos de fase para cada componente armónica individual. Esto es algo común en el uso de cantidades simples, la *Distorsión Armónica Total (THD)*, es una medida del valor efectivo de distorsión armónica. La figura 1 ilustra la forma de onda y el espectro armónico por una entrada de corriente típica en un variador de velocidad. Los niveles de distorsión de corriente pueden caracterizarse por un valor de THD, tal como se describió anteriormente, pero algunas veces esto puede ser engañoso. Por ejemplo, muchos variadores de velocidad presentan altos valores de THD en la corriente de entrada cuando ellos son operados a cargas muy altas. Esto no es necesariamente algo significativo porque la magnitud de la corriente armónica es baja, aunque su distorsión sea relativamente alta.

En pretexto de este asunto caracterizando corrientes armónicas en un modelo consistente, la norma IEEE 519-1992 define otro término, la *Distorsión Total de Demanda (TDD)*. Este término es lo mismo que la distorsión armónica total excepto porque la distorsión es expresada como un tanto por ciento la corriente de carga ó mejor como un porcentaje de la magnitud de la corriente fundamental. La norma IEEE 519-1992 proporciona normas para los niveles de distorsión armónica de corriente y voltaje en circuitos de distribución y transmisión.

1.3.1 Armónicos en los Sistemas Eléctricos. El comportamiento de los sistemas de potencia es determinado por todo el conjunto de los sistemas eléctricos desde el generador hasta el dispositivo eléctrico final. Este sistema puede ser dividido en dos componentes, el sistema eléctrico al interior de la industria y el sistema de potencia de la empresa suministradora de energía. Cada uno de ellos juega un papel importante en la correcta operación de los equipos electrónicos que hacen parte de los procesos al interior de la industria. Los problemas de potencia que se generen en cualquiera de los dos sistemas pueden impactar drásticamente la productividad en una industria determinada.

1.3.2 Consecuencias de los Armónicos. El crecimiento sostenido de consumos que incluyen convertidores estáticos y otros del tipo no-sinusoidal, unido al aumento de la utilización de bancos de condensadores de compensación del factor de potencia, aumenta las fuentes de distorsión o sus consecuencias negativas, tanto para el usuario como para la empresa responsable del suministro eléctrico.

Entre los problemas más frecuentes se pueden mencionar los siguientes:

- Destrucción de condensadores por sobretensión.
- Incendio de reactores por sobrecorriente.
- Falla de interruptores por aumento súbito de la corriente.

- Destrucción de cables por sobretensión.
- Operación incorrecta de relés de protección.
- Calentamiento de motores de inducción.
- Oscilaciones mecánicas en motores y generadores.
- Errores de medición de energía activa y reactiva.
- Interferencias con sistemas de comunicación.
- Aumento de pérdidas en conductores y máquinas eléctricas.

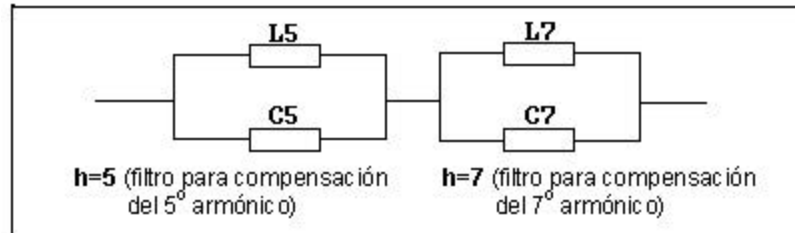
1.3.3 Filtros de Armónicos. El uso de filtros de armónicos en sistemas de potencia tiene dos objetivos: el principal es prevenir la entrada de corrientes y voltajes armónicos desde agentes contaminantes al resto del sistema; y proveer al sistema toda o parte de la potencia reactiva que éste necesita.

Los filtros de armónicos pueden ser, según el propósito particular que se persigue, de dos tipos:

- Filtros Series
- Filtros Shunt

Los **Filtros Series** impiden el paso de una frecuencia particular (armónica), desde el contaminante hacia alguna componente de la planta o parte del sistema de potencia, mediante la presencia de una gran impedancia serie a la frecuencia especificada. Estos constan de un inductor y un capacitor en paralelo que se posicionan en serie a la parte de la red que se desea proteger.

Figura 2. Filtros Series.



Los **Filtros Shunt** por su parte proveen un paso alternativo de muy baja impedancia para las corrientes armónicas, y consisten en una rama resonante serie compuesta por elementos RLC en conexión paralela con el sistema de alimentación.

A continuación se presentan ciertas desventajas del filtro serie respecto del filtro shunt.

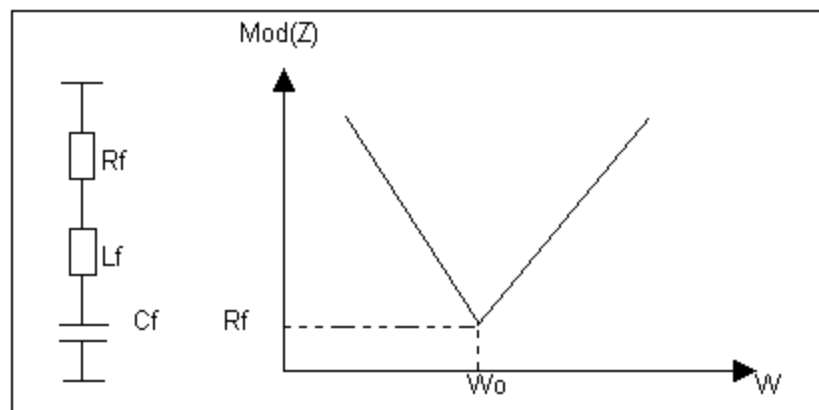
- El filtro serie debe ser capaz de soportar toda la corriente que proviene del sistema de alimentación y debe ser aislado en todas sus partes por la diferencia entre el voltaje total y tierra. El filtro shunt puede ser "aterrizado" y lleva sólo la corriente armónica a la que fue sintonizado más la corriente fundamental, que es mucho menor que la que circula por el circuito principal. Por esta razón, el filtro shunt es mucho más barato que uno serie de igual efectividad.
- Los filtros serie, aunque pueden evitar la entrada de armónicos a cierta parte de la red, no pueden impedir el paso de armónicos a la fuente de alimentación, porque la producción de armónicos por componentes contaminantes de la planta (como convertidores estáticos), son inherentes al funcionamiento de estos equipos.
- Finalmente, los filtros shunt tienen otra ventaja frente a los filtros series; y es que para frecuencia fundamental, los primeros proporcionan potencia reactiva al sistema, mientras los segundos consumen potencia reactiva.

Estas condiciones hacen del filtro tipo shunt, el único utilizado en los sistemas industriales en el lado AC de los convertidores estáticos.

Filtros Shunt Pasivos. Las configuraciones de filtros más utilizados corresponden a "Filtros Sintonizados Simples" y a los "Pasa Altos". Existe una gran variedad de configuraciones de filtros, pero persiguen las mismas características de la respuesta de la *impedancia versus frecuencia*, que los dos tipos de filtros ya mencionados; por lo que se analizarán en detalle sólo estos.

- **Filtro Sintonizado Simple.** El filtro sintonizado simple es utilizado para eliminar una armónica determinada; éste es uno de los más simples y consiste en un banco de condensadores conectado en serie con un inductor. La configuración de este filtro y su característica de impedancia se muestran en la figura 3.

Figura 3. Filtro Sintonizado Simple



La impedancia de la configuración del filtro sintonizado simple mostrada es:

$$Z = R_F + j \left(\omega L_F - \frac{1}{\omega C_F} \right)$$

Este filtro se sintoniza a la frecuencia de la armónica que se desea eliminar, lo que significa que para esta frecuencia, las reactancias de la inductancia y del condensador se hacen iguales y por lo tanto se anulan, entonces la impedancia que presentará el filtro para esta frecuencia es mínima (valor igual a la resistencia), y absorberá la mayor parte de la corriente armónica contaminante.

El factor de calidad del filtro, es el que determina la filiosidad de la característica de impedancia, y hace que ésta sea más o menos estrecha o abrupta.

Ventajas

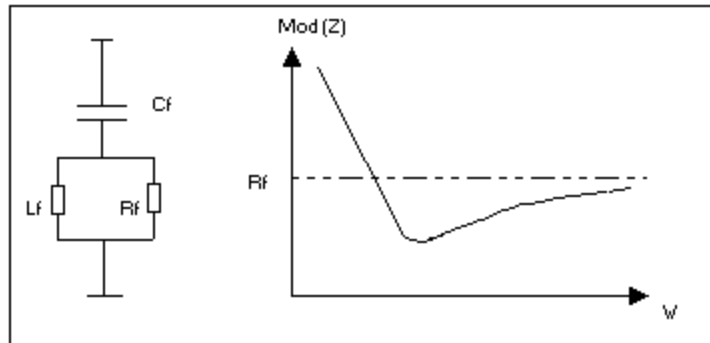
- Proporciona una máxima atenuación para una armónica individual.
- A frecuencia fundamental puede proporcionar la potencia reactiva requerida en la red.
- Tiene bajas pérdidas, las cuales están asociadas a la resistencia del inductor y la resistencia del filtro.

Desventajas

- Vulnerable a perturbaciones debido a tolerancias de elementos con la temperatura y/o variaciones de frecuencia fundamental.
- Interactúan con la red originando una resonancia paralela al igual que un banco de condensadores.

- **Filtro Pasa Altos.** El filtro pasa altos de uso más frecuente, dentro de los filtros de característica amortiguada, es el de segundo orden. Estos son utilizados para eliminar un amplio rango de frecuencias, y se emplean cuando los armónicos no tienen frecuencia fija, lo que sucede comúnmente en los cicloconvertidores. La configuración de este filtro se muestra en la figura 4.

Figura 4. Filtro Pasa Altos



La impedancia de este filtro viene dada por:

$$Z = \frac{1}{j\omega C_F} + \left(\frac{1}{R_F} + \frac{1}{j\omega L_F} \right)^{-1}$$

Este filtro, al igual que el sintonizado simple, se sintoniza a alguna frecuencia específica; pero debido a que posee una característica amortiguada producto de la resistencia en paralelo con la inductancia, presenta una baja impedancia para la frecuencia de sintonía y superiores a ésta. En otras palabras, absorbe corrientes armónicas (si existen) de frecuencias desde la de sintonía en adelante. Para frecuencias menores a la sintonía, el filtro presenta impedancias altas. El factor de calidad de este filtro es bajo (0.5-5), y al igual que el sintonizado simple, controla la característica de la impedancia.

Ventajas

- Atenúan un amplio espectro de armónicas de acuerdo a la elección del valor de la resistencia, sin la necesidad de subdivisión en ramas paralelas.
- Es muy robusto frente a perturbaciones comparado con el filtro sintonizado simple.

Desventajas

- Origina una frecuencia de resonancia paralela al interactuar con la red.
- Las pérdidas en la resistencia y en el inductor son generalmente altas.

Para alcanzar un nivel similar de filtrado (de una armónica específica), que el sintonizado simple, el filtro pasa altos necesita ser diseñado para una mayor potencia reactiva.

1.4 TRANSITORIOS

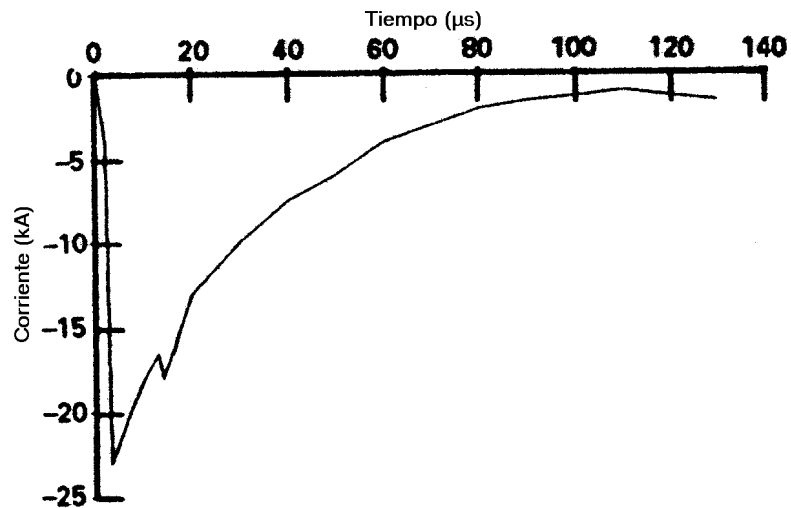
El término transitorio ha sido usado en el análisis de variaciones del sistema de potencia para denotar un evento que es indeseable pero de condición momentánea. La noción de un transitorio oscilatorio amortiguado la da una red RLC (resistencia, inductancia y capacitancia) esto probablemente piensan la mayor parte de los ingenieros en potencia cuando ellos escuchan la palabra transitorio.

Otra palabra de uso común que es a menudo considerada sinónimo de transitorio es *surge* (aumento, elevación). En redes de distribución se puede pensar que un surge es el transitorio resultante por la caída de un rayo, para lo cual se usa un descargador de sobretensión como protección. Frecuentemente los usuarios finales usan la palabra para describir las variaciones que observan en el suministro de potencia, sin distinguir si es por sags, por swells o por interrupciones. A causa de esto son muchas las equivocaciones potenciales con esta palabra en el campo de la calidad de la potencia.

Los transitorios pueden clasificarse en dos categorías, de impulso y oscilatorios. Estos términos reflejan las ondas perfiladas de un transitorio de corriente o voltaje.

1.4.1 Transitorios de Impulso. Un *transitorio de impulso* es un cambio repentino, a una frecuencia que no es la fundamental en condiciones de estado estable, de voltaje, corriente ó ambos y que es unidireccional en polaridad (ante todo cualquiera de los dos, positivo ó negativo). Los transitorios de impulso son normalmente caracterizados por sus tiempos de cresta y cola, que pueden también ser revelados por estos contenidos espectrales. Por ejemplo, un transitorio de impulso de $1.2 \times 50 \mu\text{s}$, 2000 V normalmente asciende desde cero hasta un valor pico de 2000 V en $1.2 \mu\text{s}$, luego decae hasta la mitad del valor pico en $50 \mu\text{s}$.

Figura 5. Corriente transitoria de impulso por la caída de un rayo.



La causa más común de los transitorios de impulso es el rayo. La Figura 5 ilustra la corriente típica de un transitorio de impulso causada por un rayo.

Los transitorios de impulso pueden excitar la frecuencia natural de los circuitos del sistema de potencia y producir transitorios oscilatorios.

1.4.2 Transitorios Oscilatorios. Un *transitorio oscilatorio* es un cambio repentino, a una frecuencia que no es la fundamental en condiciones de estado

estable, de voltaje, corriente ó ambos y que incluye valores de polaridad tanto positivos como negativos.

Un transitorio oscilatorio consiste de un voltaje o corriente cuyo valor instantáneo cambia rápidamente de polaridad. Esto es descrito por los contenidos espectrales (frecuencia predominante), duración, y magnitud. Las clases de contenido espectral definidas en la Tabla 1 son de alta, media y baja frecuencia. Los rangos de frecuencia para estas clasificaciones fueron seleccionados para coincidir con tipos comunes de fenómenos por transitorios oscilatorios en el sistema de potencia.

Los transitorios oscilatorios con una componente de frecuencia primaria mayor que 500 kHz y duración típica medida en microsegundos (o ciclos distintos de la frecuencia principal) son considerados *transitorios oscilatorios de alta frecuencia*. Estos transitorios son, a menudo, el resultado de la reacción de una red local a un transitorio de impulso.

Un transitorio con una componente de frecuencia primaria entre 5 y 500 kHz con duración medida en los diez microsegundos (o ciclos distintos de la frecuencia principal) es llamado un *transitorio de frecuencia media*.

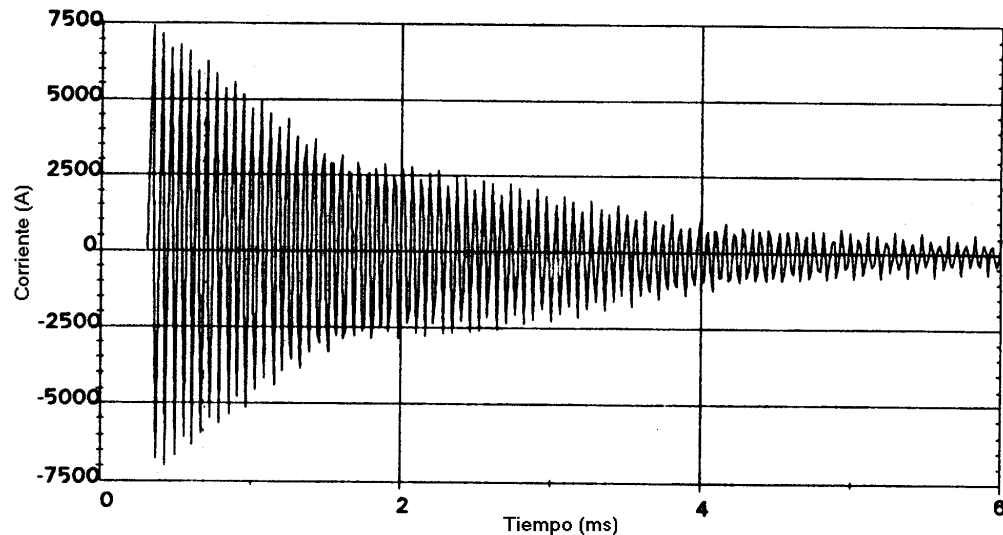
Tabla 1. Principales fenómenos causados por disturbios electromagnéticos y clasificados por la IEC.

| | |
|--|--|
| Fenómenos conducidos a baja frecuencia | Armónicos, interarmónicos |
| | Sistemas de señal (conductores de líneas de potencia) |
| | Fluctuaciones de líneas de Voltaje |
| | Interrupciones y dips de voltaje |
| | Voltaje desequilibrado |
| | Variaciones de frecuencia del sistema |
| | Voltajes inducidos a baja frecuencia de redes d.c. en a.c. |
| Fenómenos radiados a baja frecuencia | Campos magnéticos |
| | Campos eléctricos |
| Fenómenos conducidos a alta frecuencia | Voltajes o corrientes por ondas continuas inducidas(CW) |
| | Transitorios unidireccionales |
| | Transitorios oscilatorios |
| Fenómenos radiados a alta frecuencia | Campos magnéticos |
| | Campos eléctricos |
| | Campos electromagnéticos |
| | Ondas continuas |
| | Transitorios |
| Fenómenos de descarga electrostática (ESD) | |
| Pulso nuclear electromagnético (NEMP) | |

Fuente: DUGAN, Roger. Electrical power system quality.

En forma sucesiva a la energización de un capacitor resultan corrientes transitorias oscilatorias con frecuencias del orden de diez kilohertz; esto es ilustrado en la Figura 6.

Figura 6. Corriente transitoria oscilatoria causada al maniobrar sucesivamente capacitores.



Los transitorios de frecuencia media pueden originarse al estar un sistema respondiendo a un transitorio de impulso.

Un transitorio con una componente de frecuencia primaria menor que 5 kHz, y una duración de 3 a 5 ms, es considerado un *transitorio de baja frecuencia*.

Esta categoría de fenómeno es frecuentemente encontrada en los sistemas de subtransmisión y distribución de las empresas de servicios públicos y es causada por muchos tipos de eventos. Lo más frecuente es la energización de un banco de condensadores, de lo cual típicamente resulta un transitorio de voltaje oscilatorio con una frecuencia primaria entre 300 y 900 Hz.

1.4.3 Sag (dips). Un sag es una disminución entre 0.1 y 0.9 p.u. del voltaje o corriente r.m.s. a la frecuencia del sistema, con duración de 0.5 ciclos a 1 minuto.

En el campo de la Calidad de Potencia se ha usado el término *sag* por muchos años para describir una disminución en el voltaje de corta duración. Aunque el término no ha sido formalmente definido, este ha sido muy aceptado y usado por

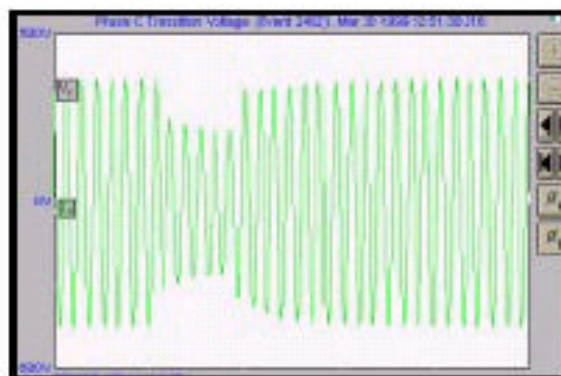
empresas de servicio público, fabricantes y los usuarios finales. La definición de la IEC para este fenómeno es *dip*. Los dos términos son considerados intercambiables, siendo *sag* el sinónimo más utilizado en nuestra comunidad.

El término *sag* es con frecuencia confuso, cuando es usado para describir la magnitud de un voltaje. Un “*sag* 20%” puede referirse a un *sag* el cual resulta en un voltaje de 0.8 p.u., ó 0.2 p.u. Cuando no se especifica de otro modo, un *sag* 20% podría ser considerado un evento durante el cual el voltaje r.m.s. disminuye 20%; es decir, a 0.8 p.u.

1.4.3.1 Causas de sag de voltaje. Los Sags son decrementos instantáneos (0.5-30 ciclos), momentáneos (30 ciclos-3 seg.) o temporales (3 seg.-1 min.)⁵ en la magnitud rms del voltaje, usualmente causados por fallas remotas (rayos, animales, etc.) en algún lugar sobre el sistema de potencia, pero también pueden ser causados por maniobra de grandes cargas o arranque de grandes motores al interior de la industria (Figura 7).

Los sags de voltaje son uno de los más importantes problemas de calidad de potencia que impacta a muchas de las industrias de nuestro medio.

Figura 7. Forma de onda de un Sag.



Los equipos actualmente usados en las plantas industriales modernas (controladores de procesos, PLC, variadores de velocidad, robótica, inversores) se están haciendo más sensibles a los sags de voltaje a medida que la complejidad de estos equipos aumenta. Aún los relés y contactores que hacen parte de los arrancadores de motores pueden ser sensibles a los sags de voltaje resultando en paros no programados los procesos.

1.4.3.2 Sensibilidad de las cargas a sags de voltaje. Los sags de voltaje no son un problema a menos que ellos causen una mala operación en los equipos. Esto depende de la sensibilidad del equipo a los eventos de sags de voltaje (Ride trough Characteristics). Las cargas importantes que pueden ser impactadas por sags incluyen:

- Motores, elementos calentadores y otras cargas trifásicas que pueden estar conectadas directamente al barraje de bajo voltaje.
- Variadores de velocidad y otros dispositivos electrónicos de potencia que usan potencia trifásica.
- Iluminación que a menudo utiliza conexión monofásica.
- Dispositivos de control como computadoras, contactores. Los controladores lógicos programables PLC son a menudo alimentados a través de transformadores de control monofásicos.

Diferentes categorías de equipos y aun diferentes marcas de equipos dentro de la misma categoría (ejemplo, dos modelos diferentes de variadores de velocidad) tienen significativamente diferentes sensibilidades a los sags de voltaje. Esto hace difícil desarrollar una única norma o estándar que defina la sensibilidad del equipo de un proceso industrial.

⁵ IEEE 1159. Recomendaciones prácticas para el monitoreo de la calidad de la potencia eléctrica. Nueva York: IEEE, 1995.

1.4.4 Swell. Un Swell es definido como un incremento entre 1.1 y 1.8 p.u. en el voltaje o corriente r.m.s. a la frecuencia del sistema con duración de 0.5 ciclos a 1 minuto.

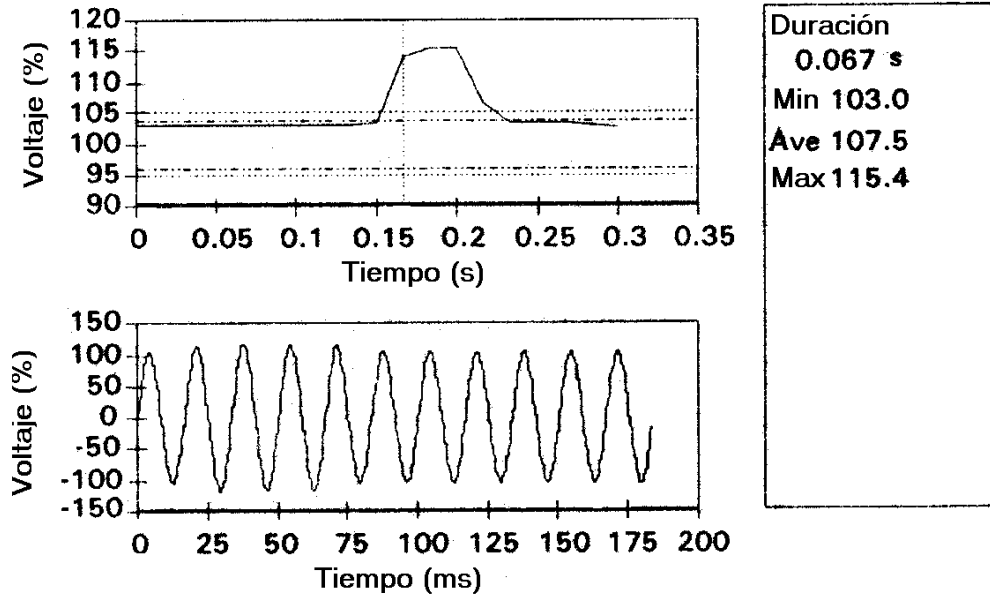
Como con los sags, los swells son usualmente asociados con condiciones de falla del sistema, pero ellos no son tan comunes como los sags. Una forma en que puede ocurrir un swell es la subida temporal del voltaje nominal en las fases durante una falla línea-tierra. La figura 8 ilustra un swell de voltaje causado por una falla línea-tierra. Los Swells pueden ser causados por desconectar el interruptor de una carga grande o por la energización de un gran banco de condensadores.

