



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE MAR DEL PLATA



FACULTAD DE
INGENIERÍA

Estudio de la Calidad de la Energía Eléctrica
en el Complejo Universitario (UNMdP)
Diagnóstico y Soluciones

PROYECTO FINAL DE GRADO

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA

Diciembre del 2015

Autores:

Juan Blas Carelli Ingeniería Eléctrica

Juan Pablo Dadan Ingeniería Eléctrica

Tutor: Ing. Juan Antonio Suárez

Co – Tutor: Ing. Guillermo di Mauro

Evaluadores: Ing. Claudio Dimenna

Ing. Gustavo Bacino

Ing. Ruben Ferreyra



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Agradecimientos

Al término de esta etapa de nuestras vidas, queremos expresar un profundo agradecimiento a quienes con su ayuda, apoyo y comprensión nos alentaron a lograr esta hermosa realidad.

A nuestros profesores, que nos enseñaron a valorar el estudio y a superarnos cada día, por guiarnos y enseñarnos durante este largo camino.

Y principalmente a nuestras familias y amigos por el apoyo incondicional que hemos recibido ya que ellos estuvieron en los días más difíciles de nuestras vidas como estudiantes.

¡Muchas Gracias!

*"Nunca consideres el estudio como una obligación,
sino como una oportunidad para penetrar
en el bello y maravilloso mundo del saber"*

Albert Einstein (1879-1955)

Resumen

En el presente proyecto se realiza un estudio que permite localizar perturbaciones que afectan la calidad de la energía eléctrica en instalaciones del Complejo Universitario de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

El propósito es el de concluir en un diagnóstico y las correspondientes propuestas que mitiguen las actuales distorsiones que provocan el apartamiento de los indicadores de la calidad de la tensión y corriente del sistema de suministro eléctrico.

Este proyecto surge por un pedido a la Facultad de Ingeniería por parte del Departamento de Obras de la Universidad Nacional de Mar del Plata, para evaluar en instalaciones del Complejo Universitario, la calidad de la energía eléctrica, deteriorada por perturbaciones típicas provocadas por cargas no lineales con alto contenido de armónicos.

A partir del monitoreo de los parámetros evaluadores de los índices de calidad, en las distintas áreas del Complejo, se modelará el sistema eléctrico en el programa ATP (*Alternative Transients Program*) con el propósito de analizar, simular, detectar y mitigar las fuentes de armónicos.

Planteada esta situación, este proyecto cumple con un doble propósito, por un lado dar respuesta a la problemática planteada capitalizando la experiencia del recurso humano formado y por otro, potenciar la posibilidad de ampliar la temática de investigación en Calidad de Energía, proyecto vigente del Grupo LAT del Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Palabras claves

Cargas no lineales, índices de calidad, componentes armónicas, distorsión de corriente, ATP, modelado, simulación, filtros.

Índice

INTRODUCCIÓN	1
1. Introducción.....	2
1.1 Origen del Proyecto.....	3
1.2 Etapas del Proyecto.....	3
1.3 Objetivos	4
1.4 Complejo Universitario de la UNMdP	4
1.5 Incidente Ocurrido.....	8
CONCEPTOS BÁSICOS	9
2. Potencia Eléctrica	10
2.1 Potencia instantánea	10
2.2 Potencia activa.....	12
2.3 Potencia aparente.....	12
2.4 Potencia reactiva.....	12
2.5 Factor de Potencia	13
2.6 Potencia Fundamental y Armónica.....	13
3. Introducción a los Armónicos	15
3.1 Tensiones y corrientes armónicas	15
3.2 Descomposición de una onda en sus componentes armónicos	16
3.3 Formas de expresar los componentes armónicos	18
3.4 Cargas lineales y no lineales.....	20
3.5 ¿Por qué se generan los armónicos?	21
3.5.1 Armónicos de corriente	21
3.5.2 Armónicos de tensión.....	24
3.6 Problemas típicos ocasionados por los armónicos de corriente.....	24
3.6.1 Sobrecalentamiento de los conductores neutros	24