Los swell son caracterizados por su magnitud (valor rms) y duración. La magnitud de un swell de voltaje durante una condición de falla es una función de la localización de la falla, la impedancia del sistema y la tierra. Sobre un sistema sin tierra, con una impedancia de secuencia cero infinita, el voltaje de la línea a tierra sobre las fases sin aterrizar será de 1.73 por unidad durante una condición de falla línea-tierra.

Cerca de la subestación sobre un sistema a tierra, habrá poco o ningún incremento sobre las fases sin falla porque el transformador de la subestación es comúnmente conectado en Δ - Δ , proporcionando una baja impedancia de secuencia cero al camino de la corriente de falla.

Figura 8. Swell de tensión instantáneo causado por una falla sencilla línea a tierra.

Voltaje Fase A
Variación RMS



El término *sobrevoltaje momentáneo* es usado por algunos escritores como un sinónimo del término *swell*.

1.5 PUESTA A TIERRA

La *Puesta a tierra en instalaciones eléctricas*, se considera una protección para las personas y los bienes al desviar a tierra corrientes de defecto debidas a sobrecargas o de origen atmosférico que sin ella dañarían las instalaciones eléctricas y podrían ser perjudiciales para las personas.

1.5.1 Objeto de la Puesta a Tierra. Las puestas a tierra se establecen con el objetivo principal de limitar la tensión que con respecto a tierra pueden presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.

1.5.2 Definición de Puesta a Tierra. La denominación puesta a tierra comprende toda aligazón metálica directa sin fusibles ni protección alguna, de sección suficiente entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo, con el objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno, no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falla o las de descargas de origen atmosférico.

1.5.3 El concepto de resistencia a tierra. De acuerdo con el diccionario IEEE (std. 100-1977) la resistencia a tierra es la que existe entre el electrodo de la toma de tierra que se desea considerar y otro electrodo lejano de resistencia cero. Por lejano se entiende que está a una distancia tal que la resistencia mutua de los electrodos considerados (cambio de voltaje producido en un electrodo por la circulación de un Amperio de corriente directa en el otro) es esencialmente cero.

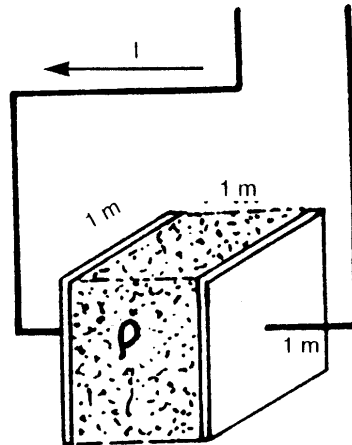
1.5.4 Resistividad del terreno. Analizando el objeto y la definición de puesta a tierra, se puede observar que los elementos más importantes que garantizan una buena puesta a tierra son las ligazones metálicas⁶ directas entre determinadas partes de una instalación, el electrodo o electrodos en contacto permanente con el terreno y una buena resistividad del terreno.

Para conocer el comportamiento del terreno tendremos que estudiarlo desde el punto de vista eléctrico, como elemento encargado de disipar las corrientes de defecto que llegan a través de los electrodos; es decir, debemos conocer la resistividad.

⁶ TOLEDANO GASCA, José et al. Puesta a tierra en edificios y en instalaciones eléctricas. España: Paraninfo, 1997, p. 3.

La resistividad del terreno es la resistencia que presenta al paso de la corriente un cubo de terreno de 1 metro de arista. Se mide en $\Omega \cdot m$ y se representa con la letra ρ (Figura 9).

Figura 9. Resistividad de un cubo de terreno de 1 m de lado



$$\text{Dimensiones de } \rho: \quad R = \rho \frac{l}{S}; \quad \rho = \frac{R \times S}{l} \left(\frac{\Omega m^2}{m} \right) = \Omega m$$

$$\text{Para un cubo de 1 m de lado:} \quad R(\Omega) = \rho \frac{l(m)}{S(m^2)} = \rho \frac{1(m)}{(1 \times 1)m^2} = \frac{\rho}{1m}$$

$$\text{despejando } \rho; \quad \rho = R (\Omega m)$$

R = Resistencia en (Ω)

ρ = Resistividad en (Ωm)

l = Longitud en (m)

S = Sección en (m^2)

La resistividad del terreno depende de su naturaleza, estratigrafía (capas de distinta composición), contenido de humedad, salinidad y temperatura. La resistividad de un terreno se ve afectada por las variaciones estacionales.

Por otro lado, a medida que aumenta el tamaño de las partículas aumenta el valor de la resistividad, por ello la grava tiene mayor resistividad que la arena, y ésta mayor resistividad que la arcilla. La resistividad se ve asimismo afectada por el grado de compactación, disminuyendo al aumentar ésta.

Debido a la no uniformidad de sus diferentes capas, cuando queremos determinar la resistividad en un punto del terreno, por medio de un método de medida, lo que determinamos es la resistividad medida de las capas comprendidas entre la superficie y una cierta profundidad, que a veces se denomina resistividad aparente ρ_a .

1.5.5 Métodos de medida de la resistividad de los terrenos. Hay que medir la resistencia de puesta a tierra de una instalación, y por lo tanto el valor de la resistividad del terreno, antes de dar el visto bueno de la instalación, pero también hay que comprobarla periódicamente en la época más desfavorable.

Si conocemos el valor de la resistividad del terreno con anterioridad a instalar o decidir el tipo de electrodo que vamos a utilizar, tendremos la ventaja de elegir el sistema que técnico-económicamente pueda ser más rentable.

Existen varios métodos para calcular la resistividad del terreno entre los cuales se destacan los dos siguientes:

- **Método de Wenner.**
- **Sistema simétrico.**

En cualquiera de los dos métodos, que se describen a continuación, el material necesario para hacer las mediciones es el siguiente:

- ◆ Instrumento de medida de resistividades de cuatro bornes.
- ◆ Cuatro picas para utilizarlas de electrodos.

- ◆ Cuatro cables aislados para conectar las picas a los bornes del aparato de medida, de una sección mínima de 1.5 mm².

El valor que se obtiene al medir la resistividad de un terreno es una resistividad media o resistividad aparente, pero que es el valor que nosotros necesitamos conocer del terreno, y que dependerá de la resistividad de los diferentes estratos y del espesor de cada uno de ellos.

1.5.5.1 Método de Wenner. Este método consiste en calcular la resistividad aparente del terreno colocando los cuatro electrodos, o picas, a distancias iguales, simétricamente separados de un punto central 0 debajo del cual queremos medir la resistividad del terreno.

El espesor de la capa de terreno de la que estamos midiendo la resistividad es directamente proporcional a la separación entre picas, como se puede apreciar en

la figura 10, y su valor es:

$$h = \frac{3}{4}a$$

donde:

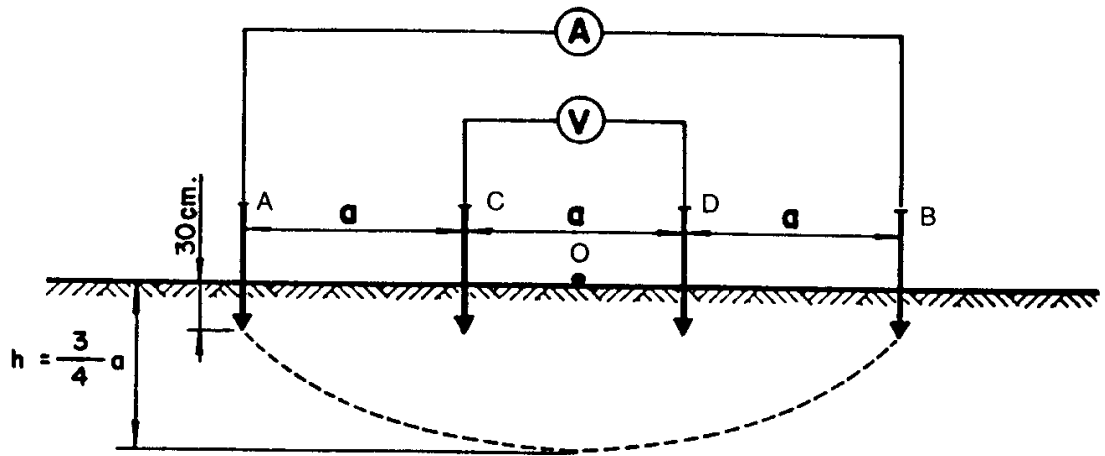
h = profundidad para la medida de la resistividad media.

a = separación entre electrodos.

Al introducir una intensidad **I** en el terreno a través de los electrodos de intensidad A y B, aparecerá en los electrodos de tensión C y D una diferencia de potencial **V** que mediremos con el aparato.

El medidor tiene una resistencia variable en su interior que es la que varía la intensidad **I** que se introduce en el terreno. El medidor también registra la tensión **V** que se detecta entre los bornes de tensión (Figura 10).

Figura 10. Método de Wenner. Esquema de montaje.



La relación entre la V y la I es el valor de la resistencia variable que se registra en el medidor:

$$R = \frac{V}{I}$$

El valor de la resistividad aparente para un estrato de espesor h será:

$$r_a = \frac{2\rho a V}{I} \quad ; \quad \text{como } R = \frac{V}{I} \quad r_a = 2\rho a R$$

y como $h = \frac{3}{4} a$ $r_a = \frac{8}{3} \rho h R$

Con este método y este cálculo hemos obtenido el valor de la resistividad media de todas las capas del terreno entre la superficie y una profundidad h .

1.5.5.2 Sistema simétrico. Es una variante del método de Wenner que se utiliza cuando las picas auxiliares no pueden clavarse a intervalos regulares.

Se utilizan dos picas de intensidad y dos de tensión que se conectan a los cuatro bornes del aparato. Las picas de intensidad serán las exteriores y las de tensión las interiores.

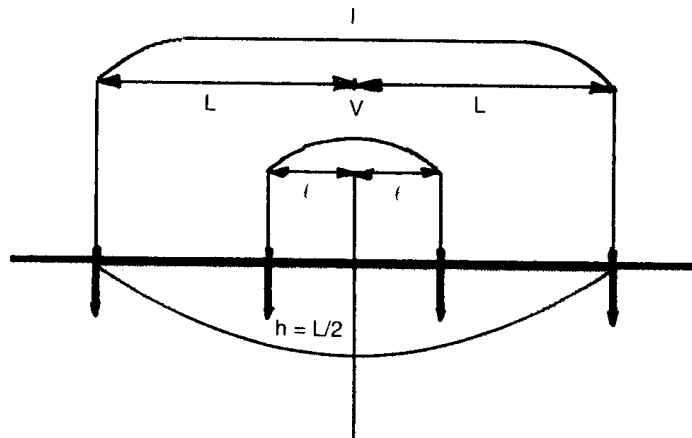
Según se aprecia en la figura 11, las cuatro picas auxiliares se colocan simétricamente respecto de un punto 0 que se sitúa en el centro de la medida. El valor de la resistividad que se obtiene con esta medida será la del estrato de terreno que está debajo del punto 0.

La relación entre la distancia de los electrodos de intensidad y la profundidad o estrato de terreno a la cual se está midiendo la resistividad aparente es:

$$h = \frac{L}{2}$$

Al igual que en el método anterior, se irán separando los electrodos de intensidad, y por lo tanto aumentando la distancia L y así conoceremos el valor de la resistividad a una profundidad h mayor.

Figura 11. Esquema de conexión del sistema simétrico.



El valor de la resistividad aparente se obtiene por medio de la siguiente fórmula:

$$r_a = \frac{\rho(L^2 - l^2)}{2l} R$$

El valor de R se obtiene igual que en el método de Wenner por lectura en el voltímetro y amperímetro, siendo la relación entre la tensión y la intensidad:

$$R = \frac{V}{I}$$

Si las picas auxiliares no se pueden clavar en el terreno por su dureza o por ser terrenos pedregosos, o suelos artificiales de hormigón o similar, se colocarán las picas tumbadas en el suelo sobre bayetas húmedas y después regadas abundantemente. Los valores medidos de la resistividad que se obtienen son muy similares a los que se obtendrían si se clavaran las picas.

Este sistema es muy utilizado para la medida de la resistencia del electrodo de tierra en edificaciones de las ciudades donde es casi imposible clavar picas en las calles o en las aceras.

1.6 NORMALIZACIÓN

Desde la década de los 80 con el incremento en el uso de instrumentos de electrónica de potencia en las plantas industriales, se despertó el interés de conservar las condiciones en las señales de corriente y voltaje. Entidades nacionales e internacionales definieron normas en las cuales se establecen recomendaciones y requerimientos para el control de armónicos y la variación de los valores nominales de la corriente y el voltaje. En este trabajo se adoptaron las normas internacionales de la IEEE que definen parámetros relacionados con los temas en estudio. En cuanto a las normas nacionales, la resolución 070 de la CREG del año 98 establece el reglamento de distribución de energía eléctrica, como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional, en ella se define que los límites de distorsión armónica para los usuarios y las empresas suministradoras del servicio de energía, no deben sobrepasar los establecidos en la norma IEEE 519; por esta razón, en este trabajo solo se presentan los límites y requerimientos establecidos en las normas internacionales descritas a continuación.

1.6.1 IEEE 519: Recomendaciones Prácticas y Requerimientos para el Control de Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia. El aumento en el uso de convertidores estáticos, tanto en equipos de control industrial como en aplicaciones domésticas, combinado con el aumento en el uso de los condensadores para el mejoramiento del factor de potencia, han creado problemas generalizados. Debido a lo extenso de estos problemas, ha sido necesario desarrollar técnicas y lineamientos para la instalación de equipos y control de armónicos. Este segmento discute esos lineamientos y su importancia en el diseño de sistemas.

Las normas estadounidenses con respecto a los armónicos han sido agrupadas por la IEEE en la norma 519: IEEE Recomendaciones Prácticas y Requerimientos para el Control de armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia. Existe un efecto combinado de todas las cargas no lineales sobre el sistema de distribución la cual tienen una capacidad limitada para absorber corrientes armónicas. Adicionalmente, las compañías de distribución tienen la responsabilidad de proveer alta calidad de abastecimiento en lo que respecta al nivel del voltaje y su forma de onda. IEEE 519 hace referencia no solo al nivel absoluto de armónicos producido por una fuente individual sino también a su magnitud con respecto a la red de abastecimiento.

El propósito de la IEEE 519 es el de recomendar límites en la distorsión armónica según dos criterios distintos, específicamente:

1. Existe una limitación sobre la cantidad de corriente armónica que un consumidor puede inyectar en la red de distribución eléctrica.
2. Se establece una limitación en el nivel de voltaje armónico que una compañía de distribución de electricidad puede suministrar al consumidor.

1.6.1.1 Lineamientos para Clientes Individuales. El límite primario de los clientes individuales es la cantidad de corriente armónica que ellos pueden

inyectar en la red de distribución. Los límites de corriente se basan en el tamaño del consumidor con respecto al sistema de distribución. Los clientes más grandes se restringen más que los clientes pequeños. El tamaño relativo de la carga con respecto a la fuente se define como la relación de cortocircuito (SCR), en el punto de acoplamiento común (PCC), que es donde la carga del consumidor se conecta con otras cargas en el sistema de potencia. El tamaño del consumidor es definido por la corriente total de frecuencia fundamental en la carga, I_L , que incluye todas las cargas lineales y no lineales. El tamaño del sistema de abastecimiento es definido por el nivel de la corriente de cortocircuito, I_{sc} , en el PCC. Estas dos corrientes definen el SCR:

$$SCR = \frac{\text{cortocircuitoMVA}}{\text{cargaMVA}} = \frac{I_{sc}}{I_L}$$

Una relación alta significa que la carga es relativamente pequeña y que los límites aplicables no serán tan estrictos como los que corresponden cuando la relación es mas baja. Esto se observa en la tabla 2, donde se recomiendan los niveles máximos de distorsión armónica en función del valor de SCR y el orden de la armónica. La tabla también identifica niveles totales de distorsión armónica. Todos los valores de distorsión de corriente se dan en base a la máxima corriente de carga (demanda). La distorsión total está en términos de la distorsión total de la demanda (TDD) en vez del término más común THD.

La tabla 2 muestra los límites de corriente para componentes de armónicas individuales así como también la distorsión armónica total. Por ejemplo un consumidor con un SCR entre 50 y 100 tiene un límite recomendado de 12.0% para TDD, mientras que para componentes armónicas impares individuales menores a 11, el límite es del 10%.

Tabla 2. IEEE 519 Límites en la Distorsión de la Corriente.

| Límites de Corriente Armónica para Carga no lineal en el Punto Común de acoplamiento con Otras Cargas, para voltajes entre 120 - 69,000 voltios. | | | | | | |
|---|---------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------|------------|
| Máxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente, en % del Armónico fundamental | | | | | | |
| ISC/L | <11 | 11£h<17 | 17£h<23 | 23£h<35 | 35£h | TDD |
| <20* | 4.0 | 2.0 | 1.5 | 0.6 | 0.3 | 5.0 |
| 20<50 | 7.0 | 3.5 | 2.5 | 1.0 | 0.5 | 8.0 |
| 50<100 | 10.0 | 4.5 | 4.0 | 1.5 | 0.7 | 12.0 |
| 100<1000 | 12.0 | 5.5 | 5.0 | 2.0 | 1.0 | 15.0 |
| >1000 | 15.0 | 7.0 | 6.0 | 2.5 | 1.4 | 20.0 |
| Límites de Corriente Armónica para Carga no lineal en el Punto Común de acoplamiento con Otras Cargas, para voltajes entre 69,000 - 161,000 voltios. | | | | | | |
| Máxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente, en % del Armónico fundamental | | | | | | |
| ISC/L | <11 | 11£h<17 | 17£h<23 | 23£h<35 | 35£h | TDD |
| <20* | 2.0 | 1.0 | 0.75 | 0.3 | 0.15 | 2.5 |
| 20<50 | 3.5 | 1.75 | 1.25 | 0.5 | 0.25 | 4.0 |
| 50<100 | 5.0 | 2.25 | 2.0 | 0.75 | 0.35 | 6.0 |
| 100<1000 | 6.0 | 2.75 | 2.5 | 1.0 | 0.5 | 7.5 |
| >1000 | 7.5 | 3.5 | 3.0 | 1.25 | 0.7 | 10.0 |
| Límites de Corriente Armónica para Carga no lineal en el Punto Común de acoplamiento con Otras Cargas, para voltajes > 161,000 voltios. | | | | | | |
| Máxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente, en % del Armónico fundamental | | | | | | |
| ISC/L | <11 | 11£h<17 | 17£h<23 | 23£h<35 | 35£h | TDD |
| <50 | 2.0 | 1.0 | 0.75 | 0.30 | 0.15 | 2.5 |

| | | | | | | |
|---|-----|-----|------|------|------|------|
| =50 | 3.0 | 1.5 | 1.15 | 0.45 | 0.22 | 3.75 |
| Los armónicos pares se limitan al 25% de los límites de los armónicos impares mostrados anteriormente | | | | | | |
| * Todo equipo de generación se limita a estos valores independientemente del valor de I_{sc}/I_L que presente | | | | | | |
| Donde I_{sc} = Corriente máxima de cortocircuito en el punto de acoplamiento común. | | | | | | |
| I_L = Máxima demanda de la corriente de carga (a frecuencia fundamental) en el punto de acoplamiento común. | | | | | | |
| TDD = Distorsión total de la demanda (RSS) en % de la demanda máxima . | | | | | | |

Fuente: IEEE 519. Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power system.

Es importante notar que la Tabla 2 muestra únicamente los límites para armónicos impares. IEEE 519 da lineamientos para los armónicos pares limitándolos al 25% de los impares, dentro de la misma gama. El armónico par es el resultado de una onda de corriente asimétrica (con forma diferente a la positiva y negativa) que puede contener componentes DC que saturarán los núcleos magnéticos.

1.6.1.2 Los lineamientos para las compañías de electricidad. El segundo conjunto de criterios establecido por IEEE 519 se refiere a los límites de distorsión del voltaje. Estos rigen la cantidad de distorsión aceptable en el voltaje que entrega la compañía de electricidad en el PCC de un consumidor. Los límites armónicos de voltaje recomendados se basan en niveles lo suficientemente pequeños como para garantizar que el equipo de los suscriptores opere satisfactoriamente. La Tabla 3 enumera los límites de distorsión armónica de voltaje según IEEE 519.

Tabla 3. Límites de distorsión de Voltaje según IEEE 519

| Voltaje de barra en el punto de acoplamiento común | Distorsión individual de Voltaje (%) | Distorsión total del voltaje THD (%) |
|---|---|---|
| Hasta 69 KV | 3.0 | 5.0 |
| De 69 KV a 137.9 KV | 1.5 | 2.5 |
| 138 KV y más | 1.0 | 1.5 |

Nota: Los sistemas de alto voltaje pueden llegar hasta un 2.0% en THD cuando lo que causa es un alto voltaje terminal DC, el cual podría ser atenuado.

Fuente: IEEE 519. Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power system.

Como es común, los límites se imponen sobre componentes individuales y sobre la distorsión total para la combinación de todos los voltajes armónicos (THD). Lo diferente en esta tabla, sin embargo, es que se muestran tres límites diferentes. Ellos representan tres clases de voltaje; = 69 KV, de 69 a 137.9 KV, y = 138 KV. Observe que los límites disminuyen cuando el voltaje aumenta, al igual que para los límites de corrientes.

Los armónicos pares individuales se limitan a un 25% de los límites armónicas impares, al igual que sucede con las corrientes.

Es muy común que los alimentadores de las compañías de electricidad alimenten a más de un consumidor. Los límites de distorsión de voltaje mostrados en la tabla no deberían excederse mientras todos los consumidores conectados no superen los límites de inyección de corriente. Cualquier consumidor que degrade el voltaje en el PCC deberá corregir el problema. Sin embargo, el problema de distorsión de voltaje es uno para la comunidad entera de consumidores en la actualidad.

1.6.2 IEEE 1159: Recomendaciones prácticas para el monitoreo de la calidad de la potencia eléctrica. La tabla 4 muestra la categorización de los fenómenos electromagnéticos usados en el campo de la calidad de la potencia. Los fenómenos listados en la tabla se describen por un listado adicional de atributos apropiados.

Para fenómenos de estado estable, los siguientes atributos pueden ser usados:

- Amplitud
- Frecuencia
- Espectro
- Modulación
- Impedancia de la fuente
- Profundidad de dentado
- Área de dentado

Para fenómenos de estado no estable, otros atributos pueden ser requeridos:

- Relación de subida
- Amplitud
- Duración
- Espectro
- Frecuencia
- Relación de ocurrencia
- Energía potencial
- Impedancia de la fuente

La tabla 4 suministra información en cuanto a un contenido espectral típico, duración, y magnitud donde es apropiado para cada categoría de fenómeno

electromagnético⁷. Las categorías mostradas en la tabla 4, cuando se usan con los atributos mencionados anteriormente, proporcionan un medio para describir claramente un disturbio electromagnético. Estas categorías y descripciones son importantes en el orden que pueden clasificar los resultados de las mediciones y describir los fenómenos electromagnéticos que pueden causar problemas en la calidad de la potencia.

Tabla 4. Categorías y características de los fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia.

| Categorías | Contenido espectral típico | Duración típica | Magnitud del voltaje típico |
|-----------------------------------|----------------------------|------------------|-----------------------------|
| 1.0 Transitorios | | | |
| 1.1 Impulso | | | |
| 1.1.1 Nanosegundos | 5 ns de subida | < 50 ns | |
| 1.1.2 Microsegundos | 1 μ s de subida | 50 ns - 1 ms | |
| 1.1.3 Milisegundos | 0,1 ms de subida | > 1 ms | |
| 1.2 Oscilaciones | | | |
| 1.2.1 Baja frecuencia | < 5 kHz | 0,3 - 50 ms | 0-4 pu |
| 1.2.2 Media frecuencia | 5-500 kHz | 20 μ s | 0-8 pu |
| 1.2.3 Alta frecuencia | 0,5-5 MHz | 5 μ s | 0-4 pu |
| 2.0 Variaciones de corta duración | | | |
| 2.1 Instantáneas | | | |
| 2.1.1 Sag | | 0,5 - 30 ciclos | 0,1-0,9 pu |
| 2.1.2 Swell | | 0,5 - 30 ciclos | 1,1-1,8 pu |
| 2.2 Momentánea | | | |
| 2.2.1 Interrupción | | 0,5 ciclos - 3 s | < 0,1 pu |
| 2.2.2 Sag | | 30 ciclos - 3 s | 0,1-0,9 pu |
| 2.2.3 Swell | | 30 ciclos - 3 s | 1,1-1,4 pu |
| 2.3 Temporales | | | |
| 2.3.1 Interrupción | | 3 s - 1 m | < 0,1 pu |
| 2.3.2 Sag | | 3 s - 1 m | 0,1-0,9 pu |
| 2.3.3 Swell | | 3 s - 1 m | 1,1-1,2 pu |
| 3.0 Variaciones de larga duración | | | |
| 3.1 Interrupción sostenida | | > 1 m | 0-0 pu |
| 3.2 Subvoltaje | | > 1 m | 0,8-0,9 pu |
| 3.3 Sobrevoltaje | | > 1 m | 1,1-1,2 pu |
| 4.0 Desbalance de voltajes | | Estado estable | 0,5-2 % |

⁷ DUGAN, Op. cit., p. 11.

| | | | |
|------------------------------------|---------------|----------------|---------|
| 5.0 Distorsión en la forma de onda | | | |
| 5.1 offset DC | | Estado estable | 0-0,1 % |
| 5.2 Armónicos | 0-100th h | Estado estable | 0-20 % |
| 5.3 Interarmónicos | 0,6 kHz | Estado estable | 0-2 % |
| 5.4 Muestras | | Estado estable | |
| 5.5 Ruido | Banda - Ancha | Estado estable | 0-1 % |
| 6.0 Fluctuaciones de voltaje | < 25 Hz | Intermitente | 0,1-7 % |
| 7.0 Variaciones de frecuencia | | < 10 s | |

Fuente: IEEE 1159. Recommended practices for monitoring electric power quality.