3.6.2	Sobrecalentamiento de los conductores y perturbaciones en los interruptores.....	25
3.6.3	Sobrecalentamiento y vibraciones en los motores de inducción.....	26
3.6.4	Sobrecargas de los condensadores de corrección del factor de potencia.....	26
3.6.5	Sobrecarga de los transformadores de distribución	26
3.7	Filtros para armónicos.....	27
3.7.1	Resonancia.....	27
3.7.2	Filtro pasivo de potencia	27
3.7.3	Filtro activo de potencia.....	28
4.	Normativa Aplicable	31
4.1	Normas aplicables en la Provincia de Buenos Aires.....	31
4.1.1	Breve reseña histórica.....	31
4.1.2	El OCEBA	32
4.1.3	El SubAnexo D del contrato de concesión.....	32
4.1.4	Resolución ENRE 99/97	35
4.2	Normas internacionales.....	37
4.2.1	El IEEE.....	37
4.2.2	Norma IEEE 519.....	37
4.2.3	Norma IEEE 1036/92.....	37
4.2.4	Norma IEEE 1531/03.....	37
4.3	Normativa aplicable en la Municipalidad de General Pueyrredón.....	38
4.3.1	Ordenanza N° 12.236.....	38
ESTUDIO DEL CASO REAL		48
5.	Relevamiento de la instalación eléctrica.....	49
5.1	Seguridad e Higiene en el trabajo.....	49
5.1.1	Ley N° 19.587, decreto N° 351/1979.....	49
5.1.2	Método de Trabajo y EPP's.....	49
5.1.3	Medidas para disminuir contactos directos	50
5.1.4	Medidas para disminuir contactos indirectos	50
5.1.5	Cinco reglas de oro para el trabajo sin tensión.....	50
5.2	Relevamiento in situ.....	50
5.3	Fotografías tomadas en el relevamiento	52

5.4	Consideración en cuanto a la instalación eléctrica	54
6.	Mediciones de armónicos	55
6.1	Especificación del equipo de medida de armónicos	55
6.2	Instrumento de medida.....	56
6.2.1	Descripción Hioki 3166.....	56
6.2.2	Vista frontal - HIOKI 3166.....	57
6.2.3	Vista posterior - HIOKI 3166	58
6.2.4	Vista lateral derecha - HIOKI 3166.....	59
6.3	Trabajo de Campo.....	59
6.3.1	Cronograma de medición	60
6.3.2	Pruebas en el Laboratorio.....	61
7.	Análisis de datos y Soluciones	66
7.1	Análisis de las curvas representativas	66
7.1.1	Acometida General Económicas (TG2-1/2)	70
7.1.2	Instituto de Investigaciones Biológicas (I.I.B.).....	85
7.1.3	Centro de Cómputos.....	100
7.2	Análisis de la Emisión de Armónicos según ENRE 99/97	115
7.2.1	Introducción	115
7.2.2	Límite de Emisión Individual.....	115
7.2.3	Límites de Emisión Individuales para Corrientes Armónicas.....	115
7.2.4	Límites de Emisión Individuales según usuario.....	116
7.2.5	Situación tarifaria del Complejo de la UNMdP	117
7.2.6	Análisis detallado de una factura Tarifa T3.....	120
7.2.7	Cálculo de la Corriente de Carga Contratada.....	121
7.2.8	Cálculo del valor máximo para cada armónica	121
7.2.9	Comparación de los niveles admisibles con los actuales.....	122
7.3	Simulaciones	124
7.3.1	Simulación Acometida General Económicas (TG2-1/2).....	124
7.3.2	Simulación Instituto de Investigaciones Biológicas (I.I.B.).....	131
7.3.3	Simulación Centro de Cómputos	135
7.3.4	Diseño y Simulación de un filtro pasivo	139
7.3.5	Simulación de un filtro activo.....	151

8. Conclusiones	156
APÉNDICES.....	158
APÉNDICE 1.....	144
Visualizador de formas de onda HIOKI 3166.....	144
Archivos de salida HIOKI 3166.....	144
Funcionamiento del programa.....	145
Ingreso de datos	146
Verificación de resultados.....	149
Código fuente del programa	152
APÉNDICE 2.....	162
Resolución ENRE 99/97.....	162
APÉNDICE 3.....	181
Nota de elevación al Departamento de Ing. Eléctrica	181
BIBLIOGRAFÍA	183

Índice de Figuras

Fig. 1.1. Complejo Universitario de la UNMdP	5
Fig. 1.2. Subestación calle Dean Funes (S1)	6
Fig. 1.3. Tablero Primerio Subestación S1	6
Fig. 1.4. Subestación Rodriguez Peña (S2)	7
Fig. 1.5. Tablero Primario Subestación S2.....	7
Fig. 1.6. Conexión antigua T. Primario – T. General de económicas.	8
Fig. 2.1. Formas de onda de tensión, corriente y potencia en un circuito lineal	10
Fig. 2.2. Triángulo de potencias	13
Fig. 2.3. Pirámide de potencias	14
Fig. 3.1. Onda Fundamental 50Hz.	16
Fig. 3.2. Onda original con contenido armónico.....	17
Fig. 3.3. Fundamental, 5 ^{to} y 7 ^{mo} armónico.....	17
Fig. 3.4. Onda de corriente y su Espectro de frecuencias.....	18
Fig. 3.5. Espectro en tres dimensiones	19
Fig. 3.6. Comportamiento de una carga lineal.....	20
Fig. 3.7. Comportamiento de una carga no lineal	20
Fig. 3.8. Convertidor trifásico tipo puente	21
Fig. 3.9. Corriente aguas arriba de un rectificador con carga inductiva.....	22
Fig. 3.10. Corriente aguas arriba de un rectificador con carga capacitiva.....	22
Fig. 3.11. Horno eléctrico de corriente alterna.....	23
Fig. 3.12. Horno eléctrico de corriente continua	23
Fig. 3.13. Suma de armónicos múltiplos de tres en el conductor de neutro....	25
Fig. 3.14. Diferentes configuraciones con la misma efectividad en el filtrado IEEE 1531	28
Fig. 3.15. Filtro activo serie	29
Fig. 3.16. Filtro activo Shunt.....	29

Fig. 3.17. Configuración eléctrica filtro Shunt	29
Fig. 5.1. Protección General- Tablero Primario.....	52
Fig. 5.2. Banco de Capacitores Económicas – Tablero Primario	52
Fig. 5.3. Alimentación a Tablero Económicas y caja de pase estanca - Subsuelo	53
Fig. 5.4. Tablero General Económicas (TG2-1/2) –Subsuelo.....	53
Fig. 6.1. Vista frontal HIOKI 3166	57
Fig. 6.2. Vista posterior HIOKI 3166.....	58
Fig. 6.3. Vista lateral derecha HIOKI 3166.....	59
Fig. 6.4. Circuito simulado en ATP	61
Fig. 6.5. Forma de onda de corriente Monitor LCD	62
Fig. 6.6. Espectro de frecuencias Monitor LCD	62
Fig. 6.7. Forma de onda de corriente Computadora PC.....	62
Fig. 6.8. Espectro de frecuencias Computadora PC.....	63
Fig. 6.9. Forma de onda de corriente, Monitor LCD + PC.....	63
Fig. 6.10. Espectro de frecuencias Monitor LCD + PC	63
Fig. 7.1. Forma de onda de I1. 8:00 a.m.	70
Fig. 7.2. Forma de onda de I2. 8:00 a.m.	70
Fig. 7.3. Forma de onda de I3. 8:00 a.m.	71
Fig. 7.4. Forma de onda de Ineutro. 8:00 a.m.....	71
Fig. 7.5. Forma de onda de I1. 12:00 p.m.	72
Fig. 7.6. Forma de onda de I2. 12:00 p.m.	72
Fig. 7.7. Forma de onda de I3. 12:00 p.m.	73
Fig. 7.8. Forma de onda de Ineutro. 12:00 p.m.....	73
Fig. 7.9. Forma de onda de I1. 4:00 p.m.	74
Fig. 7.10. Forma de onda de I2. 4:00 p.m.	74
Fig. 7.11. Forma de onda de I3. 4:00 p.m.	75
Fig. 7.12. Forma de onda de Ineutro. 4:00 p.m.....	75
Fig. 7.13. Forma de onda de I1. 8:00 p.m.	76
Fig. 7.14. Forma de onda de I2. 8:00 p.m.	76