1.6.3 IEEE 80: Guía principal para la seguridad de puesta a tierra en subestaciones. Esta norma define los conceptos básicos y el procedimiento que se debe seguir en el diseño de una malla de puesta a tierra; las disposiciones de esta norma, serán aplicadas en el calculo de la malla de puesta a tierra para la subestación de la empresa P.V.C. GERFOR S.A.

Según la norma IEEE 80, existen dos razones principales para diseñar un sistema de puesta a tierra. Estas razones son:

1. Proveer una solución para disipar las corrientes eléctricas entre la tierra sin exceder los límites de operación del equipo.
2. Asegurar que una persona cercana al sistema de tierra no sea expuesta al riesgo de un choque eléctrico crítico.

Los procedimientos de diseño descritos por la norma IEEE 80, están basados en proporcionar seguridad por los peligrosos voltajes internos de paso y de toque, y son limitados al área interior e inmediatamente adyacente a la subestación. Los potenciales que determinan un diseño seguro incluyen voltaje de paso, voltaje de toque, voltaje de malla y transferencia de voltaje. Estos voltajes son definidos según la norma IEEE 80 de la siguiente manera:

- **Voltaje de paso (E_s):** Es la diferencia de potencial en la superficie experimentada por una persona a una distancia de 1 m entre los pies, sin tener contacto con algún otro objeto a tierra.

- **Voltaje de toque (E_t):** Es la diferencia entre el potencial de tierra y el potencial en el punto donde la persona esta de pie, mientras al mismo tiempo tiene una mano en contacto con la estructura a tierra.
- **Voltaje de malla (M_e):** Es el máximo voltaje de toque encontrado entre la red y una malla a tierra.
- **Transferencia de voltaje (E_{ttrd}):** Es un caso especial de voltaje de toque donde el voltaje es transferido dentro o fuera de la subestación.

Procedimiento de diseño. El procedimiento establecido por la norma IEEE 80 para el diseño de una malla de puesta tierra, será descrito y aplicado en el capítulo 5 cuando se realice el diseño para la subestación de la empresa P.V.C. GERFOR S.A.

2. P.V.C. GERFOR S.A. INDUSTRIA DE TUBERÍAS PLÁSTICAS

2.1 HISTORIA

P.V.C. GERFOR S. A. nació en 1.967, dedicada en ese entonces al comercio de la grifería y accesorios metálicos. A raíz de su éxito comercial nació la idea de su fundador de hacer industria y en el año de 1.972 la empresa inició la producción de partes para grifería a partir de la vulcanización del caucho y de la fundición de cobre y aluminio. En 1.978, comenzó a fabricar grifería plástica y en 1.979 se fabricaron los primeros accesorios en P.V.C debido a la llegada de la primera máquina de inyección que tuvo la empresa. En 1.985 pone en operación sus primeras extrusoras para la producción de tuberías de P.V.C. Consecuente con la política de inversión y desarrollo de la empresa en el año de 1.991 P.V.C. GERFOR S.A. crea la división de GRIFERÍA, con proyección internacional, comprometida con productividad, alta tecnología, calidad y satisfacción de las necesidades del mercado. En el año de 1.993 buscando atender el mercado de cubiertas plásticas, se inicia con la producción de teja. Durante el año de 1.994, conscientes del objetivo planteado de ocupar una posición importante dentro de las alternativas de calidad para el cliente, se da inicio a la producción de ducto telefónico y eléctrico corrugado. En 1.996 con motivo de la nueva tecnología que se estaba implementando en el país en materia de telecomunicaciones, se pone en marcha la producción de tubería de polietileno que se utiliza para conducción de la fibra óptica. El año 1.998, se inicia con la producción de tubería corrugada para alcantarillado y a finales del mismo año el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC le otorgó el Certificado de Aseguramiento de la

calidad No.156-1 aplicable para la fabricación y comercialización de Tubería, Accesorios y Tejas de P.V.C y Grifería de uso doméstico.

Con el fin de consolidar el mercado de Centroamérica, se pone en marcha, en 1.998, la nueva planta de Guatemala para la producción de tuberías en P.V.C. En este mismo año comienza a funcionar una comercializadora en la ciudad de Santiago de Chile, lo que les permite dar un nuevo paso frente a sus competidores suramericanos. Para el año de 1.999 se inicia la nueva planta de producción PLÁSTICOS GERFOR S.A. localizada en la ciudad de Neiva, donde se producen tuberías de alcantarillado, ducto telefónico corrugado, tubería de polietileno y las Tejas TERFOR, para lo cual se trasladó la tecnología de la planta de Bogotá. La constancia, el esfuerzo y la calidad de P.V.C. GERFOR S. A. lo han hecho digno merecedor de un importante reconocimiento: Diez sellos de conformidad con Norma Técnica Colombiana otorgados por ICONTEC y tres Certificados de Conformidad de Producto otorgados por el CIDET. Así, el compromiso de P.V.C. GERFOR S.A. en esta materia está daramente definido por ofrecer productos de alta tecnología fabricados bajo el concepto de la conformidad con Normas Técnicas Colombianas, en un mercado de gran competitividad como es el sector de la construcción.

2.2 MISIÓN

La misión de P.V.C GERFOR S.A. es fabricar productos plásticos de alta calidad para satisfacer competitivamente las necesidades de sus clientes nacionales e internacionales, generando rentabilidad para sus accionistas y bienestar social para sus empleados, contribuyendo al desarrollo del país.

2.3 VISIÓN

Ser la empresa del sector con mayor liderazgo, por que además de lograr objetivos económicos, logra también objetivos sociales, contribuyendo de esta forma al desarrollo del país.

2.4 FILOSOFÍA

"Trabajar con eficacia comprometidos en las metas propias de cada cargo que contribuye a los logros de la organización, generando un clima laboral alegre, en medio del cual todos puedan desarrollar sus capacidades humanas y profesionales."

Política de calidad: P.V.C. GERFOR S.A. orienta sus actividades y funciones para lograr la plena satisfacción de sus clientes externos e internos mediante el cumplimiento de los requisitos y compromisos adquiridos, así: Calidad, conformidad, costos, entregas, difusión, clima laboral y compromiso.

P.V.C. GERFOR es una empresa colombiana dedicada a la fabricación y comercialización de insumos plásticos para la industria de la construcción y los sistemas de conducción de servicios (acueducto, alcantarillado, telefonía, energía y gas).

Desde su inicio, P.V.C. GERFOR ha desarrollado sus estrategias bajo los estándares más estrictos de calidad a escala mundial. Su constancia y empeño por ofrecer un mejor producto y brindar un mejor servicio lo han hecho merecedor de 12 sellos de calidad ICONTEC.

Actualmente P.V.C. GERFOR fabrica tuberías y accesorios en P.V.C y en polietileno, ofreciendo las líneas contenidas en la tabla 5.

Tabla 5. Líneas de tubería fabricadas por P.V.C. GERFOR y sus sellos de calidad

| LÍNEA | SELLO |
|--|-----------------------|
| Conduit y ducto eléctrico y telefónico | NTC 979 y 1630 |
| Sanitaria y Ventilación | NTC 1087, 1260 y 1341 |
| Presión | NTC 382 y 1339 |
| Presión agua caliente CPVC | NTC 1062 |
| Presión con campana | NTC 382 y 2295 |
| Ducto Corrugado eléctrico y telefónico | |
| Alcantarillado Corrugado | |
| Riego | NTC 3317 |
| Soldadura y Limpiador | NTC 576 |
| POLIETILENO | |
| Monotubo y Tritubo | |
| Acometida Domiciliaria | |

Fuente: P.V.C. GERFOR S.A.

2.5 PLANTA TUBO-SISTEMAS

Esta es la planta matriz de P.V.C. GERFOR S.A., ubicada en la Calle 57 R Sur N° 75-61 de Bogotá, es la planta más grande de la empresa y en la cual se desarrolló el estudio sobre la Calidad de la Potencia en la industria de tuberías plásticas.

En esta planta se fabrican tuberías lisas y accesorios en P.V.C. (polímero derivado del petróleo y la sal) mediante los procesos de extrusión e inyección; dentro de sus instalaciones encontramos: el *área de extrusión* donde se fabrican todas las tuberías lisas para conducción de servicios (acueducto, alcantarillado, energía, telefonía y gas), el *área de inyección* donde se fabrican todos los accesorios plásticos (codos, uniones, T, conectores, etc.), el *área de mezclas* donde se prepara la materia prima requerida en los procesos de fabricación de la tubería y los accesorios, el *área de los molinos* donde se recupera el material sobrante del proceso de inyección y los productos defectuosos tanto de inyección como de extrusión, en esta misma área se encuentra el pulverizador, que es el encargado de finalizar el proceso de los recuperados al recibir el material proveniente de los

molinos. Esto en cuanto a los procesos que se realizan en las diferentes áreas de la empresa y que finalmente contribuyen con la fabricación de sus productos.

En la parte eléctrica, la planta de Tubo-sistemas cuenta con 2 transformadores trifásicos de 630 kVA, alimentados de la red aérea de media tensión proveniente de la autopista sur a 34.5 kV, tensión que es reducida a 228 V (línea-línea) para la alimentación de toda su maquinaria, equipos e instalaciones eléctricas, (Los datos de placa de estos transformadores se especifican en la tabla 6); además, P.V.C. GERFOR dispone de una planta de emergencia trifásica de 1350 hp.

Tabla 6. Transformadores de Potencia P.V.C. GERFOR S.A.
Datos de Placa

| CARACTERÍSTICAS | | TRAFO. 1 | TRAFO. 2 |
|---|-------------|------------------|------------------|
| Marca | | MAGNETRÓN | MAGNETRÓN |
| Potencia (kVA) | | 630 | 630 |
| Tensión Primaria (V) | | 34,5 | 34,5 |
| Tensión Secundaria (V) | | 228 | 228 |
| Corriente Primaria (A) | | 10,54 | 10,54 |
| Corriente Secundaria (A) | | 1595,3 | 1595 |
| Frecuencia (Hz) | | 60 | 60 |
| Corriente de corto circuito (kA) | | 31,22 | 30,92 |
| Nivel de aislamiento (kV) | | 15 | 15 |
| Conexión | | DY5 | DY5 |
| Refrigeración | | ONAN | ONAN |
| Conductores que salen del Secundario | | | |
| Fases | 500 kcmil | 5 cond. por fase | 5 cond. por fase |
| | 300 kcmil | | 2 cond. por fase |
| Neutro | 500 kcmil | 2 conductores | 2 conductores |
| | 4/0 AWG | | 1 conductor |
| Tierra | Cu. desnudo | 2/0 AWG | 2/0 AWG |

En el área de extrusión se tienen 8 máquinas extrusoras, dos de ellas instaladas recientemente (mayo-junio de 2002) y en las cuales se encuentran equipos con potencias desde los 40 hasta los 75 hp, siete de estas máquinas trabajan con corriente directa, y todas ellas cuentan con mandos de velocidad variable, lo cual representa una generación de corrientes armónicas en esta área de la empresa.

El área de inyección cuenta actualmente con 17 máquinas inyectoras, con potencias hasta de 72 h.p. y de las cuales 16 tienen variadores de velocidad. Otras cargas importantes dentro de empresa son los molinos, el pulverizador, el turbo-mezclador y el cuarto de bombas, donde además, encontramos dos compresores Siemens de 45 kW. Los datos eléctricos de los motores de todas estas máquinas se encuentran especificados en la tabla 7.

2.6 LEVANTAMIENTO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Durante el desarrollo del proyecto se realizaron levantamientos de información sobre los diferentes equipos eléctricos que se encuentran instalados en la planta y de los cuales no se tenía información precisa. En esta sección se presentan algunas tablas que describen las características más importantes de las máquinas y equipos eléctricos de la planta de tubo-sistemas.

En la tabla 7 se encuentra un listado de los motores más importantes de la empresa, describiendo sus respectivos datos de placa y la máquina a la cual pertenecen. Las máquinas extrusoras e inyectoras, además de su motor principal, cuentan con motores auxiliares para su funcionamiento, estos pueden ser utilizados, como bombas de agua o de vacío, para sistemas de lubricación o para mover sistemas mecánicos entre otros; sin embargo, en esta tabla no se presentan los datos de estos motores que en ocasiones son de potencias inferiores a 1 h.p.

Tabla 7. Motores Principales P.V.C. GERFOR S.A.
Datos de Placa

| MAQUINA | NOMBRE | MARCA | POTENCIA (h.p.) | Cos. f | R. P. M. | VOLTAJE (V) | CORRIENTE (A) |
|--------------------|------------------|----------------|-----------------|--------|-----------|-------------|---------------|
| INYECTORA MIR 0815 | MOTOR PPAL. | CANTONI | 50 | S.N. | 1150 | 220/380 | 119/69 |
| INYECTORA MIR 0812 | | ELECTRO ADDA | 29,5 | 0,83 | 1170 | 220/380 | 80/47 |
| INYECTORA MIR 0813 | | CANTONI | 30 | S.N. | 1150 | 220/380 | 72/42 |
| INYECT ARBURA 0816 | | BAUKNECHT | 9,4 | 0,84 | 1750 | 220 | 25 |
| INYECTORA MIR 0807 | | P. B. | 29,5 | S.N. | 1160 | 220/380 | 88/51 |
| INYECTORA MIR 0803 | | ELECTRO ADDA | 40 | S.N. | 1150 | 220/380 | 100/58 |
| INYECTORA MIR 0814 | | BRESCIA | 60 | S.N. | 1176 | 220 | 172 |
| INYECTORA MIR 0811 | | CANTONI | 72 | S.N. | 1130 | 220/380 | 174/100 |
| INYECTORA MIR 0810 | | ELECTRO ADDA | 60 | S.N. | 1150 | 220/380 | 125/88 |
| INYECTORA MIR 0805 | | P. B. | P. B.* | P. B. | 1175 | 220/380 | P. B. |
| INYECTORA MIR 0820 | | CANTONI | 50 | 0,89 | 1150 | 220/380 | 119/69 |
| INYECTORA MIR 0819 | | CANTONI | 30 | 0,88 | 1150 | 220/380 | 72/42 |
| INYECTORA MIR 0818 | | CANTONI MILANO | 30 | 0,88 | 1150 | 220/380 | 75/49 |
| INYECTORA MIR 0821 | | CANTONI | 25 | S.N. | 1978 | 220/380 | 61.5/35.5 |
| INYECTORA MIR 0804 | | CANTONI | 50 | S.N. | 1160 | 220/380 | 123/71 |
| INYECTORA MIR 0808 | | CANTONI MILANO | 30 | 0,88 | 1150 | 220/380 | 72/42 |
| INYECTORA MIR 0822 | | CANTONI MILANO | 30 | 0,88 | 1150 | 220/380 | 72/42 |
| BOMBA 1 | | MOTOR PPAL. | SIEMENS | 18 | 0,87 | 3525 | 220/440 |
| BOMBA 2 | SIEMENS | | 18 | 0,87 | 3525 | 220/440 | 46/23 |
| COMPRESOR 1003 | MOTOR PPAL. | SIEMENS | 60 | 0,9 | 3545 | 220 | 142 |
| COMPRESOR 1004 | | SIEMENS | 60 | 0,9 | 3545 | 220 | 142 |
| ACAMPANADOR SIKA | BOMBA HIDRÁULICA | ABB | 7.5 | 0,83 | 1450 | 220 | 27 |
| | COMPRESOR | ABB | 5,4 | 0,81 | 2880 | 220 | 14,9 |
| | SOPLADOR | ABB | 2 | 0,84 | 2780 | 220 | 6,1 |
| FOLCIERI | MOLINO | CIMME | 177 | 0,89 | 1770 | 220 | 222 |
| | SOPLADOR | CIMME | 20 | 0,87 | 3450 | 220 | 52,5 |
| | VENTILADOR | CIMME | 1,5 | 0,85 | 2725 | 220 | 4,57 |
| PAGANI | MOLINO | S.P. | | | | | |
| | SOPLADOR | SIEMENS | 3.6 | 0,84 | 3410 | 220 | 10,5 |
| PULVERIZADOR | MOTOR PPAL. | RELIANCE | 75 | S.N. | 1775 | 230 | 184 |
| | SOPLADOR 1 | SIEMENS | 15 | S.N. | 3490 | 230/460 | 36.3/18.2 |
| | SOPLADOR 2 | ROTRON INC. | 10 | 0,89 | 3450 | 208-230/460 | 30-26/13 |
| | CERNIDOR | U.S. MOTORS | 1.5 | S.N. | 1160 | 230/460 | 6.4/3.2 |
| TORNO | MOTOR PPAL. | LANKOC | 3 | 0,8 | 930 | 220 | 9,7 |
| TORNO | | P. B. | 3 | 0,8 | 1420 | 220 | P. B. |
| SILOS | MOTOR PPAL. | U.S. MOTORS | 0.5 | S.N. | 1745 | 230 | 2 |
| TURBO | MOTOR PPAL. | CEAM | 50/75 | S.N. | 1680/3360 | 220 | P. B. |
| | ENFRIADOR | CEAM | 15 | 0,82 | 1728 | 220 | 39,6 |
| SOPLADOR 1 | MOTOR PPAL. | U.S. MOTORS | 30 | S.N. | 1765 | 230/460 | 97.6/48 |

| MAQUINA | NOMBRE | MARCA | POTENCIA (h.p.) | Cos. f | R. P. M. | VOLTAJE (V) | CORRIENTE (A) |
|-------------------|-------------|--------------|-----------------|--------|-----------|-------------|---------------|
| | DOSIFICADOR | U.S. MOTORS | 0.5 | S.N. | 1745 | 230/460 | 2.2/1.1 |
| SOPLADOR 2 | MOTOR PPAL. | P. B. | 30 | S.N. | 1765 | 230 | 76,2 |
| SIERRA TM 63 | MOTOR PPAL. | SIEMENS | 5 | 0,9 | 3480 | 220/440 | 14/7.0 |
| SIERRA HURTADO | | SIEMENS | 4.8 | 0,88 | 3470 | 220/440 | 13/6.5 |
| BOMBA 1103 | MOTOR PPAL. | SIEMENS | 18 | 0,86 | 1730 | 220/440 | 47/23.6 |
| BOMBA 1102 | | SIEMENS | 18 | 0,86 | 1730 | 220/440 | 47/23.6 |
| BOMBA 1106 | | SIEMENS | 30 | 0,83 | 1755 | 220/440 | 78/39 |
| BOMBA PEQUEÑA | | SIEMENS | 3.6 | 0,84 | 3410 | 220/440 | 10.5/5.25 |
| BOMBA 1104 | | VEM | 20 | 0,86 | 1455 | 220/380 | 51.5/30 |
| BOMBA 1105 | | SIEMENS | 36 | 0,83 | 1760 | 220/440 | 93/46.5 |
| EXTRUSORA L1 0107 | MOTOR PPAL. | EMERSON ELEC | 40 | S.N. | 2500 | 500 V.D.C. | 66 |
| EXTRUSORA L2 0118 | MOTOR PPAL. | RELIANCE | 75 | S.N. | 2500/3000 | 460 V.A.C. | 94 |
| EXTRUSORA L3 0109 | MOTOR PPAL. | G. ELECTRIC | 40 | S.N. | 2100 | 420 V.D.C. | 77,2 |
| EXTRUSORA L4 0104 | MOTOR PPAL. | POWERTEC | 75 | S.N. | 2500 | 640 V.D.C. | 142 |
| EXTRUSORA L5 0110 | MOTOR PPAL. | G. ELECTRIC | 40 | S.N. | 2100 | 420 V.D.C. | 77,2 |
| EXTRUSORA L6 0112 | MOTOR PPAL. | EMERSON ELEC | 60 | S.N. | 2500 | 500 V.D.C. | 99 |
| EXTRUSORA L7 0119 | MOTOR PPAL. | POWERTEC | 40 | S.N. | 2500 | 460 V.D.C. | 73 |
| EXTRUSORA L8 0106 | MOTOR PPAL. | TORINO | 94 | S.N. | 1500 | 440 V.D.C. | 179 |

P. B.:Placa borrosa

S. N.:Sin número

S. P.: Sin Placa

* Aprox. 25 hp

En la tabla 8 se describen los variadores de velocidad que se encuentran instalados en las máquinas inyectoras de la empresa. En esta tabla encontramos entre otros datos, la potencia, la marca, la corriente y la frecuencia que maneja cada variador; además, se encuentran los datos eléctricos de placa de los autotransformadores para aquellas máquinas que trabajan a 400 V y no a 220 V.

Tabla 8. Variadores de velocidad de las máquinas Inyectoras.

| INYECTORA | POTENCIA | MARCA | VOLTAJE (V) | CORRIENTE (A) | FRECUENCIA (Hz) | CARACTERÍSTICAS |
|-----------|-----------------|---------------------|-------------|--|-------------------------------|-----------------------------------|
| MIR 0821 | 22 kW/30 h.p. | ALTIVAR 66 SQUARE D | 208/230 | CT 5KHz=97 VT 5KHz=115 VT 10KHz=88 | 0.1-50-60 o 400 | |
| MIR 0811 | 55 kW/75 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 380/500 | input 151/118 output 118 | input 50/60 output 0.1-500 | |
| AUTOTRAFO | 75 kVA | C.E. | 230/400 | 188/108 | 50/60 | Y Clase E |
| MIR 0814 | 55 kW/75 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 380/500 | input 151/118 output 118 | input 50/60 output 0.1-500 | |
| AUTOTRAFO | 75 kVA | C.E. | 230/400 | 188/108 | 50/60 | Y Clase E |
| MIR 0810 | 45 kW/60 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 380/500 | input 101/82 output 94 | input 50/60 output 0.1-500 | |
| AUTOTRAFO | 75 kVA | C.E. | 230/400 | 188/108 | 50/60 | Y Clase E |
| MIR 0815 | 30 kW/40 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 200/240 | input 115/104 output 116 | input 50/60 output 0.1-500 | output max transient (1min) 158 A |
| MIR 0804 | 30 kW/40 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 200/240 | input 115/104 output 116 | input 50/60 output 0.1-500 | output max transient (1min) 158 A |
| MIR 0803 | 30 kW/40 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 200/240 | input 115/104 output 116 | input 50/60 output 0.1-500 | output max transient (1min) 158 A |
| MIR 0805 | 18.5 kW/25 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 200/240 | input 71/84 output 75 | input 50/60 output 0.1-500 | output max transient (1min) 105 A |
| MIR 0812 | 22 kW/30 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 200/240 | input 84/78 output 88 | input 50/60 output 0.1-500 | output max transient (1min) 120 A |
| MIR 0818 | 22 kW/30 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 200/240 | input 84/78 output 88 | input 50/60 output 0.1-500 | output max transient (1min) 120 A |
| MIR 0807 | 22 kW/30 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 200/240 | input 84/78 output 88 | input 50/60 output 0.1-500 | output max transient (1min) 120 A |
| MIR 0813 | 22 kW/30 H.P. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 200/240 | input 84/78 output 88 | input 50/60 output 0.1-500 | output max transient (1min) 120 A |
| MIR 0819 | 22 kW/30 h.p. | ALTIVAR 66 SQUARE D | 208/230 | CT 5KHz=97 VT 5KHz=115 VT 10KHz=88 | 0.1-50-60 o 400 | |
| MIR 0808 | 22 kW/30 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 200/240 | input 84/78 output 88 | input 50/60 output 0.1-500 | output max transient (1min) 120 A |
| MIR 0822 | 22 kW/30 h.p. | ALTIVAR 58 SQUARE D | 200/240 | input 84/78 output 88 | input 50/60 output 0.1-500 | output max transient (1min) 120 A |
| MIR 0820 | 45 kW/60 h.p | ALTIVAR 58 SQUARE D | 380/500 | input 101/82 output 94 | input 50/60 output 0.1-500 | |
| AUTOTRAFO | 75 kVA | C.E. | 230/400 | 188/108 | 50/60 | Y Clase E |

En la tabla 9 se encuentran los datos de placa de los variadores de velocidad instalados en cada una de las máquinas extrusoras. Al igual que en las tablas anteriores se describen las características eléctricas más importantes de estos equipos reguladores.

En forma parecida a como se describieron las características eléctricas de los motores y los variadores de velocidad pertenecientes a cada una de las líneas de extrusión, a continuación se describe el tipo de máquina que se tiene en cada una de ellas:

Línea 1 (0107): EXTRUSORA DSK-62

Línea 2 (0118): EXTRUSORA CINCINNATI CM 80

Línea 3 (0109): EXTRUSORA CINCINNATI CM 55

Línea 4 (0104): EXTRUSORA CINCINNATI CM 80

Línea 5 (0110): EXTRUSORA CINCINNATI CM 55

Línea 6 (0112): EXTRUSORA KRAUSS MAFFEI KMD 90

Línea 7 (0119): EXTRUSORA CINCINNATI CM 55

Línea 8 (0106): EXTRUSORA ANGER AT 88

El código que aparece al lado derecho del numeral de las líneas, es el utilizado por la empresa para identificar cada una de sus máquinas y equipos eléctricos instalados. En este caso el 01 representa las máquinas extrusoras y los otros dos dígitos el consecutivo de la máquina.

Tabla 9. Variadores de velocidad de las máquinas extrusoras.

| LÍNEA | POTENCIA | MARCA | VOLTAJE (V) | AMPERIOS (A) | FRECUENCIA (Hz) | CARACTERÍSTICAS |
|-----------------|--------------|----------------------|---------------------------------|---------------|-----------------|------------------------------------|
| LÍNEA 1 0107 | 30/60 hp | EMERSON | Max. D.C. Output 240/500 | 102 | 50/60 Hz | Field Output 150/300 V |
| | 21/45 kW | | A.C. Input 230/460 | 84 | | Max. Amp. 9 |
| LÍNEA 2 0118 | 75 hp | RELIANCE ELECTRIC | A.C. Input 380/460 | Amp. Max. 100 | 60 Hz | Isc= 85 kA |
| | 79,7 kW | | A.C. Output 360/460 | Amp. Max. 100 | | |
| LÍNEA 3 0109 | 49.5 kW | SAFTRONICS | Input 480 | in 78 | 60 Hz | |
| | | | Output 500 | out 96 D.C. | | |
| LÍNEA 4 0104 | 75 hp | POWERTEC | Input 460 | 82 | 50/60 Hz | Motors D.C. |
| | | | Output 460 | 149 | | |
| LÍNEA 5 0110 | | SIEMENS Simoreg | Max. Input 460/230 A.C.+10% -5% | 105 A.C. | 50/60 Hz | Shunt Field 300/150 V.D.C. 9A.D.C. |
| | | | Max. Output 500/240 D.C. | 123 D.C. | | |
| LÍNEA 6 0112 | 30/60 hp | QUANTUM II | A.C. Input 240/480 | 87 | 50/60 Hz | V FL 150-300 ---- 5 A |
| | 25,5/53,2 kW | | Max. D.C. Output 240/500 | 106,5 D.C. | | |
| LÍNEA 7 0105 | 40 hp | POWERTEC | Input 460 | 45 | 50/60 Hz | Motors D.C. |
| | | | Output 460 | 82 | | |
| LÍNEA 8 0106 | 50/100 hp | QUANTUM III | A.C. Input 240/480 | 143 | 50/60 Hz | V FL 150-300 ---- 5 A |
| | 41,8/87 kW | | Max. D.C. Output 240/500 | 173,5 | | |

Cada línea de extrusión tiene tres circuitos de protección principales que se pueden identificar en el diagrama unifilar (anexo A). Estos circuitos son: el *circuito elevador*, que comprende el motor principal de la máquina extrusora y el transformador elevador instalado aguas arriba del variador, ya que la tensión de trabajo de los motores está entre 380 y 480 V. El *circuito de calefacción*, en el cual se incluyen las resistencias del barril (zona en la cual se realiza el calentamiento de la mezcla) y las del molde instalado. Dependiendo del tipo y diámetro de tubería que se esté fabricando los moldes son diferentes y su contenido de resistencias también. Y por último tenemos el *circuito de los equipos auxiliares* que se encarga de alimentar los diferentes motores que intervienen en el proceso de fabricación de la tubería (bombas de agua, lubricación, sierras, haladores etc.).

Las tablas 10,11 y 12 contienen todos los datos relacionados con la calefacción de las máquinas extrusoras, definiendo la cantidad de resistencias instaladas, la potencia de cada una de ellas, la potencia de los moldes que se instalan en cada línea y la potencia total de calefacción en la línea (potencia barril + potencia molde).

La tabla 10 enlista la cantidad y la potencia de las resistencias instaladas en los barriles de cada una de las líneas de extrusión para el calentamiento de la mezcla, al mismo tiempo se indica si las resistencias son bifásicas (2F) ó trifásicas (3F), las resistencias adaptables al barril se denotan con la letra (A), las cuales se instalan cuando se requiere mayor temperatura en el calentamiento dependiendo del producto que se esté fabricando. Para las líneas 2 y 4 no fue posible adquirir esta información en detalle, pero se conoce qué potencia manejan en cada una de las zonas del barril.

Línea 2 (0118) y línea 4 (0104): potencia zonas del barril de calefacción.

Zona 1= 15 kW Zona 2= 10.75 kW

Zona 3= 8.6 kW Zona 4= 8.9 kW

Total zonas = 43.25 kW

Tabla 10. Potencia y resistencias instaladas en el barril de las líneas de extrusión.

| Potencia en Resistencias | CANTIDAD DE RESISTENCIAS POR LÍNEA | | | | | | | |
|--------------------------|------------------------------------|---------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|
| | Línea 1 | Línea 2 | Línea 3 | Línea 4 | Línea 5 | Línea 6 | Línea 7 | Línea 8 |
| 700 W | | | 3+3A (2F) | | 3+3A (2F) | | 3+3A (2F) | |
| 800 W | | | 1 (2F) | | 1 (2F) | | 1 (2F) | |
| 1000 W | 1A (2F) | | | | | | | |
| 1200 W | | | | | | 1A (2F) | | |
| 1250 W | | | | | | 1 (2F) | | 1A (2F) |
| 1500 W | | | 7 (2F) | | 7 (2F) | | 7 (2F) | |
| 1600 W | | | 1 (2F) | | 1 (2F) | | 1 (2F) | |
| 1750 W | 6 (2F) | | | | | | | |
| 2000 W | | | | | | 6 (2F) | | |
| 2500 W | 2 (2F) | | | | | | | |
| 3500 W | | | | | | 4 (3F) | | 2 (3F) |
| 4000 W | | | | | | | | 5 (3F) |
| 5000 W | 1 (3F) | | | | | | | 2 (3F) |
| W sin ADAPT. | 20500 | | 15000 | | 15000 | 27500 | 15000 | 37000 |
| W ADAPT. | 1000 | | 2100 | | 2100 | 1200 | 2100 | 1250 |
| kW TOTAL | 21,5 | 43,25 | 17,1 | 43,25 | 17,1 | 28,7 | 17,1 | 38,25 |

En la tabla 11 se indican los siete tipos de moldes utilizados por P.V.C. GERFOR en la fabricación de tuberías lisas, esta tabla también nos indica los tipos y las potencias (bifásica y trifásica) de los moldes que se instalan en cada una de las líneas de extrusión. La potencia de los moldes se especifica de acuerdo al tipo de resistencias internas que contiene cada uno.

Tabla 11. Potencia y tipos de molde instalados en las líneas de extrusión.

| TIPO DE MOLDE | Línea 1 | Línea 2 | Línea 3 | Línea 4 | Línea 5 | Línea 6 | Línea 7 | Línea 8 | P2F (kW) Molde | P3F (kW) Molde | PTOTAL (kW) Molde |
|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------------|----------------|-------------------|
| RK 1,5 | X | | X | | X | | X | | 12,7 | | 12,7 |
| RK 2 | | X | | | X | X | | X | 18,75 | | 18,75 |
| RK 3 | | X | | X | | X | | X | 5,2 | 16,5 | 21,7 |
| RK 4 | | | | X | | | | | 13,6 | 33 | 46,6 |
| RD-6-18 | | | | X | | | | | 35,8 | | 35,8 |
| COEXTRUIDA | | | | | X | X | | | 13,9 | | 13,9 |
| CPVC | | | | | X | | | | 1,9 | | 1,9 |

Tabla 12. Potencia total de calefacción instalada en las líneas de extrusión.

| LÍNEA | POTENCIA (kW) Barril | POTENCIA (kW) Molde | POTENCIA (kW) Total |
|----------------|-------------------------|------------------------|------------------------|
| LÍNEA 1 (0107) | 21,5 | 12,7 (2 Líneas) | 46,9 |
| LÍNEA 2 (0118) | 43,25 | 21,7 | 64,95 |
| LÍNEA 3 (0109) | 17,1 | 12,7 (2 Líneas) | 42,5 |
| LÍNEA 4 (0104) | 43,25 | 46,6 | 89,85 |
| LÍNEA 5 (0110) | 17,1 | 18,75 | 35,85 |
| LÍNEA 6 (0112) | 28,7 | 18,75 | 47,45 |
| LÍNEA 7 (0119) | 17,1 | 12,7 (2 Líneas) | 42,5 |
| LÍNEA 8 (0106) | 38,25 | 21,7 | 59,95 |

Otra información de suma importancia y de la cual no se tenían datos actualizados era el diagrama unifilar de la empresa, por este motivo se procedió a su actualización, a lo cual hace referencia la siguiente sección.

2.7 DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar de P.V.C. GERFOR S.A. se actualizó completamente, desde la entrada de media tensión hasta los tableros generales de distribución. En la actualización se especifican: nombre del circuito, capacidad de la protección, calibre de los conductores, circuitos fuera de servicio, capacidad de los motores, tipo de arrancador utilizado, capacidad de los transformadores de distribución y elevadores.

La actualización del diagrama unifilar fue de gran ayuda en el desarrollo del proyecto, pues gracias a esto se facilitó la ubicación de los diferentes equipos dentro de la empresa, el conocimiento de las características de cada uno de ellos y la distribución de la carga que se tiene en cada uno de los transformadores.

El levantamiento del diagrama unifilar se inició con la identificación de los equipos de la subestación, luego se procedió a verificar los datos que existían en cuanto a la distribución de las cargas en los tableros localizados en el cuarto principal, para lo cual

se revisó en primer lugar el nombre del circuito y se definió si correspondía o no a las conexiones encontradas, corrigiendo aquellos que no concordaran o que habían sido trasladados a otra planta; posteriormente, se procedió a completar los datos de cada uno de los circuitos con la capacidad de las protecciones, el calibre de los conductores, la procedencia de la alimentación y el nombre y código que identifica a cada uno de los equipos.

3. MEDICIONES REALIZADAS Y DATOS OBTENIDOS

Uno de los objetivos específicos de este trabajo de grado, era realizar mediciones en las instalaciones eléctricas de P.V.C. GERFOR, con el fin de conocer los niveles que se tienen de distorsión armónica, transitorios electromagnéticos y el estado de la resistencia de puesta a tierra en sus instalaciones y equipos.

Con el analizador de redes de la Universidad se monitorearon los parámetros de distorsión armónica y la aparición de transitorios electromagnéticos (sags y swells) de acuerdo con los niveles establecidos por las recomendaciones de IEEE, tenidas en cuenta en la realización de este estudio. El analizador de redes fue instalado en los secundarios de los transformadores de potencia de la empresa y en el totalizador de la sección de inyección. Con la pinza AEMC para medición de armónicos se registraron los siguientes parámetros eléctricos: corrientes fundamentales, distorsión armónica total de corriente (THDI), distorsión armónica total de voltaje (THDV), corrientes y voltajes armónicos del 2º al 25º armónico. Estos parámetros fueron medidos en los variadores de velocidad de las máquinas de extrusión y de algunas inyectoras, las protecciones de algunos circuitos que se consideraron como posibles generadores de corrientes armónicas y en las fases de los secundarios de los transformadores de distribución. El equipo de medición de puesta a tierra fue instalado en las cajas de inspección del pararrayos y la malla de sistemas, pues fue imposible su utilización en la malla de la subestación debido a las altas corrientes que transportan los conductores de tierra en esta parte de la empresa.

Las mediciones fueron realizadas entre los meses de febrero y mayo del presente año, monitoreando los parámetros descritos a continuación en cada una de las fechas indicadas.

Primera medición:

Fecha: Febrero 4 de 2002

Equipos utilizados: Analizador de redes (Power Logic 2350)

Pinza para medición de armónicos (AEMC 725)

Parámetros eléctricos monitoreados: Corrientes de fase, factor de potencia total, distorsión armónica total de corriente en las tres fases (THDI), distorsión armónica total de voltaje (THDV), corrientes y voltajes armónicos del 2° al 25° armónico.

Equipos eléctricos monitoreados: Transformador 2 (secundario a 228 V), drive extrusora 0106, variadores de velocidad de las inyectoras 0820, 0811 y 0818.

Segunda medición:

Fecha: Febrero 28 de 2002

Equipos utilizados: Analizador de redes (Power Logic 2350)

Pinza para medición de armónicos (AEMC 725)

Parámetros eléctricos monitoreados: Corrientes de fase, factor de potencia total, distorsión armónica total de corriente en las tres fases (THDI), distorsión armónica total de voltaje (THDV), corrientes y voltajes armónicos del 2° al 25° armónico.

Equipos eléctricos monitoreados: Transformador 1 (secundario a 228 V), protección U.P.S. y los variadores de las extrusoras 0109, 0104 y 0107.

Tercera medición:

Fecha: Marzo 27 de 2002

Equipos utilizados: Analizador de redes (Power Logic 2350)

Pinza para medición de armónicos (AEMC 725)

Parámetros eléctricos monitoreados: Corrientes de fase, factor de potencia total, frecuencia, potencia activa por fase, potencia reactiva por fase, distorsión armónica total de corriente en las tres fases (THDI), distorsión armónica total de voltaje (THDV), corrientes y voltajes armónicos del 2° al 25° armónico.

Equipos eléctricos monitoreados: Transformador 1 (secundario a 228 V), drives extrusoras 0106, 0104, 0110, 0112, variador de velocidad de la inyectora 0820, protección de la U.P.S. y en el totalizador general de alumbrado (3x350 A).

Cuarta medición:

Fecha: Abril 1 de 2002

Equipos utilizados: Analizador de redes (Power Logic 2350)

Pinza para medición de armónicos (AEMC 725)

Parámetros eléctricos monitoreados: Corrientes de fase, factor de potencia total, frecuencia, potencia activa por fase y total, potencia reactiva por fase y total, distorsión armónica total de corriente en las tres fases (THDI), distorsión armónica total de voltaje (THDV), corrientes y voltajes armónicos del 2° al 25° armónico.

Equipos eléctricos monitoreados: Transformador 2 (secundario a 228 V), drives extrusoras 0110, 0112, variadores de velocidad de las inyectoras 0811, 0815 y en el totalizador de alumbrado de administración (3x225 A).

Quinta medición:

Fecha: Abril 11 de 2002

Equipos utilizados: Pinza para medición de armónicos (AEMC 725)

Equipo para medición de puesta a tierra (KYORITSU 4102)

Parámetros eléctricos monitoreados: Corrientes de fase, distorsión armónica total de corriente (THDI), distorsión armónica total de voltaje (THDV), corrientes y voltajes armónicos del 2° al 25° armónico y resistencia de puesta a tierra.

Equipos eléctricos monitoreados: Totalizador general sección de inyección (3x1600 A), cajas de paso de la malla de puesta a tierra de sistemas y del pararrayo.

Sexta medición:

Fecha: Mayo 4 de 2002

Equipos utilizados: Analizador de redes (Power Logic 2350)

Equipo para medición de puesta a tierra (KYORITSU 4102)

Parámetros eléctricos monitoreados: Corrientes de fase, voltajes de línea y de fase, factor de potencia total, frecuencia, potencia activa por fase y total, potencia reactiva por fase y total, distorsión armónica total de corriente en las tres fases (THDI), distorsión armónica total de voltaje (THDV) y resistencia de puesta a tierra.

Equipos eléctricos monitoreados: Totalizador general sección de inyección (3x1600 A), cajas de paso de la malla de puesta a tierra de sistemas y del pararrayo.

Con la realización de estas seis sesiones de mediciones se recogió información suficiente de los temas a tratar en el desarrollo del proyecto (armónicos, transitorios, puesta a tierra y pararrayos); con los datos obtenidos, se analizó el estado en que se encuentra la calidad de la potencia eléctrica en la empresa, llegando al diagnóstico presentado en la sección 3.6.

3.1 CRITERIOS TENIDOS EN CUENTA

En cada una de las mediciones efectuadas, se tuvieron en cuenta ciertos criterios que de una u otra forma reflejan el estado en que se encuentra la calidad de la potencia en las instalaciones de P.V.C. GERFOR; uno de ellos, fue el tomar mediciones en los secundarios de los transformadores para conocer el porcentaje de corriente armónica emitido por la planta hacia las redes de la empresa suministradora del servicio de energía y el voltaje armónico concentrado en este punto de la empresa consumidora, en este caso GERFOR; en cada uno de los transformadores de potencia se realizaron 2 sesiones de mediciones, con lo cual se definió en forma más exacta los valores de distorsión armónica y el porcentaje de carga al cual se encuentran operando.

En cuanto a las mediciones hechas con la pinza para armónicos, se escogieron aquellos equipos que por sus características de operación o funcionamiento representaran posibles fuentes de armónicos, en este caso, los variadores de las máquinas extrusoras, la U.P.S., los circuitos de alumbrado y los variadores de velocidad de las máquinas inyectoras, de las cuales se seleccionaron las de mayor capacidad.

Teniendo en cuenta que los equipos de electrónica de potencia contribuyen a la deformación de las formas de onda de corriente y tensión, se conectó el analizador de redes en el totalizador (3x1600 A) de la sección de inyección donde se encuentran instalados y operando simultáneamente 16 variadores de velocidad.

Con las mediciones de resistencia de puesta a tierra realizadas con el equipo de la Universidad, se querían conocer los valores que se tienen en la instalación del pararrayos, la malla de puesta a tierra de la parte de sistemas y la malla de puesta a tierra de la subestación; en esta última no es posible realizar este tipo de medición mientras no se corrijan las conexiones de la puesta tierra que se tienen en los transformadores, lo cual se especifica en más detalle en las siguientes secciones.

3.2 NECESIDADES PLANTEADAS POR LAS DIRECTIVAS DE P.V.C. GERFOR

Una de las necesidades planteadas por los ingenieros de la planta de Tubo-sistemas, fue la verificación de los niveles de distorsión armónica presentes en la sección de inyección, pues por la instalación de variadores de velocidad, las pantallas que muestran los datos de las funciones principales del proceso de inyección en cada una de las máquinas presentaron problemas significativos de calibración. Estos problemas fueron corregidos en cierta medida con la instalación de anillos de ferrita en las líneas de alimentación del variador por parte de la empresa suministradora de los equipos; de igual forma, era interés de la empresa conocer el grado de distorsión armónica emitida por sus instalaciones hacia las redes de suministro de energía y saber si cumplían con los límites establecidos por las entidades reguladoras de nuestro país.

Otro de los puntos importantes expresados por las directivas de GERFOR, fue la actualización del diagrama unifilar, pues debido a los continuos cambios y traslados de maquinaria hacia otras plantas, no se tenía una información reciente de los equipos e instalaciones de la planta de tubo-sistemas. Estos traslados se han dado por el ya mencionado crecimiento de la empresa, lo cual ha incurrido en la creación de nuevas

plantas y la separación de ciertas líneas para que cada una de ellas se ocupe de un campo específico.

3.3 PROBLEMAS IDENTIFICADOS

Los problemas identificados en el desarrollo del proyecto de grado y que afectan la calidad de la potencia en las instalaciones eléctricas de P.V.C. GERFOR, se mencionan a continuación.

Uno de ellos y quizás el más importante se refiere a la forma como están conectados a tierra los transformadores de potencia; pues en ellos, se tiene puenteado el borne del neutro con el de tierra, y este último conectado con la malla de puesta a tierra de la subestación y el conductor de tierra de los tableros de distribución. Debido a este problema no fue posible realizar las mediciones de resistencia de puesta a tierra en la malla de la subestación, pues los valores de corriente que se registran en los conductores de la malla pueden llegar a dañar el equipo de medición de puesta a tierra.

Otro de los problemas identificados después de conocer los datos de las mediciones realizadas con el analizador de redes en los transformadores de potencia, es el desbalance en la distribución de carga que se tiene en los mismos, pues de acuerdo con los registros arrojados por el equipo, el transformador 2 está cargado en la totalidad de su capacidad, mientras el transformador 1 solo se encuentra operando al 50% de su capacidad. Debido a este desbalance de carga en los transformadores, los niveles de distorsión armónica en el transformador 1 son más altos que los registrados en el transformador 2, este problema se tratará en forma mas detallada en las siguientes secciones.

En los circuitos de la parte administrativa de la empresa se detectó que las tres fases no se encuentran balanceadas. Con el propósito de lograr un balance de cargas en esta

parte de la empresa se dan una serie de recomendaciones incluidas en el numeral 4.4 de este trabajo.

La falta de identificación en las protecciones, las celdas, los tableros de distribución y los circuitos de la empresa, al igual que una selección adecuada en las protecciones de las máquinas, son otros de los problemas encontrados y los cuales se especifican en más detalle en el capítulo 4.

3.4 PRESENTACIÓN ESTADÍSTICA DE DATOS

En esta sección se presentan las tablas de datos de todos los registros obtenidos en las mediciones de armónicos, transitorios y puesta a tierra. Cada tabla presenta los parámetros eléctricos monitoreados en cada una de las fechas indicadas al inicio de este capítulo.

3.4.1 Armónicos (THDI y THDV). En la tabla 13 se presenta el resumen de los registros obtenidos en los secundarios de los transformadores en cuanto a los parámetros de distorsión armónica de corriente y de voltaje. En esta tabla sólo se presentan los valores promedio, máximos y mínimos de todos los datos registrados en cada una de las fechas indicadas; después de estos datos, se encuentran los valores totales promediados de las tres fases, esto en el caso de las corrientes y los porcentajes de distorsión armónica. En el anexo B se presentan las tablas con todos los registros obtenidos con el analizador de redes en los secundarios de los transformadores 1 y 2.

Tabla 13. Valores promedio, máximo y mínimo de los parámetros eléctricos monitoreados con el Analizador de Redes en los Transformadores de P.V.C. GERFOR S.A.

| FECHA | VALOR | FRECUENCIA (Hz) | CORRIENTES (A) | | | POTENCIA ACTIVA (kW) | | | | POTENCIA APARENTE (kVA) | | | | THD DE CORRIENTE (%) | | | THD DE VOLTAJE (%) | | | |
|------------------------|-------------|-----------------|----------------|---------|--------|----------------------|-------|-------|--------|-------------------------|-------|-------|--------|----------------------|-------|-------|--------------------|--------|--------|--|
| | | | IA | IB | IC | kWA | kWB | kWC | kWTtl | kVAA | kVAB | kVAC | kVATtl | THDIA | THDIB | THDIC | THDVAN | THDVBN | THDVCN | |
| TRANSFORMADOR 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Febrero 28/02 | Promedio | | 403,53 | 506,12 | 428,29 | | | | | | | | | 20,98 | 21,41 | 17,96 | 4,59 | 4,38 | 4,66 | |
| | Máximo | | 520 | 610 | 525 | | | | | | | | | 27,6 | 25,7 | 22,5 | 5,2 | 4,9 | 5,2 | |
| | Mínimo | | 295 | 380 | 325 | | | | | | | | | 17,7 | 16,3 | 14,4 | 4 | 3,9 | 4,1 | |
| | Promd. Tot. | | 445,98 | | | | | | | | | | | | 20,12 | | | 4,54 | | |
| | Promd. Máx | | 551,67 | | | | | | | | | | | | 25,27 | | | 5,1 | | |
| | Promd. Mín | | 333,33 | | | | | | | | | | | | 16,13 | | | 4 | | |
| Marzo 27/02 | Promedio | 60,01 | 675,84 | 599,9 | 560,66 | 77,94 | 77,31 | 62,94 | 218,18 | 89,62 | 79,55 | 74,44 | 243,6 | 22,14 | 24,19 | 23,43 | 5,74 | 5,55 | 5,99 | |
| | Máximo | 60,09 | 895 | 755 | 710 | 105 | 100 | 80 | 285 | 120 | 100 | 95 | 315 | 25,70 | 27,80 | 27,20 | 6,30 | 6,30 | 6,90 | |
| | Mínimo | 59,93 | 505 | 465 | 430 | 55 | 60 | 50 | 165 | 65 | 60 | 55 | 185 | 18,4 | 20,9 | 20 | 4,8 | 4,9 | 4,9 | |
| | Promd. Tot. | | 612,13 | | | | | | | | | | | | 23,25 | | | 5,76 | | |
| | Promd. Máx | | 786,67 | | | | | | | | | | | | 26,9 | | | 6,5 | | |
| | Promd. Mín | | 466,67 | | | | | | | | | | | | 19,77 | | | 4,87 | | |
| TRANSFORMADOR 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Febrero 4/02 | Promedio | | 1244,6 | 960,82 | 1357,3 | | | | | | | | | 9,07 | 9,88 | 9,29 | 3,24 | 3,64 | 3,65 | |
| | Máximo | | 1480 | 1125 | 1560 | | | | | | | | | 14,2 | 15 | 14,8 | 4,1 | 4,8 | 4,8 | |
| | Mínimo | | 1040 | 800 | 1164 | | | | | | | | | 5,1 | 5,6 | 5,2 | 2,8 | 2,9 | 2,9 | |
| | Promd. Tot. | | 1360,89 | | | | | | | | | | | | 9,41 | | | 3,51 | | |
| | Promd. Máx | | 1575,77 | | | | | | | | | | | | 14,67 | | | 4,57 | | |
| | Promd. Mín | | 1158 | | | | | | | | | | | | 5,3 | | | 2,87 | | |
| Abril 1/02 | Promedio | 60,01 | 1486,1 | 1800,56 | 1271,5 | 186,7 | 233,4 | 163,9 | 584,05 | 193,6 | 234,8 | 165,5 | 594 | 8,15 | 8,3 | 8,86 | 2,97 | 3,33 | 3,18 | |
| | Máximo | 60,09 | 1795 | 2215 | 1536 | 220 | 270 | 192 | 677 | 230 | 285 | 196 | 711 | 11,7 | 11,6 | 12,7 | 3,6 | 4,1 | 4,2 | |
| | Mínimo | 59,96 | 1140 | 1390 | 992 | 145 | 185 | 128 | 462 | 150 | 185 | 132 | 467 | 5,3 | 5,1 | 5,7 | 2,2 | 2,5 | 2,4 | |
| | Promd. Tot. | | 1692,67 | | | | | | | | | | | | 8,44 | | | 3,16 | | |
| | Promd. Máx | | 2036,10 | | | | | | | | | | | | 12 | | | 3,97 | | |
| | Promd. Mín | | 1330,67 | | | | | | | | | | | | 5,37 | | | 2,37 | | |

Las tablas 14 a 16 presentan los datos medidos con la pinza para medición de armónicos AEMC, en estas tablas se muestran los valores de corriente, de voltaje y los porcentajes de distorsión armónica individual medidos del 2^o al 25^o armónico.

Las tablas 14 y 15 muestran los registros obtenidos en los secundarios de los transformadores 1 y 2 respectivamente, mientras que la tabla 16 presenta los datos medidos en algunos equipos de la empresa.