Fig. 7.15. Forma de onda de I3. 8:00 p.m.	77
Fig. 7.16. Forma de onda de Ineutro. 8:00 p.m.....	77
Fig. 7.17. Curva de carga Acometida General Económicas.....	78
Fig. 7.18. Factor de Potencia Acometida General Económicas.....	79
Fig. 7.19. Corriente I1 Acometida General Económicas.....	79
Fig. 7.20. Corriente I2 Acometida General Económicas.....	80
Fig. 7.21. Corriente I3 Acometida General Económicas.....	80
Fig. 7.22. Corriente I Average Acometida General Económicas	81
Fig. 7.23. THD R % de I1 Acometida General Económicas	81
Fig. 7.24. THD R % de I2 Acometida General Económicas	82
Fig. 7.25. THD R % de I3 Acometida General Económicas	82
Fig. 7.26. Forma de onda de I1. 8:00 a.m.	85
Fig. 7.27. Forma de onda de I2. 8:00 a.m.	85
Fig. 7.28. Forma de onda de I3. 8:00 a.m.	86
Fig. 7.29. Forma de onda de Ineutro. 8:00 a.m.....	86
Fig. 7.30. Forma de onda de I1. 12:00 p.m.	87
Fig. 7.31. Forma de onda de I2. 12:00 p.m.	87
Fig. 7.32. Forma de onda de I3. 12:00 p.m.	88
Fig. 7.33. Forma de onda de Ineutro. 12:00 p.m.....	88
Fig. 7.34. Forma de onda de I1. 4:00 p.m.	89
Fig. 7.35. Forma de onda de I2. 4:00 p.m.	89
Fig. 7.36. Forma de onda de I3. 4:00 p.m.	90
Fig. 7.37. Forma de onda de Ineutro. 4:00 p.m.....	90
Fig. 7.38. Forma de onda de I1. 8:00 p.m.	91
Fig. 7.39. Forma de onda de I2. 8:00 p.m.	91
Fig. 7.40. Forma de onda de I3. 8:00 p.m.	92
Fig. 7.41. Forma de onda de Ineutro. 8:00 p.m.....	92
Fig. 7.42. Curva de carga Instituto de Investigaciones Biológicas	93
Fig. 7.43. Factor de potencia Instituto de Investigaciones Biológicas.....	94
Fig. 7.44. Corriente I1 Instituto de Investigaciones Biológicas	94

Fig. 7.45. Corriente I2 Instituto de Investigaciones Biológicas	95
Fig. 7.46. Corriente I3 Instituto de Investigaciones Biológicas	95
Fig. 7.47. Corriente I Average Instituto de Investigaciones Biológicas.....	96
Fig. 7.48. THD R % de I1 Instituto de Investigaciones Biológicas	96
Fig. 7.49. THD R % de I2 Instituto de Investigaciones Biológicas	97
Fig. 7.50. THD R % de I3 Instituto de Investigaciones Biológicas	97
Fig. 7.51. Forma de onda de I1. 8:00 a.m.	100
Fig. 7.52. Forma de onda de I2. 8:00 a.m.	100
Fig. 7.53. Forma de onda de I3. 8:00 a.m.	101
Fig. 7.54. Forma de onda de Ineutro. 8:00 a.m.....	101
Fig. 7.55. Forma de onda de I1. 12:00 p.m.	102
Fig. 7.56. Forma de onda de I2. 12:00 p.m.	102
Fig. 7.57. Forma de onda de I3. 12:00 p.m.	103
Fig. 7.58. Forma de onda de Ineutro. 12:00 p.m.....	103
Fig. 7.59. Forma de onda de I1. 4:00 p.m.	104
Fig. 7.60. Forma de onda de I2. 4:00 p.m.	104
Fig. 7.61. Forma de onda de I3. 4:00 p.m.	105
Fig. 7.62. Forma de onda de Ineutro. 4:00 p.m.....	105
Fig. 7.63. Forma de onda de I1. 8:00 p.m.	106
Fig. 7.64. Forma de onda de I2. 8:00 p.m.	106
Fig. 7.65. Forma de onda de I3. 8:00 p.m.	107
Fig. 7.66. Forma de onda de Ineutro. 8:00 p.m.....	107
Fig. 7.67. Curva de carga Centro de Cómputos.....	108
Fig. 7.68. Factor de Potencia Centro de Cómputos.....	109
Fig. 7.69. Corriente I1 Centro de Cómputos.....	109
Fig. 7.70. Corriente I2 Centro de Cómputos.....	110
Fig. 7.71. Corriente I3 Centro de Cómputos.....	110
Fig. 7.72. Corriente I Average Centro de Cómputos.....	111
Fig. 7.73. THD R % de I1 Centro de Cómputos.....	111
Fig. 7.74. THD R % de I2 Centro de Cómputos.....	112