Tabla 14. Corrientes, tensiones y porcentajes de distorsión de corriente y de voltaje registrados con la Pinza AEMC en el Transformador 1.

| Fecha Medición | EQUIPO: Transformador 1 (Secundario 228 V) | | | | | | | | | | | | | | | | CAPACIDAD: 630 kVA | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--|---------|------|------|-------|---|--------|------|------|------|------|--------|------|------|------|---|--------------------|---------|------|----|---------|----|------|---------|------|--|
| | I Fundamentales | FASE A | | | | | FASE B | | | | | FASE C | | | | | V Fundamentales | AB | | | BC | | | CA | | |
| 28/02/02 | I promd. [60 Hz] | 385 A | | | | | 420 A | | | | | 355 A | | | | | V promedio [60 Hz] | 228,7 V | | | 230,5 V | | | 231,2 V | | |
| | THDI (%) | 20 | | | | | 24,9 | | | | | 25,4 | | | | | THDV (%) | 4,1 | | | 4,4 | | | 4,8 | | |
| 27/03/02 | I promd. [60 Hz] | 118,6 A | | | | | | | | | | | | | | | V promedio [60 Hz] | 132,3 V | | | | | | | | |
| | THDI (%) | 24,4 | | | | | | | | | | | | | | | THDV (%) | 6 | | | | | | | | |
| | I promd. [60 Hz] | | | | | | 119 A | | | | | | | | | | V promedio [60 Hz] | | | | 132,4 V | | | | | |
| | THDI (%) | | | | | | 23,3 | | | | | | | | | | THDV (%) | | | | 5,8 | | | | | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | FASE C - FASE A - FASE B | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | |
| 28/02/02 | % I | 0,4 | 2,8 | 0,1 | 14,4 | 0 | 8,7 | 0 | 0,6 | 0 | 5,1 | 0 | 1,8 | 0 | 0,5 | 0 | 1,7 | 0 | 3,5 | 0 | 1,4 | 0 | 0,5 | 0,1 | 1,3 | |
| 27/03/02 | % I | 0,3 | 1,9 | 0 | 16,3 | 0 | 12,6 | 0,3 | 1,4 | 0,2 | 10,6 | 0,2 | 3,5 | 0,4 | 0,3 | 0 | 0,8 | 0 | 0,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | % I | 0,2 | 6,9 | 0 | 19 | 0 | 12,3 | 0,1 | 3,2 | 0,2 | 7,5 | 0,1 | 6,3 | 0,1 | 4,2 | 0,1 | 0,3 | 0 | 0,4 | 0 | 0,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Promedio | % I | 0,30 | 3,87 | 0,03 | 16,57 | 0 | 11,20 | 0,13 | 1,73 | 0,13 | 7,73 | 0,10 | 3,87 | 0,17 | 1,67 | 0,03 | 0,93 | 0 | 1,40 | 0 | 0,53 | 0 | 0,17 | 0,03 | 0,43 | |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | Tensiones AB - AN - BN (respectivamente) | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | |
| 28/02/02 | % V | 0 | 0,2 | 0 | 3,8 | 0 | 0,6 | 0 | 0 | 0 | 0,9 | 0 | 0,3 | 0 | 0,2 | 0 | 0,7 | 0 | 0,7 | 0 | 0 | 0 | 0,4 | 0 | 0,3 | |
| 27/03/02 | % V | 0 | 0,2 | 0 | 4,5 | 0 | 1,2 | 0,1 | 0,4 | 0 | 3,6 | 0 | 1,5 | 0 | 0,2 | 0 | 0,2 | 0 | 0,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | % V | 0 | 0,3 | 0 | 4,5 | 0 | 1,7 | 0 | 0,8 | 0 | 2,4 | 0 | 1,2 | 0 | 1 | 0 | 0,2 | 0 | 0,4 | 0 | 0,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Promedio | % V | 0 | 0,23 | 0 | 4,27 | 0 | 1,17 | 0,03 | 0,40 | 0 | 2,30 | 0 | 1,00 | 0 | 0,47 | 0 | 0,37 | 0 | 0,40 | 0 | 0,03 | 0 | 0,13 | 0 | 0,10 | |

Tabla 15. Corrientes, tensiones y porcentajes de distorsión de corriente y de voltaje registrados con la Pinza AEMC en el Transformador 2.

| Fecha Medición | EQUIPO: Transformador 2 (Secundario 228 V) | | | | | | | | | | | | | | | | CAPACIDAD: 630 kVA | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--|------|--------|------|------|------|------|---------|------|----|------|----|---------|----|----|----|--|----|---------|----|----|---------|----|----|---------|---|--|--|
| | Fundamentales | | FASE A | | | | | FASE B | | | | | FASE C | | | | V Fundamentales | | AN | | | BN | | | CN | | | |
| 04/02/02 | I promd. [60 Hz] | | 379 A | | | | | | | | | | | | | | V promedio [60 Hz] | | 132,1 V | | | | | | | | | |
| | THDI (%) | | 10 | | | | | | | | | | | | | | THDV (%) | | 4 | | | | | | | | | |
| 01/04/02 | I promd. [60 Hz] | | | | | | | 392,2 A | | | | | | | | | V promedio [60 Hz] | | | | | 130,5 V | | | | | | |
| | THDI (%) | | | | | | | 9 | | | | | | | | | THDV (%) | | | | | 3,7 | | | | | | |
| | I promd. [60 Hz] | | | | | | | | | | | | 342,6 A | | | | V promedio [60 Hz] | | | | | | | | 130,7 V | | | |
| | THDI (%) | | | | | | | | | | | | 8,5 | | | | THDV (%) | | | | | | | | 3,5 | | | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | FASE A - FASE B - FASE C | | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | | | |
| 04/02/02 | % I | 0,5 | 1 | 0,1 | 10,2 | 0,2 | 7,7 | 0,1 | 0 | 0 | 0,4 | 0 | 0,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 01/04/02 | % I | 0,2 | 0,3 | 0,1 | 8,4 | 0,2 | 4,2 | 0,4 | 0,2 | 0 | 1,3 | 0 | 0,2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | % I | 0,5 | 1,7 | 0,5 | 9,7 | 0,2 | 3,5 | 0,1 | 0,2 | 0 | 0,9 | 0 | 0,1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| Promedio | % I | 0,40 | 1 | 0,23 | 9,43 | 0,20 | 5,13 | 0,20 | 0,13 | 0 | 0,87 | 0 | 0,13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | Tensiones AN - BN - CN (respectivamente) | | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | | | |
| 28/02/02 | % V | 0 | 0,3 | 0 | 3 | 0 | 1,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| 01/04/02 | % V | 0 | 0,3 | 0 | 3,1 | 0 | 1,3 | 0,1 | 0 | 0 | 0,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| | % V | 0 | 0,3 | 0 | 2,9 | 0 | 1,8 | 0 | 0 | 0 | 0,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| Promedio | % V | 0 | 0,30 | 0 | 3 | 0 | 1,60 | 0,03 | 0 | 0 | 0,23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |

Tabla 16. Corrientes, tensiones y porcentajes de distorsión de corriente y de voltaje registrados con la Pinza AEMC en los Equipos.

| Fecha Medición | EQUIPO: Inyectora 0811 (entrada variador de velocidad 400 V y entrada trafo. elevador 220 V) | | | | | | | | | | | | | | | | CAPACIDAD: 72 hp | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--|---------|------|------|------|-----|---------|------|------|------|------|--------|------|-----|-----|---------------------|--------------------|---------|------|------|---------|-----|------|---------|-----|--|
| | Fundamentales | FASE A | | | | | FASE B | | | | | FASE C | | | | | V Fundamentales | AB | | | BC | | | CA | | |
| 04/02/02 | I promd. [60 Hz] | 40 A | | | | | 45 A | | | | | 44 A | | | | | V promedio [60 Hz] | 386 V | | | 390,6 V | | | 381 V | | |
| | THDI (%) | 43,6 | | | | | 43 | | | | | 34 | | | | | THDV (%) | 6,5 | | | 6,5 | | | 10,4 | | |
| 01/04/02 | I promd. [60 Hz] | 70,5 A | | | | | 76,47 A | | | | | 76,6 A | | | | | V promedio [60 Hz] | 221,7 V | | | 225,3 V | | | 223,4 V | | |
| | THDI (%) | 38 | | | | | 40,1 | | | | | 38,9 | | | | | THDV (%) | 8,8 | | | 8,5 | | | 8,9 | | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | FASE A | | | | | | | | | | |
| | N | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | |
| 04/02/02 | % I | 4,3 | 59,4 | 43,9 | 41,3 | 102 | 52 | 25,2 | 25,9 | 35,3 | 25,2 | 1,4 | 17,5 | 0,2 | 8,9 | 7,1 | 5,4 | 7 | 11,4 | 10,8 | 32,4 | 2,8 | 10,7 | 3 | 4,6 | |
| 01/04/02 | % I | 1,2 | 1,5 | 0,7 | 36,6 | 0,3 | 14 | 0,2 | 2,9 | 0,3 | 7,2 | 0,1 | 6,9 | 0,3 | 1,5 | 0,3 | 4 | 0,1 | 2,8 | 0,1 | 0,6 | 0,1 | 1,9 | 0 | 1,2 | |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | Tensiones AB | | | | | | | | | | |
| | N | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | |
| 04/02/02 | % V | 0 | 0,7 | 0 | 6,2 | 0 | 3,3 | 0 | 0,7 | 0 | 3,2 | 0 | 2,3 | 0,1 | 1 | 0 | 2,6 | 0 | 0,7 | 0 | 0,7 | 0 | 1,5 | 0 | 1 | |
| 01/04/02 | % V | 0 | 0,5 | 0 | 5,8 | 0 | 2,6 | 0,1 | 1,9 | 0 | 5,4 | 0 | 1,1 | 0 | 1 | 0 | 0,6 | 0 | 0,6 | 0 | 0,2 | 0 | 0,3 | 0 | 0,4 | |
| Fecha Medición | EQUIPO: Inyectora 0815 (entrada interruptor máquina) | | | | | | | | | | | | | | | | CAPACIDAD: 50 hp | | | | | | | | | |
| | Fundamentales | FASE A | | | | | FASE B | | | | | FASE C | | | | | V Fundamentales | AB | | | BC | | | CA | | |
| 01/04/02 | I promd. [60 Hz] | 52,18 A | | | | | 52,5 A | | | | | 52,7 A | | | | | V promedio [60 Hz] | 223,8 V | | | 223,2 V | | | 226,5 V | | |
| | THDI (%) | 38,1 | | | | | 43,2 | | | | | 36,3 | | | | | THDV (%) | 8,6 | | | 6,8 | | | 7,7 | | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | FASE A | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | |
| 01/04/02 | % I | 0,9 | 6,7 | 0,3 | 34,8 | 0,2 | 16,5 | 0,2 | 2,5 | 0,2 | 7,8 | 0,1 | 4,9 | 0,2 | 1,5 | 0,1 | 3,8 | 0 | 2,3 | 0,1 | 1,2 | 0,1 | 1,2 | 0 | 2,2 | |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | Tensiones AB | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | |
| 01/04/02 | % V | 0 | 0,5 | 0 | 6,3 | 0 | 2,4 | 0 | 0,2 | 0 | 2,7 | 0 | 1,9 | 0 | 0,3 | 0,1 | 2,3 | 0 | 1,4 | 0 | 0,7 | 0 | 0,1 | 0 | 0,4 | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---|----------|----------|---------------|----------|----------|----------|----------|---------------|-----------|---------------|-----------|---------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Fecha Medición | EQUIPO: Inyectora 0818 (entrada variador de velocidad 220 V) CAPACIDAD: 30 hp | | | | | | | | | | | | | | | |
| | I Fundamentales | | | FASE A | | | | | FASE B | | FASE C | | V Fundamentales | | | |
| 04/02/02 | I promd. [60 Hz] | | | 30 A | | | | | 29 A | | 31 A | | V promedio [60 Hz] | | | |
| | THDI (%) | | | 57 | | | | | 65 | | 116 | | THDV (%) | | | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 04/02/02 | % I | 48,3 | 77,2 | 44,3 | 82,7 | 134 | 105 | 33,8 | 48 | 93,2 | 39,5 | 50,2 | 30,7 | 32 | 16 | 155 |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 04/02/02 | % V | 0 | 0,2 | 0 | 4,8 | 5 | 2,1 | 0 | 0,5 | 0 | 2,2 | 0 | 1,2 | 0 | 1 | 0 |
| Fecha Medición | EQUIPO: Inyectora 0820 (entrada variador de velocidad 400 V y entrada trafo. elevador 220 V) CAPACIDAD: 50 hp | | | | | | | | | | | | | | | |
| | I Fundamentales | | | FASE A | | | | | FASE B | | FASE C | | V Fundamentales | | | |
| 04/02/02 | I promd. [60 Hz] | | | 36 A | | | | | 33 A | | 33,9 A | | V promedio [60 Hz] | | | |
| | THDI (%) | | | 42,3 | | | | | 43,4 | | 42,2 | | THDV (%) | | | |
| 27/03/02 | I promd. [60 Hz] | | | 51 A | | | | | 42,97 A | | 49,7 A | | V promedio [60 Hz] | | | |
| | THDI (%) | | | 45,8 | | | | | 50,8 | | 45,8 | | THDV (%) | | | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 04/02/02 | % I | 2,5 | 30 | 528 | 74,5 | 75 | 54 | 34,7 | 108 | 14 | 45,5 | 3,5 | 20,3 | 15,3 | 65,8 | 69,1 |
| 27/03/02 | % I | 0,7 | 12,1 | 0,5 | 42,7 | 0,3 | 22,1 | 0,4 | 6,2 | 0,2 | 8,9 | 0,1 | 6,9 | 0,3 | 2,3 | 0,1 |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 04/02/02 | % V | 0 | 0,3 | 0 | 6 | 0 | 3,2 | 0 | 0,6 | 0 | 2,4 | 0 | 1,5 | 0 | 1 | 0 |
| 27/03/02 | % V | 0 | 0,6 | 0 | 6,3 | 0 | 3,5 | 0,1 | 1,5 | 0 | 4,5 | 0 | 1,4 | 0 | 1,2 | 0 |
| Fecha Medición | EQUIPO: Extrusora 0106 (entrada variador) CAPACIDAD: 70 kW | | | | | | | | | | | | | | | |
| | I Fundamentales | | | FASE A | | | | | FASE B | | FASE C | | V Fundamentales | | | |
| 04/02/02 | I promd. [60 Hz] | | | 60 A | | | | | 60 A | | 60 A | | V promedio [60 Hz] | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--|-----|-----|-----|-------------------------|--------|--------|--------------------|-----|-----|---------------|-----|-----|------------------------|-----|-----|
| | THDI (%) | | | | 33 | 33 | 33 | THDV (%) | | | | | | | | |
| 27/03/02 | I promd. [60 Hz] | | | | 73,5 A | 72,3 A | 78,5 A | V promedio [60 Hz] | | | | | | | | |
| | THDI (%) | | | | 36 | 36,6 | 33,5 | THDV (%) | | | | | | | | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 04/02/02 | % I | 0,3 | 1 | 0,3 | 29,7 | 0 | 3,1 | 0 | 0,4 | 0,1 | 9 | 0 | 2,8 | 0 | 0,2 | 0,1 |
| 27/03/02 | % I | 0,8 | 3,7 | 0,4 | 33,2 | 0,1 | 2,6 | 0,1 | 1,3 | 0,1 | 10 | 0,1 | 0,4 | 0 | 0,7 | 0,2 |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 04/02/02 | % V | 0 | 0,5 | 0 | 5,4 | 17,6 | 9,5 | 1,2 | 2,9 | 0 | 17,9 | 2,3 | 17 | 3,4 | 9,8 | 0,3 |
| 27/03/02 | % V | 0 | 0,4 | 0 | 5,6 | 0 | 1,6 | 0 | 0,8 | 0 | 2,9 | 0 | 0,3 | 0 | 0,9 | 0 |
| Fecha Medición | EQUIPO: Extrusora 0109 (entrada variador) | | | | CAPACIDAD: 40 hp | | | | | | | | | | | |
| | I Fundamentales | | | | FASE A | | | FASE B | | | FASE C | | | V Fundamentales | | |
| 28/02/02 | I promd. [60 Hz] | | | | 40,6 A | | | 40,2 A | | | 39,56 A | | | V promedio [60 Hz] | | |
| | THDI (%) | | | | 30,8 | | | 31,3 | | | 32 | | | THDV (%) | | |
| | I promd. [60 Hz] | | | | 40,53 A | | | 39,71 A | | | 39,14 A | | | V promedio [60 Hz] | | |
| | THDI (%) | | | | 32,4 | | | 32,9 | | | 33,8 | | | THDV (%) | | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 28/02/02 | % I | 0,3 | 1,1 | 0,1 | 28,5 | 0 | 2,8 | 0 | 0,1 | 0 | 8,5 | 0 | 2,4 | 0 | 0,2 | 0 |
| | % I | 0,4 | 1,9 | 0,3 | 30,2 | 0 | 3,4 | 0 | 0,4 | 0 | 9,1 | 0 | 2,7 | 0 | 0,2 | 0 |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 28/02/02 | % V | 0 | 0,2 | 0 | 4,5 | 0 | 0,3 | 0 | 0,3 | 0 | 1,3 | 0 | 0,5 | 0 | 0 | 0 |
| | % V | 0 | 0,2 | 0 | 5,1 | 0 | 0,5 | 0 | 0,2 | 0 | 1,6 | 0 | 0,5 | 0 | 0 | 0 |

| Fecha Medición | EQUIPO: Extrusora 0104 (entrada drive) | | | | | | | | | | | | | | | | CAPACIDAD: 75 hp | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--|-----|---------|-----|------|-----|------|---------|-----|-----|-----|-----|---------|-----|-----|-----|-------------------------------------|--------------------|-----|---------|-----|----|---------|----|-----|---------|--|--|--|
| | Fundamentales | | FASE A | | | | | FASE B | | | | | FASE C | | | | | V Fundamentales | | AB | | | BC | | | CA | | | |
| 28/02/02 | I promd. [60 Hz] | | 48,97 A | | | | | 48,24 A | | | | | 48,52 A | | | | | V promedio [60 Hz] | | 476 V | | | 478,9 V | | | 479,5 V | | | |
| | THDI (%) | | 34,2 | | | | | 33,6 | | | | | 32,4 | | | | | THDV (%) | | 8,4 | | | 8,4 | | | 8,3 | | | |
| | I promd. [60 Hz] | | 49,72 A | | | | | 48,99 A | | | | | 49,33 A | | | | | V promedio [60 Hz] | | 476 V | | | 478,9 V | | | 479,5 V | | | |
| | THDI (%) | | 34,3 | | | | | 33,5 | | | | | 31,3 | | | | | THDV (%) | | 8,4 | | | 8,4 | | | 8,3 | | | |
| 27/03/02 | I promd. [60 Hz] | | 44,25 A | | | | | 42,28 A | | | | | 45,35 A | | | | | V promedio [60 Hz] | | 476,9 V | | | 483,4 V | | | 483,3 V | | | |
| | THDI (%) | | 44,5 | | | | | 42,6 | | | | | 32 | | | | | THDV (%) | | 9 | | | 8,9 | | | 8,8 | | | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | FASE A- FASE B | | | | | | | | | | | | |
| n | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | | | | |
| 28/02/02 | % I | 0,9 | 3,5 | 0,2 | 30,1 | 0,2 | 11,1 | 0,1 | 0,8 | 0 | 7,5 | 0 | 3,9 | 0 | 0,4 | 0 | 3,1 | 0 | 2,2 | 0 | 0,2 | 0 | 1,3 | 0 | 1,2 | | | | |
| | % I | 0,8 | 3 | 0,2 | 29,4 | 0,1 | 11,5 | 0 | 0,8 | 0 | 7,3 | 0 | 3,7 | 0 | 0,7 | 0 | 3,1 | 0 | 2 | 0 | 0,4 | 0 | 1,5 | 0 | 1,1 | | | | |
| 27/03/02 | % I | 1,9 | 3,5 | 0,4 | 30,6 | 0,4 | 12,5 | 0,2 | 0,6 | 0,1 | 6,9 | 0,1 | 6,7 | 0,1 | 0,4 | 1,5 | 3 | 0 | 1,5 | 1,1 | 0,2 | 0 | 1,4 | 0 | 1,2 | | | | |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | Tensiones AB - BC (respectivamente) | | | | | | | | | | | | |
| n | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | | | | |
| 28/02/02 | % V | 0 | 0,4 | 0 | 6,2 | 0 | 2,9 | 0 | 0,2 | 0 | 3,3 | 0 | 1,6 | 0 | 0,3 | 0 | 1,8 | 0 | 1,2 | 0 | 0,2 | 0 | 1,1 | 0 | 0,8 | | | | |
| | % V | 0 | 0,3 | 0 | 6,2 | 0 | 3,4 | 0 | 0,3 | 0 | 2,5 | 0 | 1,6 | 0 | 0,2 | 0 | 1,5 | 0 | 1,5 | 0 | 0,3 | 0 | 0,9 | 0 | 1 | | | | |
| 27/03/02 | % V | 0 | 0,5 | 0 | 7 | 0 | 3,4 | 0 | 0,1 | 0 | 2,7 | 0 | 1,6 | 0 | 0,3 | 0 | 1,7 | 0 | 1,2 | 0 | 0,2 | 0 | 1 | 0 | 0,8 | | | | |