Fig. 7.75. THD R % de I3 Centro de Cómputos.....	112
Fig. 7.76. Factura período 09/14. Subestación Funes	119
Fig. 7.77. Detalle del contenido de una factura Tarifa T3.....	120
Fig. 7.78. Configuración Hybrid Transformer ATP	126
Fig. 7.79. Configuración Line LR ATP	127
Fig. 7.80. Circuito a simular.....	128
Fig. 7.81. Forma de onda de la corriente en la Línea 1	129
Fig. 7.82. Forma de onda de la corriente en la Línea 2	129
Fig. 7.83. Espectro de frecuencias, modulo y fase Línea 1 y Línea 2.....	129
Fig. 7.84. Forma de onda de la corriente en la Línea 3	130
Fig. 7.85. Forma de onda de la corriente en el neutro	130
Fig. 7.86. Espectro de frecuencias, modulo y fase Línea 3 y Neutro.....	130
Fig. 7.87. Circuito a simular, Instituto de Inv. Biológicas (I.I.B.).....	131
Fig. 7.88. Forma de onda de la corriente en la Línea 1	132
Fig. 7.89. Forma de onda de la corriente en la Línea 2	132
Fig. 7.90. Espectro de frecuencias, modulo y fase Línea 1 y Línea 2.....	132
Fig. 7.91. Forma de onda de la corriente en la Línea 3	133
Fig. 7.92. Forma de onda de la corriente en el Neutro	133
Fig. 7.93. Espectro de frecuencias, modulo y fase - Línea 3 y Neutro	133
Fig. 7.94. Circuito a simular, Sala de Cómputos.....	135
Fig. 7.95. Forma de onda de la corriente en la Línea 1	136
Fig. 7.96. Forma de onda de la corriente en la Línea 2	136
Fig. 7.97. Espectro de frecuencias, modulo y fase - Línea 1 y 2.....	136
Fig. 7.98. Forma de onda de la corriente en la Línea 3	137
Fig. 7.99. Forma de onda de la corriente en el Neutro	137
Fig. 7.100. Espectro de frecuencias, modulo y fase - Línea 3 y Neutro.....	137
Fig. 7.101. Modelo eléctrico de una PC	139
Fig. 7.102. Compresión del circuito en un bloque	140
Fig. 7.103. Circuito a simular en ATP – 8 PC's/fase	140
Fig. 7.104. Forma de onda de corriente para 8 PC's	140

Fig. 7.105. Espectro de frecuencias, módulo y fase de corriente para 8 PC's	141
Fig. 7.106. Triangulo de potencias	141
Fig. 7.107. Circuito del filtro a simular en PSpice	144
Fig. 7.108. Espectro en frecuencia del filtro pasivo.....	144
Fig. 7.109. Diferentes configuraciones con la misma efectividad en el filtrado	145
Fig. 7.110. Circuito a simular con filtro pasivo.....	146
Fig. 7.111. Forma de onda de corriente aguas abajo del filtro.....	147
Fig. 7.112. Forma de onda de corriente aguas arriba del filtro.....	147
Fig. 7.113. Espectro de frecuencias de corriente aguas abajo del filtro.....	147
Fig. 7.114. Espectro de frecuencias de corriente aguas arriba del filtro.....	147
Fig. 7.115. Circuito a simular en ATP – Solo fundamentales.....	151
Fig. 7.116. Ondas de corriente por las líneas 1, 2 y 3	151
Fig. 7.117. Onda de corriente por el conductor neutro	152
Fig. 7.118. Espectro de frecuencias para la corriente de neutro.....	152
Fig. 7.119. Serie de filtros PQF I/M/S de la marca ABB.....	153
Fig. 7.120. Layout típico de un filtro activo	154
Fig. 7.121. Interfaz gráfica de usuario.....	155