| Fecha Medición | EQUIPO: Extrusora 0107 (entrada variador) CAPACIDAD: 40 hp | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--|-----|-----|-----|---------|-----|-----|-----|---------|-----|-----|-----|---------|-----|-----|-----|--------------------|-------------------------|-----|--|---------|--|
| | Fundamentales | | | | FASE A | | | | FASE B | | | | FASE C | | | | V Fundamentales | | | | AB | |
| 28/02/02 | I promd. [60 Hz] | | | | 30,18 A | | | | 30,11 A | | | | 30,4 A | | | | V promedio [60 Hz] | | | | 440,1 V | |
| | THDI (%) | | | | 33,6 | | | | 34,17 | | | | 33,5 | | | | THDV (%) | | | | 2,2 | |
| | I promd. [60 Hz] | | | | 30,67 A | | | | 30,27 A | | | | 31,06 A | | | | V promedio [60 Hz] | | | | 444,6 V | |
| | THDI (%) | | | | 33,8 | | | | 34,8 | | | | 33,7 | | | | THDV (%) | | | | 2,5 | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | FASE A - FASE B | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | | | |
| 28/02/02 | % I | 4,4 | 1,6 | 2,7 | 31,3 | 0,8 | 1,9 | 0,7 | 0,3 | 1,4 | 8,8 | 0,7 | 1,9 | 0,3 | 0,1 | 1,2 | 4,4 | 0,5 | 1,6 | | | |
| | % I | 5,9 | 0,8 | 1,8 | 32,4 | 0,8 | 2,2 | 0,7 | 0,2 | 0,9 | 8,6 | 0,7 | 2,1 | 0,4 | 0,1 | 0,8 | 4,3 | 0,6 | 1,5 | | | |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Tensiones AB - B | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | | | |
| 28/02/02 | % V | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,6 | 0 | 0,5 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 1 | 0 | 0,2 | 0 | 0 | 0,2 | 1,1 | 0,1 | 0,4 | | | |
| | % V | 0 | 0 | 0,1 | 0,8 | 0 | 0,6 | 0 | 0,1 | 0,1 | 1,2 | 0,1 | 0,3 | 0 | 0 | 0,1 | 1,1 | 0,1 | 0,4 | | | |
| Fecha Medición | EQUIPO: Extrusora 0110 (entrada variador) CAPACIDAD: 40 hp | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Fundamentales | | | | FASE A | | | | FASE B | | | | FASE C | | | | V Fundamentales | | | | AB | |
| 27/03/02 | I promd. [60 Hz] | | | | 50,7 A | | | | 50,5 A | | | | 53,31 A | | | | V promedio [60 Hz] | | | | 440,3 V | |
| | THDI (%) | | | | 30,2 | | | | 31 | | | | 29,4 | | | | THDV (%) | | | | 9,6 | |
| 01/04/02 | I promd. [60 Hz] | | | | 52,6 A | | | | 50,16 A | | | | 52,3 A | | | | V promedio [60 Hz] | | | | 435,3 V | |
| | THDI (%) | | | | 30,2 | | | | 31,2 | | | | 29,9 | | | | THDV (%) | | | | 9 | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | FASE A - FASE B | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | | | |
| 27/0/2002 | % I | 2,7 | 0,8 | 1,9 | 27,2 | 0,9 | 5,1 | 0,1 | 0,1 | 1 | 8,6 | 0,7 | 3,5 | 0,2 | 0,1 | 0,8 | 5,1 | 1 | 2,8 | | | |
| 01/04/02 | % I | 2,7 | 1,1 | 2 | 27,7 | 0,7 | 6,2 | 0,1 | 0,2 | 1,1 | 9 | 0,9 | 4,1 | 0,2 | 0,1 | 0,8 | 5,1 | 0,8 | 3 | | | |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | Tensiones AB - B | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | | | |
| 27/03/02 | % V | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 7,9 | 0,1 | 2,2 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 2,2 | 0,2 | 1,2 | 0 | 0 | 0,3 | 2,3 | 0,4 | 1,6 | | | |
| 01/04/02 | % V | 0,2 | 0,3 | 0,2 | 7 | 0,1 | 2,1 | 0 | 0 | 0,2 | 2,3 | 0,2 | 1,4 | 0 | 0 | 0,3 | 2,3 | 0,5 | 1,5 | | | |
| Fecha Medición | EQUIPO: Extrusora 0112 (entrada variador) CAPACIDAD: 60 hp | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Fundamentales | | | | FASE A | | | | FASE B | | | | FASE C | | | | V Fundamentales | | | | AB | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--|---------|---------------|-----|------|-----|---------|---------------|-----|-----|-----|---------------------------|---------------|-----|-----|-----|--------------------|------------------------|-------------------------|---------|-----------|--|
| 27/03/02 | I promd. [60 Hz] | 30,55 A | | | | | 31,52 A | | | | | 30,53 A | | | | | V promedio [60 Hz] | | | 457,8 V | | |
| | THDI (%) | 45,3 | | | | | 43,9 | | | | | 45,8 | | | | | THDV (%) | | | 4 | | |
| 01/04/02 | I promd. [60 Hz] | 28 A | | | | | 27,3 A | | | | | 27,1 A | | | | | V promedio [60 Hz] | | | 456,7 V | | |
| | THDI (%) | 47,9 | | | | | 47,8 | | | | | 50,2 | | | | | THDV (%) | | | 3,9 | | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | FASE A - FASE C | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | | | |
| 27/0/2002 | % I | 3 | 1,6 | 1,3 | 42,8 | 0,6 | 12,3 | 0,5 | 0,7 | 0,4 | 8,8 | 0,1 | 3,4 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 4,1 | 0 | 1,3 | | | |
| 01/04/02 | % I | 1,3 | 1,5 | 0,6 | 47,1 | 0,3 | 14,8 | 0,3 | 0,6 | 0,4 | 9,2 | 0 | 4,2 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 4,2 | 0 | 1,8 | | | |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Tensiones AB - B | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | | | |
| 27/03/02 | % V | 0 | 0,2 | 0 | 3 | 0 | 2,1 | 0,2 | 0 | 0 | 1,2 | 0 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0,6 | 0 | 0,2 | | | |
| 01/04/02 | % V | 0 | 0,1 | 0 | 2,2 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0,7 | 0 | 0,4 | 0 | 0 | 0 | 0,7 | 0 | 0,3 | | | |
| Fecha Medición | EQUIPO: Totalizador General de Alumbrado (Interruptor tablero 16) | | | | | | | | | | | CAPACIDAD: 3x350 A | | | | | | | | | | |
| | Fundamentales | | FASE A | | | | | FASE B | | | | | FASE C | | | | | V Fundamentales | | | AB | |
| 27/03/02 | I promd. [60 Hz] | 54 A | | | | | 84 A | | | | | 119 A | | | | | V promedio [60 Hz] | | | 227,7 V | | |
| | THDI (%) | 11,2 | | | | | 18,6 | | | | | 19,5 | | | | | THDV (%) | | | 4,9 | | |
| 01/04/02 | I promd. [60 Hz] | 60,9 A | | | | | 73,6 A | | | | | 43,2 A | | | | | V promedio [60 Hz] | | | 206,3 V | | |
| | THDI (%) | 16,4 | | | | | 18 | | | | | 13,2 | | | | | THDV (%) | | | 4,1 | | |
| CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | FASE A - FASE C | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | | | |
| 27/03/02 | % I | 0,2 | 16 | 0,4 | 9,4 | 0,1 | 1,4 | 0 | 0,4 | 0,1 | 0,6 | 0 | 0 | 0 | 0,2 | 0 | 0 | 0 | 0,1 | | | |
| 01/04/02 | % I | 1,6 | 13 | 0 | 9,6 | 0 | 3,5 | 0,2 | 1 | 0 | 0,5 | 0 | 0,3 | 0 | 0,1 | 0 | 0,1 | 0 | 0,2 | | | |
| TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Tensiones AB | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | | | |
| 27/03/02 | % V | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 0,5 | 0,1 | 0 | 0 | 2,7 | 0 | 0,4 | 0 | 0 | 0 | 0,2 | 0 | 0 | | | |
| 01/04/02 | % V | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 2,7 | 0 | 0 | 0 | 0,4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | |
| Fecha Medición | EQUIPO: U.P.S. | | | | | | | | | | | CAPACIDAD: 18 kVA | | | | | | | | | | |
| | Fundamentales | | FASE A | | | | | FASE B | | | | | FASE C | | | | | V Fundamentales | | | AB | |
| 28/02/02 | I promd. [60 Hz] | 29,82 A | | | | | 30,29 A | | | | | 29,62 A | | | | | V promedio [60 Hz] | | | 227,2 V | | |
| | THDI (%) | 30 | | | | | 29,7 | | | | | 29,3 | | | | | THDV (%) | | | 3,6 | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------|---------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|---------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|---|
| | I promd. [60 Hz] | 18,43 A | | | 20,03 A | | | 19,96 A | | | V promedio [60 Hz] | | | 226,1 V | | | 22 | | | | |
| | THDI (%) | 81,5 | | | 40,6 | | | 67,5 | | | THDV (%) | | | 3,5 | | | : | | | | |
| 27/03/02 | I promd. [60 Hz] | 28,53 A | | | 29,02 A | | | 28,66 A | | | V promedio [60 Hz] | | | 224,7 V | | | 22 | | | | |
| | THDI (%) | 29,8 | | | 29,7 | | | 29,3 | | | THDV (%) | | | 3,9 | | | | | | | |
| | CORRIENTES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | FASE A - FASE B - FASE A | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | : |
| 28/02/02 | % I | 1 | 0,1 | 0,7 | 25 | 0,2 | 8,8 | 0 | 0,5 | 0,1 | 8,1 | 0,1 | 7,3 | 0,1 | 0,6 | 0 | 5,4 | 0 | 4,7 | 0 | : |
| | % I | 33,1 | 13,8 | 31,9 | 37,3 | 25,5 | 11,7 | 7,3 | 5,8 | 2,7 | 9,3 | 9,7 | 10 | 9,9 | 9,1 | 5,3 | 6,7 | 18,8 | 4,5 | 3,1 | : |
| 27/03/02 | % I | 1,3 | 0,7 | 0,4 | 24,3 | 0,3 | 9 | 0 | 1 | 0,2 | 6,9 | 0 | 8,7 | 0,1 | 0,4 | 0,1 | 5,1 | 0 | 5,6 | 0 | : |
| | TENSIONES ARMÓNICAS (%) | | | | | | | | | | | | | | | | Tensiones AB - BC - AB (re) | | | | |
| | n | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | : |
| 28/02/02 | % V | 0 | 0 | 0 | 3,3 | 0 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0,9 | 0 | 0,1 | 0 | 0 | 0 | 0,1 | 0 | 0 | 0 | : |
| | % V | 0 | 0 | 0 | 3,5 | 0 | 0,3 | 0 | 0,1 | 0 | 0,8 | 0 | 0,2 | 0 | 0 | 0 | 0,1 | 0 | 0 | 0 | : |
| 27/03/02 | % V | 0 | 0 | 0 | 3,7 | 0 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0,9 | 0 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0,1 | 0 | 0,1 | 0 | : |

De acuerdo con los datos mostrados en la tabla 13, se puede observar que los porcentajes de distorsión armónica de corriente para el transformador uno son superiores al 20% en promedio, lo cual representa una alta distorsión armónica en este equipo (esto se determinará en forma más concreta en la siguiente sección donde se definen los límites establecidos por IEEE). En cuanto a los porcentajes de distorsión de voltaje en este transformador, los valores promedio registrados son de 4,54% y 5,76% en las mediciones del 28 de febrero y el 27 de marzo respectivamente, este último valor también puede ser considerado como alto si se tienen en cuenta las recomendaciones de la IEEE definidas en la sección 3.5.

En el transformador dos, los porcentajes de distorsión armónica son menores a los registrados en el transformador uno, en el caso de la distorsión de corriente los porcentajes no superan el 10% en promedio, y los porcentajes de distorsión de voltaje registrados no fueron mayores al 4,6%, cumpliendo de esta manera con las disposiciones de las entidades reguladoras en nuestro país (resolución CREG 070 del 98).

Teniendo en cuenta los valores nominales de corriente presentados en la tabla 6 y los valores de corriente de la tabla 13 registrados en los dos transformadores, se define que las corrientes del transformador uno no alcanzan el 50% de su valor nominal, mientras que en el transformador dos se presentan valores que incluso lo están sobrepasando. De acuerdo con los valores de potencia medidos el 27 de marzo y el 1 de abril, se observa que la capacidad en el transformador uno solo está siendo usada en un 50% mientras el transformador dos en algunos instantes trabaja sobrecargado (ver tablas 6 y 13). Para ver en más detalle los valores registrados de corriente, potencia y los porcentajes de distorsión armónica de los transformadores, se deben consultar las tablas del anexo B.

En las tablas 14 y 15 donde se presentan los registros obtenidos con la pinza para medición de armónicos AEMC en los transformadores 1 y 2 respectivamente, se puede observar el mismo comportamiento de los valores en cuanto a los porcentajes de distorsión armónica que en la tabla 13. El transformador uno registra porcentajes altos de distorsión, mientras el transformador dos presenta valores aceptables de acuerdo a las recomendaciones de la norma IEEE 519, esto se define en más detalle en la siguiente sección de este trabajo. En estas dos tablas al igual que en la tabla 16 donde se presentan los datos registrados en algunos equipos de la empresa, se puede observar que en cuanto a las distorsiones individuales el 5^o armónico es el más relevante, pues sus porcentajes de distorsión superan los límites de la IEEE 519, esto se observa en forma más clara en el anexo E donde se presentan los datos registrados en forma gráfica.

4.2 Transitorios (Sag y Swell). La tabla 17 presenta el resumen de los registros obtenidos el 4 de mayo con el analizador de redes en el totalizador de la sección de inyección, al igual que en la tabla 13 sólo se presentan los valores promedio, los máximos y los mínimos de todos los datos registrados en cada uno de los parámetros monitoreados, la información detallada sobre las mediciones realizadas en este totalizador se presenta en la tabla del anexo C, en ella se muestran los valores de las tensiones de línea y de fase monitoreadas cada tres minutos durante un periodo de 12 horas. En la realización de esta medición se programó el equipo para la captura de sag y swell de tensión, al igual que en las mediciones del 27 de marzo y el 1 de abril; sin embargo, no se obtuvieron registros de variaciones de tensión, pues los porcentajes no fueron superiores a los establecidos en la norma IEEE 1159 (ver tabla 4), la cual define que los sag de tensión no pueden ser inferiores al 90% del valor nominal y los swell no pueden sobrepasar el 10% del valor nominal de la tensión, estos porcentajes se aplicaron a la tensión de fase de los transformadores, adoptando para las mediciones los siguientes rangos de tensión.

$$V_{L-N} = \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3}} = \frac{228}{\sqrt{3}} = 131,64 \text{ V}$$

$$\text{Sag: } 131,64 \times 0,9 = 118,5 \text{ V} \approx 119 \text{ V}$$

$$\text{Swell: } 131,64 \times 1,1 = 144,8 \text{ V} \approx 145 \text{ V}$$

Estos valores fueron incluidos durante la programación del equipo en la configuración de alarmas, pues por medio de ellas el Power Logic detecta las variaciones en el nivel de tensión; es decir, para la captura de sag de tensión la respectiva alarma debía activarse si el valor de tensión monitoreado era inferior a 119 voltios y para los swell debía activarse si el valor medido sobrepasaba los 145 voltios.

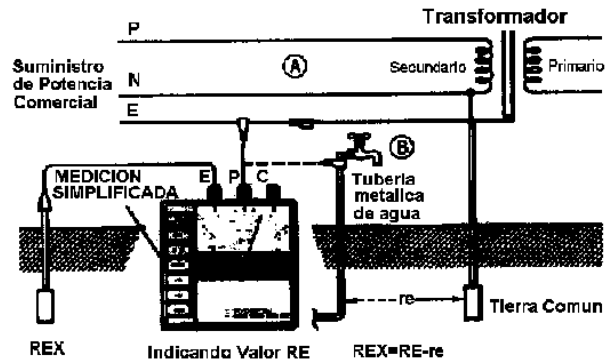
Tabla 17. Valores promedio, máximo y mínimo de los parámetros eléctricos monitoreados con el Analizador de Redes en el Totalizador de la sección de Inyección.

| FECHA | VALOR | FRECUENCIA (Hz) | CORRIENTES (A) | | | TENSIONES DE LÍNEA (V) | | | TENSIONES DE FASE (V) | | | |
|-----------|-------------|-----------------|----------------|--------|--------|------------------------|--------|--------|-----------------------|--------|-------|--|
| | | | IA | IB | IC | VAB | VBC | VCA | VAN | VBN | VCN | |
| Mayo 4/02 | Promedio | 60,01 | 291,89 | 300,15 | 318,46 | 226,25 | 228,36 | 227,34 | 130,75 | 130,96 | 132,1 | |
| | Máximo | 60,14 | 428 | 436 | 461 | 229 | 231 | 230 | 132 | 133 | 134 | |
| | Mínimo | 59,91 | 181 | 191 | 203 | 224 | 226 | 224 | 129 | 129 | 130 | |
| | Promd. Tot. | | | 303,5 | | | 227,32 | | | 131,27 | | |
| | Promd. Máx | | | 441,67 | | | 230 | | | 133 | | |
| | Promd. Mín | | | 191,67 | | | 224,67 | | | 129,33 | | |

3.4.3 Resistencia de Puesta a Tierra. Como no se tiene tierra física cerca a los sitios de medición, para su realización se tuvieron que utilizar métodos diferentes a los tradicionales. Las mediciones de resistencia de puesta a tierra para el pararrayos y la malla de la parte de sistemas, se realizaron utilizando tres métodos diferentes. El primero de ellos, fue adoptado del manual de instrucciones del equipo para medición de resistencia a tierra Kyoritsu modelo 4102 (propiedad de la universidad), en este manual se denomina método simplificado y se realiza utilizando la tubería metálica del agua como se muestra en la figura 12, en este caso se recurrió al asta de la bandera que se encuentra instalada en un pequeño

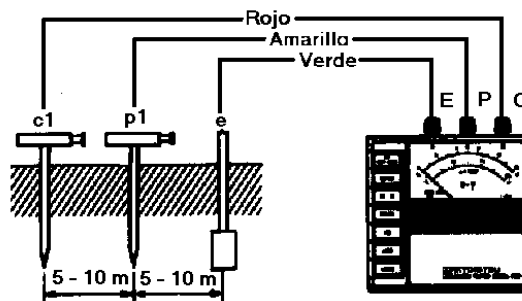
jardín frente a las oficinas de recursos humanos y a los tubos metálicos que cercan al mismo, pues la tubería de conducción de agua instalada en la empresa es en p.v.c.

Figura 12. Esquema de conexión método simplificado.



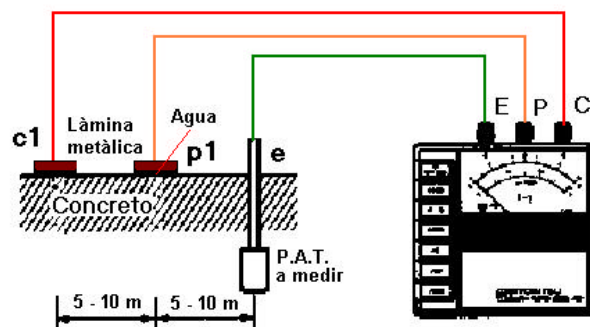
El segundo método utilizado fue el de los tres puntos, el cual también se implemento del manual de instrucciones del equipo de medición como se muestra en la figura 13, pero las picas del equipo fueron tendidas sobre el concreto envueltas en estopa y humedecidas con agua-sal, ante la imposibilidad de poderlas enterrar.

Figura 13. Esquema de montaje del método de los tres puntos.



El tercer método fue adoptado del proyecto de grado titulado “Manual de técnicas en medición de sistemas de puesta a tierra”⁸, en ella se plantea que cuando no es posible enterrar las picas auxiliares en el suelo, se utilicen láminas metálicas que reemplacen a estas picas (ver figura 14), a las cuales se les debe adicionar agua para poder tener un mejor contacto con el suelo. Las láminas se ubican igual a como se haría con las picas o electrodos.

Figura 14. Esquema de montaje método de las placas.



Los datos registrados de resistencia de puesta a tierra por medio de estos tres métodos se presentan en la tabla 18. Los valores de la medición simplificada obtenidos con la conexión que se muestra en la figura 12 son muy altos, y con ellos no se puede determinar el estado de las instalaciones de puesta a tierra en la empresa, estos valores se analizarán en la siguiente sección.

⁸ VARGAS ÁVILA, Pedro Alejandro. Manual de Técnicas en Medición de Sistemas de Puesta a Tierra. Bogotá, 2000. Universidad de la Salle.

Tabla 18. Resistencia de Puesta a Tierra medida en el área de sistemas y el pararrayos.

| Fecha: 11 Abril de 2002 | | | | | | Batt Check= 21.5 V | | OBSERVACIONES |
|-----------------------------|-------|--|---------------|------|---------|----------------------|---|---|
| EQUIPO | HORA | MÉTODO | Distancia (m) | | VOLTAJE | RESISTENCIA (Ohmios) | | |
| | | | C1-P1 | P1-e | A.C. V. | Medición Ordinaria | Medición Simplificada | |
| Caja de Paso Malla Sistemas | 08:35 | | 5 | | 1 | 0,5 | 420 | Utilizando el asta de la bandera |
| | 08:55 | | 6 | | 1 | 0,2 | 270 | |
| | 09:00 | | 7 | | 1,1 | 0,5 | 300 | |
| | 09:02 | | 8 | | 1,1 | 0,5 | 330 | |
| | 09:07 | | 10 | | 1,1 | 0,5 | 180 | |
| | 09:13 | | 14 | | 1,1 | 0,5 | 265 | |
| | 09:20 | | 9 | | 1,1 | 0,5 | 260 | Con un tubo metálico de la cerca del jardín |
| | 09:23 | | 14 | | 1,1 | 0,5 | 260 | |
| Caja de Paso Pararrayo | 09:35 | Método de los dos Puntos (Método Simplificado) | 5 | | 1,1 | 0,5 | 420 | Utilizando el asta de la bandera |
| | 09:40 | | 6 | | 1,1 | 0,5 | 220 | |
| | 09:42 | | 7 | | 1,1 | 0,5 | 255 | |
| | 09:45 | | 8 | | 1,1 | 1 | 260 | |
| | 09:50 | | 11 | | 1,1 | 0,5 | 180 | |
| | 09:55 | | 14 | | 1,1 | 0,5 | 160 | |
| | 10:15 | 5 | | 1,1 | 0,5 | 375 | Con un tubo metálico de la cerca del jardín. | |
| | 10:18 | 6 | | 1,1 | 0,5 | 280 | | |
| | 10:20 | 7 | | 1,1 | 0,5 | 205 | | |
| | 10:23 | 8 | | 1,1 | 0,5 | 195 | | |
| | 10:26 | 12 | | 1,1 | 0,5 | 180 | | |
| 10:28 | 15 | | 1,1 | 0,5 | 280 | | | |
| 10:30 | 18 | | 1,1 | 0,5 | 420 | | | |
| 11:30 | | | 5 | 5 | 0 | 1,1 | Picas tendidas envueltas en estopa humedecida con agua sal. | |
| Caja de Paso Malla Sistemas | 11:50 | Método de los Tres Puntos (picas tendidas) | 5 | 5 | 0 | 0,7 | | |
| | 11:55 | | 6 | 6 | 0 | 0,8 | | |
| | 11:58 | | 7 | 7 | 0 | 0,9 | | |
| | 12:02 | | 8 | 8 | 0 | 0,85 | | |
| | 12:05 | | 9 | 9 | 0 | 0,82 | | |
| | 12:10 | | 10 | 10 | 0 | 0,6 | | |

| Fecha: 4 Mayo de 2002 | | | | | | Batt Check= 21 V | | |
|--|-------|--|---------------|------|---------|----------------------|---------------------------------------|---------------|
| EQUIPO | HORA | MÉTODO | Distancia (m) | | VOLTAJE | RESISTENCIA (Ohmios) | | OBSERVACIONES |
| | | | C1-P1 | P1-e | A.C. V. | Medición Ordinaria | Medición Simplificada | |
| Caja de Paso Pararrayo | 12:30 | Método de los Tres Puntos (Placas Metálicas) | 5 | 5 | 0 | 0,2 | Placas tendidas humedecidas con agua. | |
| | 12:45 | | 6 | 6 | 0 | 0,2 | | |
| | 12:50 | | 7 | 7 | 0 | 0,2 | | |
| Caja de Paso Malla Sistemas | 13:05 | | 5 | 5 | 0 | 0,6 | | |
| | 13:10 | | 6 | 6 | 0 | 0,6 | | |
| | 13:15 | | 7 | 7 | 0 | 0,7 | | |
| | 13:20 | | 8 | 8 | 0 | 0,8 | | |
| | 13:25 | | 9 | 9 | 0 | 0,7 | | |
| | 13:30 | | 10 | 10 | 0 | 0,7 | | |
| Valor promedio de Resistencia malla sistemas | | | | | | 0,64 Ω | | |
| Valor promedio de Resistencia pararrayos | | | | | | 0,61 Ω | | |

3.5 INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN

De acuerdo con lo establecido en la norma IEEE 519, para conocer los límites de distorsión armónica de un consumidor, primero se debe conocer el tamaño relativo de la carga con respecto a la fuente, lo cual se define como la relación de cortocircuito (SCR), que se definió en la sección 1.6.1.1 como:

$$SCR = \frac{\text{cortocircuitoMVA}}{c \text{ arg aMVA}} = \frac{Isc}{IL}$$

donde:

Isc: Es el nivel de la corriente de cortocircuito en el PCC que nos define el tamaño del sistema de abastecimiento.

IL: Es la corriente total a frecuencia fundamental que incluye todas las cargas lineales y no lineales, y define el tamaño del consumidor.

Según los datos suministrados por CODENSA S.A. E.S.P. que se presentan en el anexo D, el nivel de corriente de cortocircuito en el PCC para P.V.C. GERFOR es de 3,165 kA. La corriente de carga total se definió con los datos de la corriente

promedio máxima de la tabla 13, aunque para cada transformador se tienen 2 tablas de registros de datos (ver anexo B), se eligieron las que registraron los valores más altos de corriente, en este caso los registros del 27 de marzo para el transformador 1 y los del 1 de abril para el transformador 2. Los valores máximos de corriente obtenidos de la tabla 13 y referidos al primario de cada transformador, son los siguientes:

IL TRAF0. 1: Promedio máximo = 787 A \div referido al primario = 5,2 A

IL TRAF0. 2: Promedio máximo = 2036 A \div referido al primario = 13,45 A

La suma de estas dos corrientes definen el tamaño de P.V.C. GERFOR como consumidor.

IL = 18,65 A, entonces:

$$SCR = \frac{I_{sc}}{IL} = \frac{3165A}{18,65A} = 169,7$$

Con este valor se definieron los límites de distorsión armónica aplicables en este estudio, establecidos por la norma IEEE 519, que de acuerdo con las características de la empresa serán los contenidos en la primera sección de la tabla 2 (para voltajes entre 120 y 69000 voltios) y el rango de relación de cortocircuito de la cuarta fila ($100 < 1000$), dentro del cual se encuentra el valor definido para P.V.C. GERFOR S.A. (169,7).

En el anexo E se presentan todas las gráficas (figuras 1 a 22) que se obtuvieron con los valores de corriente y los porcentajes de distorsión armónica registrados en los transformadores y los equipos eléctricos de P.V.C. GERFOR, a continuación se describe el contenido de cada una de ellas y se hace una comparación de los resultados obtenidos en un transformador con respecto al otro.

En las figuras 1 a 6 del anexo E, se presentan en forma gráfica los datos de corriente, distorsión armónica total de corriente y de voltaje obtenidos en las dos sesiones de mediciones para el transformador 1, en estas gráficas se señalan los límites establecidos por la norma IEEE 519 para las distorsiones de corriente y de

voltaje. Estos mismos parámetros se muestran graficados para el transformador 2 en las figuras 7 a 12 del anexo E. En estas gráficas se observa la diferencia de carga que hay entre los dos transformadores, el transformador 1 cargado al 50% de su capacidad, mientras el transformador 2 trabaja a su capacidad nominal, e incluso en algunos instantes sobrecargado; por esto se presentan las diferencias entre los niveles de distorsión armónica, pues el transformador 1 registra los niveles más altos de distorsión sobrepasando los límites de la norma IEEE 519, mientras el transformador 2 registra niveles aceptables de distorsión armónica tanto de corriente como de voltaje.

Las figuras 13 a 22 del anexo E, presentan en forma gráfica los datos de las corrientes y tensiones armónicas (del 2° al 25° armónico) mostrados en las tablas 14, 15 y 16. Para los transformadores se graficó el promedio de los datos registrados en las diferentes fechas de medición, para los equipos se graficaron los datos de la última medición, pues en el caso de las máquinas inyectoras se presentan altas variaciones en los niveles de distorsión que no permiten obtener fácilmente un dato confiable debido a las condiciones del proceso; por este motivo, se decidió que los datos se registrarían en la etapa que más tiempo durara durante el proceso de inyección, la cual se presenta cuando la máquina está cargando la mezcla que posteriormente es inyectada en los moldes, esto se adoptó en las últimas mediciones realizadas en la sección de inyección.

En la parte de transitorios electromagnéticos, como se observa en la tabla 17 el valor máximo registrado para los voltajes de fase fue de 134 voltios y el valor mínimo de 129 voltios, estos mismos valores se obtuvieron en las mediciones realizadas el 27 de marzo y el 1 de abril en los secundarios de los transformadores, los cuales no sobrepasan los límites establecidos en la norma IEEE 1159, que para este caso en particular son 119 voltios para sag de tensión y 145 voltios para swell.

En cuanto al valor de resistencia de puesta a tierra medido, los registros obtenidos por el método simplificado no fueron tenidos en cuenta a la hora de promediar los valores de la tabla 18, pues debido a su magnitud no representan el verdadero nivel de resistencia a tierra en las instalaciones de la empresa. Uno de los motivos que impidió el funcionamiento de este método fue la presencia de muros (bases en concreto) entre el punto de tierra a medir y la instalación metálica tomada como referencia en el jardín; otro, el que la distancia entre el punto de tierra a medir y la varilla metálica de referencia era muy corta, para lo cual no se tenía solución por la falta de áreas que contaran con tierra física. Sin embargo, los valores promedio definidos en la tabla 18 se consideran como los valores reales que se tienen en cuanto a resistencia de puesta a tierra en la instalación del pararrayos y la malla del área de sistemas.