Índice de Tablas

Tabla 1. Cronograma de medición	60
Tabla 2. Resumen de los valores en las formas de onda para la Acometida General de Económicas.....	78
Tabla 3. Resumen de los valores en las formas de onda para el Instituto de Inv. Biológicas.....	93
Tabla 4. Resumen de los valores en las formas de onda para el Centro de Cómputos	108
Tabla 5. Límites de Emisión Individuales de Intensidades Armónicas para usuarios con tarifa T-1, T-2 y T-3	117
Tabla 6. Valor máximo para cada armónica, en función de la corriente de carga contratada	122
Tabla 7. Resultados de las mediciones y resumen de las situaciones inadmisibles	123
Tabla 8. Transformadores con tensión primaria 13,2 kV.....	125
Tabla 9. Valores de corriente de carga - Acometida General Económicas....	128
Tabla 10. Valores de corriente de carga - I.I.B.....	131
Tabla 11. Valores de corriente de carga - C.C.....	135
Tabla 12. Coeficiente de multiplicación IEE Std. 1036-1992	142
Tabla 13. Armónicos de Corriente aguas abajo del filtro.....	148
Tabla 14. Armónicos de Corriente aguas arriba del filtro.....	148
Tabla 15. Armónicos de tensión obtenidos de la simulación.....	150
Tabla 16. Comparación simulación vs. Niveles ENRE 184/00.....	150
Tabla 17. Puntos de conexión del usuario.....	154

Parte I

Introducción

Capítulo 1

1. Introducción

En los últimos años se está registrando en todos los países industrializados una creciente preocupación hacia la “calidad del producto de la energía eléctrica”.

Las alteraciones de la “calidad de la onda de tensión” tienen lugar en los propios procesos de producción, transporte y distribución, así como en su utilización por determinados tipos de receptores. En los últimos años el tema de calidad se está convirtiendo en un motivo de preocupación, tanto para las distribuidoras como para los usuarios. Como principales causas se pueden mencionar dos aspectos:

- A. Por un lado, los procesos industriales requieren, cada vez más, una mayor calidad de todos los productos utilizados y, en particular, de la electricidad, haciéndose más sensibles a las alteraciones que puedan existir.
- B. Por otro lado, la creciente utilización de receptores que generan perturbaciones hace que el nivel de contaminación general de las redes eléctricas esté aumentando, lo que puede así incidir en el normal funcionamiento de los demás receptores a ellas conectados y, en definitiva, extendiendo el problema.

Las propias empresas eléctricas han de intentar reducir en lo posible el impacto de las alteraciones existentes, asesorando a sus clientes sobre la forma más correcta de utilizar la energía eléctrica, especialmente en receptores que generan perturbaciones.

Los fabricantes de aparatos y receptores tienen que diseñarlos y fabricarlos para que su utilización no altere la compatibilidad electromagnética entre la red a la que se conectarán y los equipos a ella conectados.

Los propios usuarios tienen que preparar sus instalaciones eléctricas teniendo en cuenta las características de la red a la que se van a conectar, su entorno electromagnético y los requerimientos de inmunidad de sus propios equipos.

Con el creciente desarrollo y masificación de equipamientos electrónicos como computadoras, lámparas LED, variadores de velocidad, rectificadores etc. Toma relevancia analizar y controlar la distorsión armónica en redes e instalaciones con estos tipos de cargas.

Los componentes armónicos empeoran la calidad de la energía eléctrica, provocando pérdidas por corrientes parasitas, aumento de la corriente en el conductor de neutro, disminución de la sección efectiva de los conductores por efecto Skin entre otros problemas que serán tratados detalladamente más adelante.