3.6 DIAGNÓSTICO A QUE SE LLEGA

Después de haber presentado la estadística de los datos obtenidos en las mediciones de armónicos, transitorios electromagnéticos y la resistencia de puesta a tierra en las instalaciones de P.V.C. GERFOR, se llegó a determinar que la calidad de la potencia eléctrica en la empresa está siendo afectada o determinada por lo siguiente:

- 1) En el transformador 1 los niveles de distorsión armónica total de corriente emitidos por la empresa hacia las redes de suministro, no cumplen con los límites establecidos en la norma IEEE 519, pues el límite para la distorsión armónica total de corriente establecido es del 15% y como se muestra en las figuras 2 y 5 del anexo E, los valores medidos en este transformador están sobrepasando dicho valor.
- 2) Los niveles de distorsión armónica total de voltaje registrados en el transformador 1 sobrepasan el límite establecido por la norma IEEE 519, el cual es de 5% (ver anexo E, figura 6). Esto está influenciando una mala

prestación del servicio a los usuarios conectados en el mismo punto de conexión común (PCC) de P.V.C. GERFOR.

- 3) En el transformador 1 los niveles de distorsión armónica individual de corriente emitidos por P.V.C. GERFOR hacia las redes de la empresa suministradora del servicio de energía, no cumplen con los siguientes límites establecidos por la norma IEEE 519, estos son: para armónicos menores al 11^o el 12%, del 11^o y menores al 17^o el 5,5%, del 17^o y menores al 23^o el 5%, del 23^o y menores al 35^o el 2%; esto se puede observar en el anexo E, figura 13, donde los armónicos 5^o y 11^o sobrepasan sus límites.
- 4) En el transformador 2 los niveles de distorsión armónica total de corriente y voltaje, están cumpliendo con los límites establecidos en la norma IEEE 519 (ver anexo E, figuras 8,9,11 y 12), lo mismo ocurre con los límites individuales tanto de corriente como de voltaje, como se muestra en las figuras 15 y 16 del anexo E.
- 5) En los equipos eléctricos monitoreados de la empresa, de acuerdo con los niveles de distorsión armónica individual registrados (de corriente y de voltaje) y los límites establecidos por la norma IEEE 519, se tienen problemas con el quinto armónico (ver anexo E, figuras 17 a 22), pues son predominantes sus altos porcentajes de distorsión, sobrepasando los límites de la IEEE.
- 6) En las instalaciones de P.V.C. GERFOR no se presentan variaciones considerables en el nivel de tensión; a pesar de las continuas variaciones en los niveles de la corriente, los límites establecidos por la norma IEEE 1159 para sag y swell de tensión no son sobrepasados.
- 7) El valor de resistencia de puesta a tierra medido en las instalaciones del pararrayos y la malla de tierra del área de sistemas se encuentra en un nivel aceptable; sin embargo, las instalaciones de puesta a tierra en la subestación deben ser corregidas con la implementación del diseño de la malla calculada en el capítulo 5 de este trabajo, y la corrección de las instalaciones para la conexión a tierra del neutro de los transformadores.

3.7 ACCIONES A SEGUIR

Se debe realizar la redistribución de carga en los transformadores de la empresa, pues con esto se pueden reducir los niveles de distorsión armónica del transformador 1, ya que al aumentar la corriente de carga los niveles de distorsión armónica de corriente disminuyen. La propuesta para esta redistribución, es el traslado del circuito de los molinos que se encuentra conectado directamente al secundario del transformador 2. Con este cambio no se incurriría en gastos adicionales. Como en la planta se instalaron dos nuevas líneas de extrusión las cuales fueron cargadas al transformador 1, es necesario realizar nuevas mediciones después de trasladar el circuito propuesto al secundario del transformador 1 para conocer el estado en que queden cargados los transformadores y los niveles de distorsión armónica que se presentan. Esto se explica con más detalle en la sección 4.1.

Por los niveles de distorsión armónica de corriente presentes en los equipos de las secciones de inyección y extrusión, puede ser necesario instalar filtros en las líneas de alimentación de los variadores de velocidad. Esto se deduce después de observar las figuras 17 a 22 del anexo E, pues en ellas se presenta claramente los problemas que se tienen con el 5^o armónico; sin embargo, se recomienda realizar un seguimiento en estas áreas de la empresa para definir mejor el comportamiento de estos porcentajes y así determinar si es necesario o no la instalación de filtros en estos equipos.

Las conexiones de puesta a tierra en la subestación eléctrica deben ser modificadas a corto plazo. Los neutros de los transformadores de la empresa deben ser aterrizados directamente a un punto de tierra física.

En el capítulo 4, donde se plantean los subproyectos en calidad de potencia, se especifican otras soluciones y recomendaciones a implementar en las instalaciones de P.V.C. GERFOR.

3.8 EQUIPOS DE MEDICIÓN UTILIZADOS

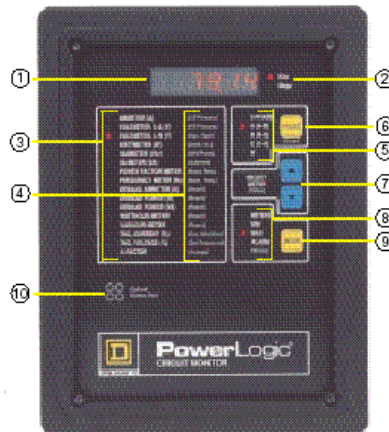
3.8.1 Power Logic 2350. El monitor de circuitos Power Logic es un dispositivo de instrumentación digital, adquisición de datos y control de múltiples funciones. Puede utilizarse en lugar de una variedad de medidores, relevadores, transductores y otros componentes.

El monitor de circuitos está equipado con interfase de comunicaciones RS-485 para facilitar la integración con un sistema de monitoreo y control de alimentación. Sin embargo, el software de la aplicación System Manager del Power Logic (creado específicamente para el monitoreo y control de alimentación) es la mejor herramienta para aprovechar las características avanzadas del monitor de circuitos.

El monitor de circuitos es un medidor que proporciona un valor rms verdadero capaz de producir mediciones de una precisión excepcional de cargas altamente no lineales. La avanzada técnica de muestreo facilita mediciones que proporcionan un valor rms verdadero hasta el 31^o armónico. La figura 15 muestra la parte frontal del monitor de circuitos. A continuación se mencionan algunas características del mismo.

- 1. Pantalla de LED de 6 dígitos.** Para la presentación local de valores medidos.
- 2. LED Kilo-Mega.** El LED Kilo se ilumina cuando se muestra el valor en millares. El LED Mega se ilumina cuando se muestra el valor en millones.

Figura 15. Parte frontal del monitor de circuitos Power Logic 2350.



- 3. LED indicadores del medidor.** El LED iluminado indica el valor mostrado.
- 4. Parámetros de instalación y restablecimiento.** Estos valores atenuados mostrados entre corchetes se utilizan para instalar el monitor de circuitos y efectuar restablecimientos.
- 5. LED indicadores de fase.** Indican la fase del valor mostrado. Si selecciona un valor medido que no proporciona una lectura para la fase seleccionada, el monitor de circuitos automáticamente pasa a una fase para la que existe una lectura.
- 6. Botón de selección fase.** Con este botón se selecciona la fase para el valor del medidor seleccionado.
- 7. Botones para seleccionar medidor.** Estos botones permiten cambiar el valor medido mostrado.
- 8. LED indicadores de modo.** Estos LED indican el modo de presentación actual. El LED de alarma aparece intermitente cuando la alarma está activa.
- 9. Botón de selección modo.** Este botón permite seleccionar el modo de presentación.
- 10. Puerto de comunicaciones ópticas.** El monitor de circuitos utiliza este puerto para comunicarse con una computadora portátil utilizando una interfaz de comunicaciones ópticas.

3.8.2 Pinza AEMC modelo 725. Esta pinza además de permitir leer los valores rms de corriente y voltaje en dc, registra rápidamente la distorsión armónica total (%THD), los órdenes armónicos individuales hasta el 25º armónico, el factor de distorsión y el factor de cresta. Almacena el valor máximo, el mínimo y el promedio de las mediciones por un tiempo hasta de 24 horas por medio de un reloj interno. La pinza utilizada en las mediciones, propiedad de la universidad, se muestra en la figura 16 y estas son algunas de sus características:

- Diseñada para cargas lineales y no lineales.
- Operación simple con funciones en calidad de potencia.
- Precisión en las mediciones dc (corriente y tensión)
- Modo de grabado de los valores mínimo, máximo, promedio y pico.
- Lectura directa de la distorsión armónica total, el factor de distorsión y el factor de cresta.
- Registra los armónicos individuales en dc hasta el 25º armónico en corriente y en voltaje.
- Permite chequear el nivel de la batería de voltaje.
- Control audible con advertencia de peligro.

Este instrumento puede tener las siguientes aplicaciones:

- Conocer los valores de corriente y voltaje en dc.
- Determinar los niveles de distorsión de corriente y voltaje.
- Identificar los patrones de distorsión armónica y las fuentes armónicas de voltaje.
- Localizar las fuentes armónicas de corriente.
- Realizar medición de armónicos individuales.
- Identificación de cargas no lineales.
- Localizar los conductores de neutro sobrecargados.

Figura 16. Pinza para medición de armónicos AEMC modelo 725.



Figura 17. Equipo para medición de resistencia a tierra KYORITSU modelo 4102.



3.8.3 Kyoritsu modelo 4102. Este fue el equipo utilizado para realizar las mediciones de resistencia de puesta a tierra en las instalaciones de P.V.C. GERFOR (ver figura 17), a continuación se describen algunas de sus características.

- El circuito con que ha sido diseñado permite que el instrumento opere con una mínima influencia desde el voltaje de tierra y la resistencia a tierra de las varillas auxiliares.
- La resistencia a tierra y la conexión de los conductores puede verificarse presionando el botón **“OFF BATT. CHECK”**.
- Resiste 1500 V AC por un minuto entre el circuito eléctrico y la caja de fusibles de la instalación.
- El valor de resistencia a tierra puede ser medido directamente de la escala.
- La medición simplificada puede obtenerse presionando únicamente el botón **“Simplified meas”**. No necesita hacerse un cortocircuito entre los terminales P y C, porque internamente quedan cortocircuitados presionando este botón.

4. SUBPROYECTOS PLANTEADOS EN CALIDAD DE POTENCIA

Durante el desarrollo del trabajo de grado, además de conocer y analizar los problemas relacionados con los temas en estudio de armónicos y resistencia de puesta a tierra, se identificaron otros problemas que se tienen en las instalaciones de P.V.C. GERFOR y que de alguna manera pueden afectar la calidad de la potencia de esta industria de tuberías plásticas. Algunos de estos problemas pueden estar relacionados directamente con los temas centrales a tratar en este proyecto de grado, como es el caso de el diseño de la malla de puesta a tierra para la subestación y la redistribución de carga en los transformadores de la empresa, otros pueden ser problemas que al solucionarlos mejorarán la confiabilidad de las instalaciones eléctricas y contribuirán con la reducción de las pérdidas eléctricas y los costos de la facturación de la energía. Estos problemas a solucionar se han agrupado en cinco temas específicos, los cuales se plantean en este capítulo como subproyectos en calidad de potencia y de los cuales se presenta a continuación la descripción del problema, la solución planteada y los costos que implicaría la implementación de estas soluciones en cada uno de ellos.

4.1 REDISTRIBUCIÓN DE CARGAS EN LOS TRANSFORMADORES DE LA PLANTA

Descripción del problema: Como se describió en el capítulo 2 (ver tabla 9), en la empresa existen dos transformadores de potencia de 630 kVA en los cuales no está distribuida equitativamente la carga, esta desproporción se ha dado por los cambios realizados dentro de sus instalaciones y el traslado de maquinaria que se ha hecho hacia otras plantas. De acuerdo con los datos obtenidos en los secundarios de los transformadores (ver tabla 16) e introduciendo los valores de la

corriente promedio en la ecuación de potencia, se observa que el transformador 2 está cargado en la totalidad de su capacidad mientras que el transformador 1 no alcanza al 50% de su capacidad.

$$S = \sqrt{3} \times V \times I \qquad 630 \text{ kVA} = 100\% \text{ de capacidad}$$

Transformador 1:

$$\text{Febrero 28: } S = \sqrt{3} \times 228V \times 445,98A = 176,12kVA \approx 28\%$$

$$\text{Marzo 27: } S = \sqrt{3} \times 228V \times 612,13A = 241,74kVA \approx 38,4\%$$

Transformador 2:

$$\text{Febrero 4: } S = \sqrt{3} \times 228V \times 1360,89A = 537,42kVA \approx 85,3\%$$

$$\text{Abril 1: } S = \sqrt{3} \times 228V \times 1692,67A = 668,45kVA \approx 106\%$$

Estos datos se obtuvieron cuando en la empresa se tenían seis líneas de extrusión y no existían las dos nuevas líneas cargadas al transformador 1, por este motivo se recomienda realizar nuevas mediciones para conocer los nuevos porcentajes de carga en los transformadores de la empresa.

Solución Planteada: Se debe realizar a corto plazo la redistribución de carga en la empresa para que los dos transformadores queden trabajando en forma más equitativa. Debido a la instalación de las dos nuevas líneas de extrusión cargadas al transformador 1, se recomienda trasladar el circuito de los molinos al secundario del mismo; actualmente, este circuito se encuentra conectado en forma directa al secundario del transformador 2 por medio de 2 conductores (por fase) de 300 kcmil. Después de trasladar el circuito de los molinos y con la instalación de las nuevas líneas de extrusión, es conveniente realizar nuevas mediciones para conocer en que porcentaje quedaron cargados los transformadores y determinar si es conveniente trasladar más cargas.

Ventajas:

- Se evita sobrecalentamiento en el transformador 2.
- Se evitan daños considerables en el transformador 2 por una posible sobrecarga.
- Se reducen las pérdidas eléctricas y baja el monto de la facturación de energía eléctrica.

Equipos que intervienen:

- Transformadores de Potencia 1 y 2 de 630 kVA.
- Protección principal circuito Molinos (3x500 A).
- Conductores de alimentación circuito de los molinos (2 de 300 kcmil x fase).

Inversiones asociadas:

Equipos: No es necesario incurrir en costos para nuevos equipos, de acuerdo al traslado que se plantea del circuito de los molinos, la longitud que tienen los conductores es suficiente para realizar su traslado.

Mano de obra: Este trabajo sería realizado por los electricistas de la empresa bajo la supervisión del jefe de mantenimiento, por tal razón no se incurrirá en gastos externos.

Tiempo de ejecución: Corto plazo (1 - 3 meses)

Observaciones generales: De acuerdo con las características de los transformadores mostradas en la tabla 9, cada uno de ellos tiene 5 conductores de 500 kcmil por fase en el secundario; sin embargo, el transformador 2 solo tiene 4 conductores en la fase Z, pues existe un conductor de 500 kcmil perteneciente a esta fase que no está conectado al terminal de salida y se encuentra en el piso de la subestación (ver figura 18) representando un riesgo para el personal y el funcionamiento del equipo, pues este conductor si está conectado en su otro extremo en la celda de transferencia del mismo transformador. Este problema

debe ser corregido en la mayor brevedad posible para brindar seguridad a los operarios y evitar daños en el transformador 2 que pueden afectar la producción de la empresa.

Figura 18. Conductor sin conectar en la fase Z del transformador 2.



4.2 IDENTIFICACIÓN DE CELDAS, PROTECCIONES Y CIRCUITOS

Descripción del problema: Debido a los cambios realizados en las instalaciones eléctricas por el traslado de maquinaria hacia otras plantas, algunas celdas, tableros y protecciones no están debidamente identificadas; la figura 19 muestra los cuartos donde se encuentran ubicados los transformadores y las celdas de media tensión. Estos cuartos aunque presentan señales de peligro no poseen una identificación del equipo que se encuentra alojado dentro de ellos; la figura 20 muestra el centro de control de motores ubicado en el cuarto de bombas, el cual también carece de una identificación; la figura 21 muestra los interruptores alojados en la parte izquierda del tablero general de la sección de inyección, a los cuales es necesario identificar adecuadamente pues en la actualidad son señalados con un trozo de cinta. En los tableros de distribución existen interruptores alojados sin nombre o con un nombre que no corresponde a la máquina o circuito que se está protegiendo y otros que se encuentran fuera de

servicio; además de esto, los circuitos de salida y entrada a las celdas no se encuentran identificados, por lo cual en algunas ocasiones se confunde su procedencia o no se sabe con exactitud a donde pertenece. Esto genera condiciones riesgosas para el personal de mantenimiento y para los contratistas.

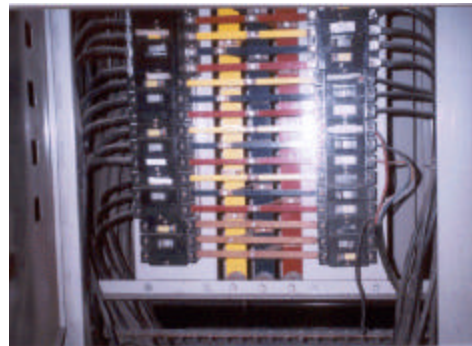
Figura 19. Celdas de media tensión y transformadores.



Figura 20. Centro de control de motores bombas.



Figura 21. Protecciones tablero general de inyección.



Solución Planteada: Identificar por medio de placas en acrílico cada una de las celdas, tableros, protecciones y circuitos que se tienen en la empresa. Las placas para las celdas, tableros y protecciones se especificarán con: (1) un número que identifique el área de la planta en la cual se encuentra ubicado (en el caso de las protecciones identificará el área donde se encuentra la máquina o motor que se

este protegiendo), (2) una sigla que se referirá a la máquina o equipo y (3) un número consecutivo. Las placas o marquillas para los circuitos se instalarán en las salidas y entradas de los tableros y contendrán: (1) una letra que identificará el tipo de circuito que se maneja; (**P**) Potencia (voltajes >1000 V), (**F**) Fuerza (voltajes <1000 V) y **A** para circuitos de alumbrado, (2) un número que identifica el área donde se encuentra el tablero de origen, (3) un número que identifica el área del tablero o carga de destino y (4) el número consecutivo del circuito. El diseño y las dimensiones de estas placas se presentan en el anexo F de este trabajo. La designación que se encuentre en campo será coherente con la información contenida en el diagrama unifilar de la empresa. A continuación se presenta el orden que se dio en la distribución de las áreas, lo cual puede ser observado en el anexo H.

ÁREA 1: S/E ELÉCTRICA.

- Celda medida de energía M.T. (1).
- Celda seccionador de corte M.T. (2).
- Celdas de Protección de los Transformadores (3 y 4).
- Celdas de Transformadores (5 y 6).
- Planta de Emergencia.

ÁREA 2: CELDAS DE DISTRIBUCIÓN.

- Tableros de Distribución (9, 10, 13, 14, 15, 16, 20, 22 y 25).
- Celdas de Transferencia (7 y 8).
- Bancos de Condensadores (11 y 12).

ÁREA 3: CUARTO DE BOMBAS.

- Centro de Control de Motores 1 (18).
- Chiller BOE-THERM-COOL.
- Compresores.

ÁREA 4: SECCIÓN EXTRUSORAS.

- Líneas de Extrusión.
- Tableros de Control Drives.
- Transformadores Elevadores.

ÁREA 5: SECCIÓN INYECCIÓN.

- Tablero de Distribución Inyección (21).
- Máquinas Inyectoras.
- Chiller COLCLINA.
- Puente Grúa Meteor, Capacidad 3 Ton.

ÁREA 6: SECCIÓN CURVAS.

- Tablero de distribución Curvas (23).
- Acampanador Sika.
- Chiller LANOVAFRIGO.
- Sierras.

ÁREA 7: SECCIÓN TURBO-SILOS.

- Tablero de distribución Turbo (17).
- Turbo mezclador.
- Sopladores 1 y 2.
- Silos.

ÁREA 8: SECCIÓN MOLINOS Y PULVERIZADOR.

- Tablero de distribución Molinos (19, 27 y 28).
- Tablero Pulverizador (26).

ÁREA 9: ÁREA ADMINISTRATIVA.

- Tablero General de Administración (24).
- Tableros de Alumbrado y Tomas.

Ventajas:

- Facilitar a los electricistas y operarios la identificación de las celdas, tableros y protecciones de cada circuito.
- Identificar fácilmente el origen y destino de cada circuito.
- Facilitar al personal externo, que se encarga del mantenimiento preventivo de algunas máquinas y motores de la empresa, la ubicación e identificación de las protecciones de cada circuito, para realizar su desenergización cuando sea necesario.

Equipos que intervienen:

- Celdas de medición, protección y ubicación de los transformadores.
- Tableros de distribución y celdas de transferencia.
- Centros de control de motores.
- Interruptores termomagnéticos alojados en los tableros de distribución.
- Conductores aislados (calibres AWG y kcmil) de todos los circuitos de entrada y salida de los tableros de distribución.

Inversiones asociadas:

Equipos: Placas en acrílico americano: de \$330 000 a \$480 000

Placas en acrílico nacional: de \$290 000 a \$320 000

Mano de obra: Costo de la elaboración de las placas. La instalación estaría a cargo del personal de mantenimiento.

Tiempo de ejecución: Corto plazo (1 - 2 meses)

Observaciones generales: El tablero de distribución general y los tableros auxiliares de alumbrado en el área administrativa se encuentran debidamente identificados al igual que sus protecciones, por esta razón no se incluyeron en la

elaboración de las placas; sin embargo pueden reemplazarse, si se quiere incluir en ellas los códigos de identificación propuestos.

4.3 REPLANTEAMIENTO DE CAPACIDAD DE PROTECCIONES

Descripción del problema: Algunas de las protecciones termomagnéticas no han sido seleccionadas de manera adecuada para las máquinas o circuitos que se quieren proteger. Por los cambios que ha sufrido la instalación eléctrica de la empresa, se han acomodado las protecciones existentes en las celdas de distribución cuando estas han sido requeridas. Con las protecciones sobredimensionadas, en caso de una falla no alcanzarán a operar y los efectos serán recibidos directamente por el motor o equipo que se desee proteger, lo mismo que por el conductor de alimentación.

Solución Planteada: Realizar los cálculos necesarios para seleccionar correctamente las protecciones termomagnéticas en cada una de las máquinas y circuitos de la empresa, cumpliendo con los requerimientos establecidos en el Código Eléctrico Nacional (NTC 2050). De esta manera se puede garantizar una mejor protección a los equipos y una buena coordinación de protecciones.

Ventajas:

- Se tendrán protecciones confiables para los motores y circuitos de la empresa.
- Se protegerán los conductores de cada circuito en caso de sobrecarga.
- Se pueden evitar daños en motores por una buena operación de las protecciones.

Equipos que intervienen:

- Interruptores termomagnéticos para baja tensión.
- Conductores de cobre con aislamiento THW.
- Motores de corriente alterna y directa.

- Variadores de velocidad.
- Resistencias, hornos, equipos de aire acondicionado etc.

Inversiones asociadas:

Equipos: Interruptores termomagnéticos para baja tensión.

Mano de obra: No se incurrirá en gastos adicionales.

Tiempo de ejecución: Mediano plazo (3 - 6 meses)

Observaciones generales: Será necesario adquirir nuevos interruptores solo si las reservas que se tienen en la empresa no cumplen con las especificaciones requeridas o no satisfacen la demanda que llegara a presentarse.

4.4 BALANCE DE CARGAS

Descripción del problema: El circuito del área administrativa y los circuitos de calefacción de las líneas de extrusión presentan desbalance de corriente entre sus fases. Esto se comprobó con mediciones realizadas en los meses de febrero y marzo. En el totalizador (3x200 A) del tablero general de administración, se tiene la fase B (barraje azul) más cargada que la fase A (barraje amarillo) y esta a su vez más cargada que la fase C (barraje rojo).

Solución Planteada: En los circuitos de calefacción de las líneas extrusoras se recomienda realizar las conexiones de las resistencias bifásicas de acuerdo con las especificaciones de los planos que se encuentran en las carpetas de cada máquina. Distribuir en forma adecuada las cargas monofásicas y bifásicas del área administrativa. En el tablero de distribución general de la parte administrativa es conveniente trasladar el *circuito de Auditoria* de la fase B a la fase C, con el fin de lograr un mejor balance de corrientes. Si con este cambio no se obtiene un buen

balance de corriente, es necesario redistribuir las cargas del *tablero de Tesorería (T8)*, pues en este circuito la fase B se encuentra cargada con respecto a las otras dos fases, por este motivo se recomienda trasladar cargas de la fase B a la fase C, convención adoptada del interruptor alojado en el tablero general de la parte administrativa. Fase A (amarilla), fase B (azul) y fase C (roja).

Ventajas:

- Tener un sistema trifásico equilibrado en sus instalaciones.
- Los conductores estarán transportando corrientes dentro de su capacidad y así se evitaran sobrecargas y calentamiento de los mismos.

Equipos que intervienen:

- Tableros de distribución auxiliares del área administrativa.
- Interruptores termomagnéticos alojados en el tablero general del área administrativa.
- Conductores de cobre calibres AWG.

Inversiones asociadas:

Equipos: No es necesario realizar ningún tipo de inversión.

Mano de obra: No implica ningún costo, puede ser realizado por el personal de mantenimiento o el electricista de turno.

Tiempo de ejecución: Mediano plazo (3 - 6 meses)

Observaciones generales: Se recomienda hacerle un seguimiento a las tres fases del tablero general del área administrativa, con el fin de observar el comportamiento de este circuito y las nuevas variaciones de corriente que puedan llegar a presentarse.

4.5 REDISEÑO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Descripción del problema: La malla de puesta a tierra que existe en la subestación, instalada bajo los transformadores y las celdas de media tensión no cuenta con cajas de inspección, por este motivo no es posible verificar el estado en que se encuentran las conexiones del sistema; tampoco se pueden realizar mediciones para conocer el valor de la resistencia a tierra que se tiene en este punto de la empresa por los valores elevados de corriente que presentan los conductores de tierra. Estos valores de corriente se presentan porque los transformadores de distribución tienen puenteado el terminal del neutro con el borne de tierra, y luego conectado este último a los conductores del sistema de puesta a tierra tal como se muestra en las figuras 22 y 23. Otro error se presenta en las celdas de distribución donde se está conectando el neutro y la línea de tierra al mismo barraje (ver figura 24), lo cual no garantiza una buena puesta a tierra para los equipos de electrónica de potencia. Otra de las observaciones es el peligro que representa el tanque de acpm instalado entre las celdas de media tensión y el cuarto de la planta de emergencia, la falta de una conexión a tierra para este equipo es otro de los problemas a solucionar.