En este proyecto final se tratarán en detalle estos temas, a fin de lograr un mejor entendimiento en cuanto a las problemáticas actuales y sus posibles soluciones. Luego se realizará un estudio completo de un caso real en el Complejo Universitario de la Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMdP) [1].

1.1 Origen del Proyecto

El 23 de septiembre del 2013, se requirió de la participación del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata, en el asesoramiento al Departamento de Mantenimiento para la capacitación, confección de informe y diagnóstico, conducentes a tomar medidas correctivas, de modo de eliminar las corrientes armónicas.

La principal deficiencia se detectó a partir del registro de elevadas corrientes por el conductor de neutro, no compatibles con los desequilibrios de fases medidos.

Es intención del Departamento de Servicios presentar el proyecto ante el próximo programa de seguridad eléctrica de la SPU para llevarlo a cabo.

En el Apéndice 3 se observa la nota presentada por el Departamento de Mantenimiento de la UNMdP al Departamento de Ingeniería Eléctrica solicitando el asesoramiento previamente mencionado.

1.2 Etapas del Proyecto

Este trabajo se encuentra inserto en el proyecto mayor “Calidad de la Energía” del grupo de investigación LAT (Laboratorio Alta Tensión) de la Facultad de Ingeniería UNMdP, que viene desarrollando desde el año 2001.

En el Proyecto “Calidad de la Energía” se estudian aquellos fenómenos producidos en las redes de distribución primaria (Media Tensión) y en las secundarias (Baja Tensión), que afectan los parámetros inherentes a la tensión y a la corriente definidos en el marco de la normativa vigente como “Calidad de Producto Técnico”.

Las herramientas informáticas (ATP, Matlab y LabVIEW) y equipos de laboratorio a utilizar están disponibles en el Grupo de Investigación.

Este proyecto final de grado ha sido pensado para tener una duración de un año siendo las etapas del proyecto las que se enumeran a continuación:

1. Investigación Bibliográfica
2. Reconocimiento y relevamiento de la instalación eléctrica
3. Mediciones, pruebas y ensayos en Laboratorio de Mediciones Eléctricas.
4. Mediciones en las instalaciones del Complejo
5. Análisis de datos mediante herramientas informáticas
6. Uso del ATP en la problemática Calidad de la Energía
7. Simulaciones en el ATP con distintos escenarios de cargas.
8. Análisis de las distintas opciones para la mitigación de los problemas detectados

1.3 Objetivos

- A. Analizar el funcionamiento de cargas no lineales de uso residencial, comercial y/o industrial, efectuando mediciones por medio de analizador de redes comerciales.
- B. Análisis de variables eléctricas registradas mediante equipos analizadores de redes, tales como valores eficaces de tensión y corriente, distorsión armónica (THD de tensión y corriente), formas de ondas, verdadero factor de potencia y factor de desplazamiento.
- C. Relevamiento del sistema troncal de distribución eléctrica del Complejo Universitario de la UNMDP.
- D. Modelado, simulación y análisis del sistema eléctrico en el programa ATP. Detección de cargas críticas y perturbaciones de calidad de energía.
- E. Diagnóstico y propuesta de soluciones de mitigación de los fenómenos detectados.
- F. Generar material didáctico-documental para el dictado de las asignaturas del área Medidas Eléctricas del Departamento de Ingeniería Eléctrica-Electromecánica en relación a la temática.
- G. Brindar un servicio a la Universidad Nacional de Mar del Plata.

1.4 Complejo Universitario de la UNMDP

La Universidad Nacional de Mar del Plata es una universidad pública Argentina con sede en la ciudad balnearia bonaerense de Mar del Plata, creada en 1975.

Está formada por nueve facultades: Arquitectura, Urbanismo y Diseño, Ciencias Agrarias, Ciencias Económicas y Sociales, Ciencias Exactas y Naturales, Ciencias de la Salud y Servicio Social, Derecho, Humanidades, Ingeniería y Psicología.

Dentro del complejo universitario funcionan todas las facultades a excepción de Derecho, Ingeniería y Ciencias Agrarias. Las primeras dos poseen un edificio exclusivo en la ciudad de Mar del Plata, mientras que la facultad de Ciencias Agrarias se encuentra ubicada en la cercana ciudad de Balcarce.