Figura 22. Puente entre los bornes de neutro y tierra en los transformadores.



Figura 23. Conexión del borne de tierra de los transformadores, la malla de la subestación y el conductor de tierra de los tableros .



Figura 24. Barraje de tierra y neutro, tablero de distribución principal de transformador 2.



Solución Planteada: Independizar los circuitos de neutro y tierra en las celdas, cada uno debe contar con un barraje independiente. Se debe arreglar la conexión a tierra del neutro de los transformadores, por norma el neutro debe aterrizarse (no puentearse con la tierra de los mismos). Después de quitarse el puente entre el neutro y la tierra de los transformadores, se deben realizar mediciones de resistencia a tierra para conocer en que estado se encuentra la malla de puesta a tierra y si presenta un valor de resistencia adecuado. Luego se debe realizar la conexión a tierra del neutro de los transformadores (tierra física). Para el tanque de acpm se debe instalar un electrodo de puesta a tierra que garantice la descarga de sobrecorrientes en caso de presentarse una falla.

Ventajas:

- Obtener una línea de tierra más confiable para la operación de los equipos electrónicos.
- Tener mayor confiabilidad para la descarga de sobretensiones y así evitar que se afecten los equipos.
- Brindar seguridad a los operarios.

Equipos que intervienen:

- Celdas de distribución.
- Transformadores de Potencia.
- Barrajes.
- Tanque de acpm.

Inversiones asociadas:

Equipos: La instalación de una nueva malla en la subestación con 4 electrodos en línea tiene un costo de \$1,300.000

Instalación electrodo de puesta a tierra para el tanque de acpm (\$ 375.000)

Barrajes para celdas de distribución.

Mano de obra: El costo de la obra civil para la instalación de una nueva malla es de \$450,000

El costo de la obra civil por la instalación del electrodo para el tanque de acpm es de \$ 120,000

El costo de cada una de las obras planteadas fue cotizado con la empresa ABE-NET.

Tiempo de ejecución: Corto plazo (1 - 3 meses)

Observaciones generales: En una instalación industrial los sistemas de puesta a tierra deben ser confiables para garantizar la seguridad de los operarios y de los equipos eléctricos en caso de presentarse una falla a tierra. Si al presentarse sobretensiones de origen atmosférico o por operaciones erróneas, los equipos e instalaciones de la empresa resultan afectados, las empresas aseguradoras no responden por los daños sino se cumple con las normas que reglamentan estos campos (NTC 2050).

5. DISEÑO MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA SUBESTACIÓN

En este capítulo se presentan los cálculos y el diseño de la malla de puesta a tierra para la subestación de la empresa P.V.C. GERFOR, siguiendo el procedimiento establecido por la norma IEEE 80. Esta propuesta se hace debido a la falta de un buen sistema de tierra en esta parte de la empresa lo cual es necesario en cualquier sistema eléctrico industrial.

Datos de diseño:

$t = 0,5$ s. (tiempo de duración de la falla)

$\rho = 23,68 \Omega.m$ (resistividad del terreno donde quedará la malla)

$\rho_s = 2000 \Omega.m$ (resistividad del terreno superficial, en este caso el concreto)

$I_f = 3,165$ kA (corriente simétrica de falla)

$h_s = 15$ cm (espesor de la capa superficial)

$h = 0,5$ m (profundidad de enterramiento de la malla)

$T_a = 40^\circ C$ (temperatura ambiente)

$T_m = 1084^\circ C$ (temperatura de fusión)

Paso 1: La localización general de la subestación dentro de la planta es un buen estimativo para conocer el área del sistema de tierra, esto se puede observar en el anexo G, donde se presenta el plano del primer piso de la planta de tubo-sistemas y la localización de la nueva malla de puesta a tierra propuesta para ser instalada. El diseño preliminar de la malla será rectangular de 8 m x 16 m y con 128 metros cuadrados de superficie.

Como en este estudio no se realizaron mediciones de resistividad del terreno, este valor se determinó por medio de la fórmula de Palmer, usando como valor de

resistencia, el promedio de los valores medidos en la malla del área de sistemas y del pararrayos (ver tabla 18):

$$r = \frac{4\rho a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + (2p)^2}} - \frac{2a}{\sqrt{(2a)^2 + (2p)^2}}} \Omega.m$$

ρ = resistividad del terreno ($\Omega.m$)

a = separación entre electrodos (m)

p = profundidad de enterramiento de los electrodos (m)

R = resistencia medida (Ω)

En este caso se asumió una profundidad de enterramiento para los electrodos de 0,10 m y una separación entre ellos de 6 m, pues en el caso del pararrayos las mediciones se hicieron entre 5 y 7 m.

$$r = \frac{4\rho \times 6 \times 0,625}{1 + \frac{2 \times 6}{\sqrt{6^2 + (2 \times 0,1)^2}} - \frac{2 \times 6}{\sqrt{(2 \times 6)^2 + (2 \times 0,1)^2}}} = 23,68 \Omega.m$$

Paso 2: El valor de la corriente de falla (I_f) en media tensión es de 3,165 kA, este dato fue suministrado por CODENSA S.A. ESP y es el mismo que se utilizó en el capítulo 3 para definir la relación de corto circuito (SCR) con lo cual se conocía el tamaño de la carga con respecto a la fuente (ver anexo D). El tamaño del conductor de tierra es determinado por la siguiente ecuación.

$$A_{kcmil} = I \times K_f \times \sqrt{t_c}$$

donde:

A = área del conductor en circular mil.

I = es la corriente simétrica de falla que va a la malla (kA).

t_c = duración de la corriente de falla en segundos.

K_f = constante del material dependiendo del máximo de temperatura admisible.

Tabla 19. Valores de la constante del material K_f .

| Material | Conductividad (%) | T_m (°C) | K_f |
|--------------------------------------|-------------------|-------------|-------------|
| Copper, annealed soft-drawn | 100 | 1083 | 7 |
| <i>Copper, commercial hard-drawn</i> | <i>97</i> | <i>1084</i> | <i>7,06</i> |
| Copper, commercial hard-drawn | 97 | 250 | 11,78 |
| Copper-clad steel core wire | 40 | 1084 | 10,45 |
| Copper-clad steel core wire | 30 | 1084 | 12,06 |
| Copper-clad steel core rod | 20 | 1084 | 14,64 |
| Aluminum EC Grad | 61 | 657 | 12,12 |
| Aluminum 5005 Alloy | 53,5 | 652 | 12,41 |
| Aluminum 6201 Alloy | 52,5 | 654 | 12,47 |
| Aluminum-clad steel core | 20,3 | 657 | 19,92 |
| Steel 1020 | 10,8 | 1510 | 15,95 |
| Stainless clad steel core rod | 9,8 | 1400 | 14,72 |
| Zinc-coated steel core rod | 8,6 | 419 | 28,96 |
| Stainless steel 304 | 2,4 | 1400 | 30,05 |

Fuente: IEEE 80. Draft guide for safety in substation grounding.

En este cálculo se usarán conductores de cobre para una temperatura ambiente de 40°C y por medio de la tabla 19 se determinó el valor de la constante K_f requerido para obtener el área del conductor. Para un tiempo de duración de la falla de 0,5 s. y una temperatura de fusión de 1084°C para cobre estirado en frío, el área del conductor requerido en kcmil es:

$$A_{kcmil} = 3165 \times 7,06 \times \sqrt{0,5} = 15800,23 \text{ kcmil}$$

1 kcmil = $5,064 \times 10^{-4} \text{ mm}^2$; entonces, 15800,23 kcmil = 8 mm^2
equivalente a un calibre No. 8 AWG.

Basados en este cómputo, el conductor de cobre 8 AWG puede ser usado, pero por los esfuerzos mecánicos y los requerimientos de rigidez, la norma IEEE 80

recomienda usar mínimo un conductor 2/0 AWG el cual tiene un diámetro $d = 0,0105$ m.

Paso 3: Según la IEEE 80, en la mayoría de los casos, la representación de una malla de tierra basada en un modelo equivalente de dos capas es suficiente para diseñar un sistema seguro de tierra.

Con el modelo de dos capas, la tierra es caracterizada por una altura " h_s " de su primera capa, la resistividad de su primera capa (ρ_s), y la resistividad de su segunda capa (ρ). Los cambios abruptos en la resistividad de los límites de cada capa son descritos por el factor de reflexión K , el cual se define de la siguiente manera:

$$K = \frac{r - r_s}{r + r_s}$$

El factor de reflexión varía entre -1 y $+1$. Un factor de reflexión de cero o cercano es un terreno uniforme. El terreno donde se incrementa la resistividad al aumentar la profundidad, es descrito como poseedor de un factor de reflexión ($+K$) y el terreno donde disminuye la resistividad al aumentar la profundidad, es descrito como poseedor de un factor de reflexión ($-K$).

Para un $h_s = 0,15$ m (espesor del concreto en la subestación), con una resistividad de $2000 \Omega \cdot m$ y para una tierra con resistividad de $23,68 \Omega \cdot m$, el factor de reflexión K es:

$$K = \frac{r - r_s}{r + r_s} = \frac{23,68 - 2000}{23,67 + 2000} = -0,976$$

Como esta subestación no es de fácil acceso al público en general, el peso de las personas que transiten en ella puede ser estimado alrededor de los 70 Kg, lo cual es utilizado en el cómputo de los voltajes de paso y de toque. Para la resistividad basados en el peso del cuerpo humano la IEEE 80 define las siguientes constantes:

K = 0,116 para personas con peso de 50 Kg.

K = 0,157 para personas con peso de 70 Kg.

Los voltajes de paso y de toque tolerables son utilizados como límites de los voltajes que surgen en la superficie del suelo en condiciones de cortocircuito.

$$E_{paso} = (1000 + 6 \times C_s \times r_s) \frac{K}{\sqrt{t}}$$

$$E_{toque} = (1000 + 1,5 \times C_s \times r_s) \frac{K}{\sqrt{t}}$$

donde:

K = constante basada en el peso del cuerpo humano.

t = duración de la falla en segundos ($0,003 < t < 3$ s)

1000 = resistencia del cuerpo en ohmios.

ρ_s = resistividad del material de la superficie ($\Omega \cdot m$).

C_s = factor de reducción (el cual es función del espesor del material de la superficie y el factor de reflexión K)

La siguiente ecuación define el valor de C_s . Los valores obtenidos usando esta ecuación son muy cercanos a los valores obtenidos con el método analítico que presenta la norma IEEE 80, por el método mencionado, el valor de C_s debe ser hallado con el uso de curvas.

$$C_s = 1 - \frac{a \left(1 - \frac{r}{r_s} \right)}{2h_s + a}$$

$a = 0,09$

h_s = es el espesor del material de la superficie.

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{23,68}{2000} \right)}{2 \times 0,15 + 0,09} = 0,77$$

$$E_{paso} = (1000 + 6 \times 0,77 \times 2000) \frac{0,157}{\sqrt{0,5}} = 2273,6 \text{ V}$$

$$E_{toque} = (1000 + 1,5 \times 0,77 \times 2000) \frac{0,157}{\sqrt{0,5}} = 734,92 \text{ V}$$

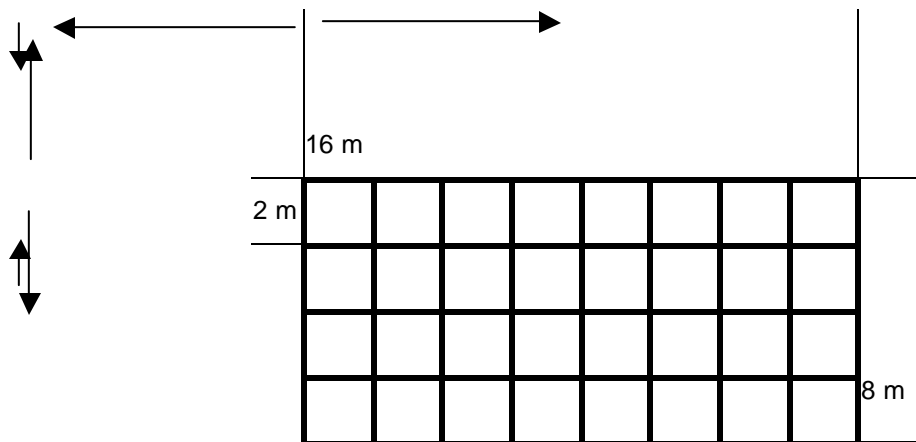
Paso 4: El diseño preliminar de la malla será de 16 m x 8 m con espaciamiento igual entre conductores $D = 2 \text{ m}$, como se muestra en la figura 25, profundidad de enterramiento de la malla $h = 0,5 \text{ m}$. El largo total de los conductores enterrados es:

$$L_T = 5 \times 16 + 9 \times 8 = 152 \text{ m.}$$

Si se asume el uso de 12 varillas de cobre separadas cada 4 m

$$152 \text{ m} + (12 \times 4) = 200 \text{ m}$$

Figura 25. Diseño malla de puesta a tierra para la subestación de P.V.C. GERFOR S.A.



Paso 5: Con $L = 152 \text{ m}$ y una área $A = 16 \text{ m} \times 8 \text{ m} = 128 \text{ m}^2$ se puede estimar la resistencia preliminar del sistema de puesta a tierra por medio de la siguiente ecuación.

$$R_g = r \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

$$R_g = 23,68 \left[\frac{1}{152} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 128}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5\sqrt{20/128}} \right) \right] = 1,01 \Omega$$

Paso 6: Según el procedimiento recomendado por la IEEE 80, la corriente máxima de malla, I_G , es determinada por la ecuación:

$$I_G = Df \times Sf \times 3I_b$$

donde:

I_G = es la corriente máxima de malla en amperios.

Df = factor de decremento por la duración total de la falla (t en s.)

Sf = factor de división de corriente.

$3I_b \approx I_f$ = corriente simétrica de falla.

De acuerdo con la IEEE para una duración de falla de 0,5 s el factor de decremento $Df = 1$ y el factor de división de corriente $Sf = 0.6$

$$I_G = 1 \times 0,6 \times 3165 = 1899 \text{ A}$$

Paso 7: Finalmente se encuentran los potenciales de paso y de toque para la malla en condiciones de corto circuito.

$$E_{paso} = \frac{r \times K_s \times K_i \times I_G}{L}$$

$$E_{toque} = \frac{r \times K_m \times K_i \times I_G}{L}$$

se calcula el factor geométrico K_s .

$$K_s = \frac{1}{p} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 + 0,5^{(n-2)}) \right]$$

donde:

D = distanciamiento entre conductores en el sentido más largo de la malla (2m).

n = número de conductores en el sentido más largo (9).

h = profundidad de enterramiento de la malla (0,5 m).

$$K_s = \frac{1}{p} \left[\frac{1}{2 \times 0,5} + \frac{1}{2 + 0,5} + \frac{1}{2} (1 + 0,5^{(9-2)}) \right] = 0,6$$

cálculo del factor geométrico K_m .

$$K_m = \frac{1}{2p} \left[\ln \left[\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[\frac{8}{p(2n-1)} \right] \right]$$

d = diámetro del conductor 2/0 AWG (0,0105 m)

$K_{ii} = 1$ (para mallas con electrodos en las esquinas)

$h_o = 1$ m (referencia de profundidad de la malla)

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_o} = \sqrt{1 + 0,5/1} = 1,22$$

$$K_m = \frac{1}{2p} \left[\ln \left[\frac{2^2}{16 \times 0,5 \times 0,0105} + \frac{(2 + 2 \times 0,5)^2}{8 \times 2 \times 0,0105} - \frac{0,5}{4 \times 0,0105} \right] + \frac{1}{1,22} \ln \left[\frac{8}{p(2 \times 9 - 1)} \right] \right] = 0,47$$

calculo de K_i :

$$K_i = 0,644 + 0,148 \times n = 0,644 + 0,148 \times 9 = 1,98$$

Los valores finales para los potenciales de paso y de toque son:

$$E_{paso} = \frac{23,68 \times 0,6 \times 1,98 \times 1899}{152} = 351,46 \text{ V}$$

$$E_{toque} = \frac{23,68 \times 0,47 \times 1,98 \times 1899}{152} = 275,31 \text{ V}$$

Estos valores son menores que los obtenidos para los voltajes de paso y de toque tolerables.

$$E_{paso} calculada < E_{paso} tolerable \Leftrightarrow 351,46 \text{ V} < 2273,6 \text{ V}$$

$$E_{toque} calculada < E_{toque} tolerable \Leftrightarrow 275,31 \text{ V} < 734,92 \text{ V}$$

Las tensiones de paso y de toque calculadas bajo las condiciones más críticas de corto circuito, son satisfactorias de acuerdo a la configuración adoptada para la malla de puesta a tierra y los criterios empleados para el cálculo de la misma.

La instalación de esta nueva malla de puesta a tierra para la subestación de la empresa, tiene un costo aproximado de \$ 5.700.000

El costo de la obra civil y el costo de la mano de obra por la instalación de la malla es de \$ 1.775.000

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- De acuerdo con los límites establecidos por la norma IEEE 519 para la distorsión armónica total de corriente y de voltaje, los cuales son del 15% y el 5% respectivamente, los porcentajes medidos en el secundario del transformador uno no cumplen con estos requerimientos, estos porcentajes pueden ser mejorados con la redistribución de carga propuesta en el desarrollo del trabajo.
- Los porcentajes de distorsión armónica total registrados en el secundario del transformador dos cumplen con los límites establecidos por la norma IEEE 519; sin embargo, se debe tener en cuenta la redistribución de cargas propuesta para los dos transformadores, pues este transformador se encuentra trabajando a su capacidad nominal e incluso, en ocasiones, sobrecargado.
- En cuanto a los porcentajes de distorsión armónica individual establecidos por la norma IEEE 519, el quinto armónico, cuyo límite es del 12%, es sobrepasado en el transformador uno, mientras que en el transformador dos no se sobrepasa ninguno de los límites establecidos por esta norma hasta el armónico de orden 25.
- De acuerdo con los registros obtenidos de distorsión armónica individual en las máquinas extrusoras e inyectoras, la u.p.s. y el totalizador general de alumbrado, se define que el quinto armónico es el que presenta mayores problemas por no cumplir con el límite establecido por la norma IEEE 519. Se recomienda realizar nuevas mediciones en las áreas de extrusión e inyección

para definir mejor si es necesario la instalación de filtros en los variadores de velocidad de las respectivas máquinas.

- En la parte de transitorios electromagnéticos, en la empresa P.V.C. GERFOR no se presentan variaciones considerables en el nivel de tensión, cumpliendo de esta manera con las recomendaciones de la norma IEEE 1159, en la que se establece que los sags de tensión no deben ser inferiores al 90% de la tensión nominal y los swells no deben ser mayores en más del 10% del valor de la tensión nominal.
- Los valores de resistencia de puesta a tierra obtenidos en la malla del área de sistemas y en el pararrayos ($0,64 \Omega$ y $0,61 \Omega$ respectivamente) son aceptables.
- Las conexiones de puesta a tierra que se tienen en la subestación de la empresa no cumplen con los requerimientos establecidos en las normas que reglamentan este campo, por esta razón deben ser corregidas teniendo en cuenta las soluciones planteadas en este trabajo de grado, las cuales plantean la instalación de una malla de 16 m x 8 m, con 12 varillas de cobre de 5/8" x 2,44 m, ubicada frente a las celdas de media tensión y los transformadores de la planta.
- De acuerdo con los subproyectos planteados en calidad de potencia, los problemas a solucionar a corto plazo (1 a 3 meses) son: la redistribución de cargas en los transformadores de la planta, la identificación de celdas, protecciones y circuitos y el rediseño del sistema de puesta a tierra; el replanteamiento de la capacidad de las protecciones y el balance de cargas pueden ser solucionados a mediano plazo (3 a 6 meses).
- Se recomienda implementar la identificación de las celdas, protecciones y circuitos propuesta en este trabajo de grado, pues con ello se mejorarán las

instalaciones de la empresa y facilitará a los operarios la ubicación de las mismas, la inversión que se requiere para la identificación no supera los \$500.000.

- El sistema de puesta a tierra de la subestación requiere de una inversión a corto plazo, pues las instalaciones que se tienen en la actualidad no cumplen con los requerimientos de las normas IEEE 80 y la NTC 2050, lo cual representa un riesgo para el personal y los equipos de la empresa, por estos motivos se recomienda la instalación de la malla de puesta a tierra diseñada en el capítulo 5 para la cual se requiere una inversión de \$6.500.000 ó la instalación de una malla de cuatro electrodos en línea la cual demanda una inversión de \$1.750.000.
- El trabajo de grado cumplió con los objetivos propuestos, pues se plantearon soluciones como la redistribución de cargas en los transformadores y el rediseño del sistema de puesta a tierra entre otros, los cuales permiten optimizar las instalaciones y mejorar la calidad de potencia en P.V.C. GERFOR. Para lograr esto, objetivo general del trabajo, se cumplieron los objetivos específicos al efectuar el levantamiento de información sobre las instalaciones y los equipos existentes en P.V.C. GERFOR, lo cual se presenta en el capítulo dos, y realizar las mediciones por medio de las cuales se identificaron los porcentajes de distorsión armónica y de variación del nivel nominal de la tensión, al igual que el valor de la resistencia de puesta a tierra, llegando finalmente al planteamiento de las soluciones técnico-económicas contenidas en el trabajo.
- La realización de este estudio significó un aporte importante para la empresa de tuberías plásticas P.V.C. GERFOR, pues de acuerdo con las hipótesis planteadas durante el desarrollo del anteproyecto, en las instalaciones de esta empresa efectivamente existen problemas en el sistema de puesta a tierra,

específicamente en la subestación, lo cual representa un problema para la calidad de potencia en esta industria.

- Las soluciones planteadas en este trabajo de grado son dirigidas específicamente a la planta de tubo-sistemas de P.V.C. GERFOR, pues el estudio y los problemas encontrados son propios de esta planta, los cuales afectan la calidad de potencia de la misma. Sin embargo, algunas de las recomendaciones planteadas pueden adoptarse para mejorar la calidad de la potencia en la industria de tuberías plásticas en general; entre ellas pueden citarse: la redistribución de cargas en forma equitativa para aquellas empresas donde exista más de un transformador, es necesario que los porcentajes de carga de los mismos se encuentren en un valor alto sin sobrepasar su capacidad nominal, pues si la carga es baja, los porcentajes de distorsión armónica son altos, y viceversa; por último, que las conexiones de puesta a tierra cumplan con las especificaciones de las normas que reglamentan este campo con el fin de evitar la circulación de corrientes por los conductores de tierra y el movimiento oscilatorio de la imágenes en las pantallas de computadores o equipos de registro entre otros, proporcionando de esta manera seguridad a los operarios y a los equipos instalados en al empresa.

BIBLIOGRAFÍA

AGUDELO, Diego Alexander et al. Desarrollo de modelos para el análisis y simulación del efecto de los armónicos en las instalaciones eléctricas industriales y de potencia. Bogotá, 1996, 298 p. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad de la Salle. Facultad de Ingeniería Eléctrica.

BRATU SERBAN, Neagu et al. Instalaciones eléctricas: conceptos básicos y diseño. México: AlfaOmega, 1990. 210 p.

Calidad de la energía: Mundo Eléctrico Colombiano. Vol. 15, No. 44 (jul. - sep. 2001). Bogotá: Orvisa Comunicaciones, 2001. 128 p. Trimestral. ISSN 0120-8926

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Reglamento de distribución de energía eléctrica, como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional. Bogotá: CREG, 1998. 63 p. (CREG 070)

DUGAN, Roger C. Electrical power system quality. New York: Mc Graw Hill, 1996. 265 p.

HENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. El ABC de la calidad de la energía eléctrica. México: Limusa, 1999. 265 p.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Draft guide for safety in substation grounding. New York: IEEE, 1997. (IEEE 80)

_____ IEEE Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems. New York: IEEE, 1992. 100 p. (IEEE 519)

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Recommended practices for monitoring electric power quality. New York: IEEE, 1995. (IEEE 1159)

_____ Tutorial course: power system harmonics. New York: IEEE, 1984. 157 p. (84 EHO221-2-PWR)

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Código Eléctrico Colombiano. Bogotá: ICONTEC, 1994. 1041 p. NTC 2050.

_____ Tesis y otros trabajos de grado. Bogotá: ICONTEC, 2002. 132 p. NTC 1486.

KYORITSU ELECTRICAL INSTRUMENTS WORKS. Instruction manual: earth resistance tester. Tokyo: Kyoritsu, 12 p.

MANCERA MORENO, Juan Carlos et al. Desarrollo de un programa de seguimiento para la optimización del monitoreo de las variables eléctricas en las instalaciones de una empresa aeronáutica. Bogotá, 2001, 209 p. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad de la Salle. Facultad de Ingeniería Eléctrica.

SQUARE D COMPANY. Power Logic Systems: Curso de instalación y mantenimiento. Nashville: Square D Company, 1998, 78 p.

SCHNEIDER ELECTRIC. System Manager Software: setup guide. Schneider Electric, 1999, 193 p.

TOLEDO GASCA, José C. et al. Puesta a tierra en edificios y en instalaciones eléctricas. España: Paraninfo, 1997. 276 p.

TORRES SÁNCHEZ, Horacio. Lo técnico y lo institucional en la calidad de la energía eléctrica. En: SIMPOSIO INTERNACIONAL SOBRE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA. (2001 : Bogotá).

UNIVERSIDAD DE LA SALLE. Información analizador de redes: Power Logic.
Bogotá: Universidad de la Salle, 71 p.

VARGAS ÁVILA, Pedro Alejandro. Manual de técnicas en medición de sistemas
puesta a tierra. Bogotá, 2000, 256 p. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista).
Universidad de la Salle. Facultad de Ingeniería Eléctrica.

Anexo A. Diagrama Unifilar P.V.C. GERFOR S.A.