El complejo, se encuentra ubicado entre las calles Rodríguez Peña y Dean Funes y tiene una extensión de dos manzanas, puede verse en la Fig. 1.1.

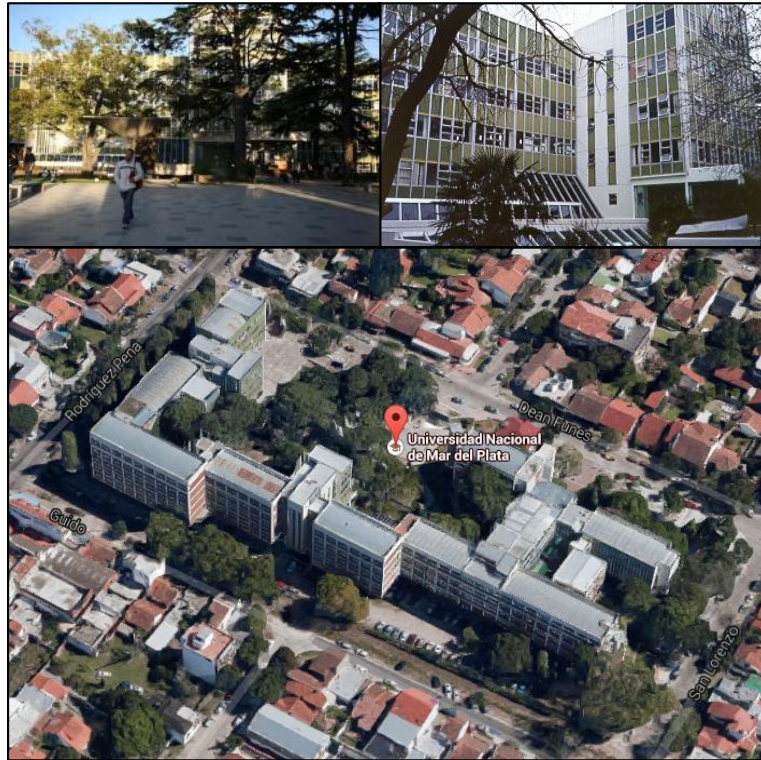


Fig. 1.1. Complejo Universitario de la UNMdP

El mismo cuenta con dos subestaciones transformadoras de 13,2 kV a 0,4 kV. Ambas subestaciones son del tipo "a nivel" y se encuentran ubicadas en diferentes veredas del complejo.

Una de ellas, la que puede observarse en la Fig. 1.2, se encuentra por la calle Dean Funes (Subestación S1) mientras que la otra, la cual puede observarse en la Fig. 1.4, se encuentra por la calle Rodríguez Peña (Subestación S2).

La subestación S1 se encuentra distante del Tablero Primario, ver Fig. 1.3.

En la subestación S2, a diferencia de la anterior, el bloque que contiene al Tablero Primario - ver Fig. 1.5 - se encuentra de lado de dicha subestación transformadora.



Fig. 1.2. Subestación calle Dean Funes (S1)



Fig. 1.3. Tablero Primerio Subestación S1



Fig. 1.4. Subestación Rodriguez Peña (S2)



Fig. 1.5. Tablero Primario Subestación S2

1.5 Incidente Ocurrido

En el transcurso del año 2013, el Tablero Primario de la calle Dean Funes (vinculación con S1), se encontraba ligado al Tablero General de la Facultad de Ciencias Económicas (TG2-1/2) mediante una doble terna de sección $3 \times 70/35 \text{ mm}^2$, tal como puede observarse en la Fig. 1.6.

Ante la presencia de una carga determinada el conductor de neutro de una de las ternas comenzó a elevar su temperatura por sobre lo normal, lo cual desencadenó en un incendio de los cables de dicha terna.

Después de este incidente la doble terna fue reemplazada por cuatro cables unipolares Payton Superflex PVC 1,1kV de 185 mm^2 de sección lo cual solucionó temporariamente el problema. Es finalidad de este proyecto en definitiva entender el porqué del incidente ocurrido.

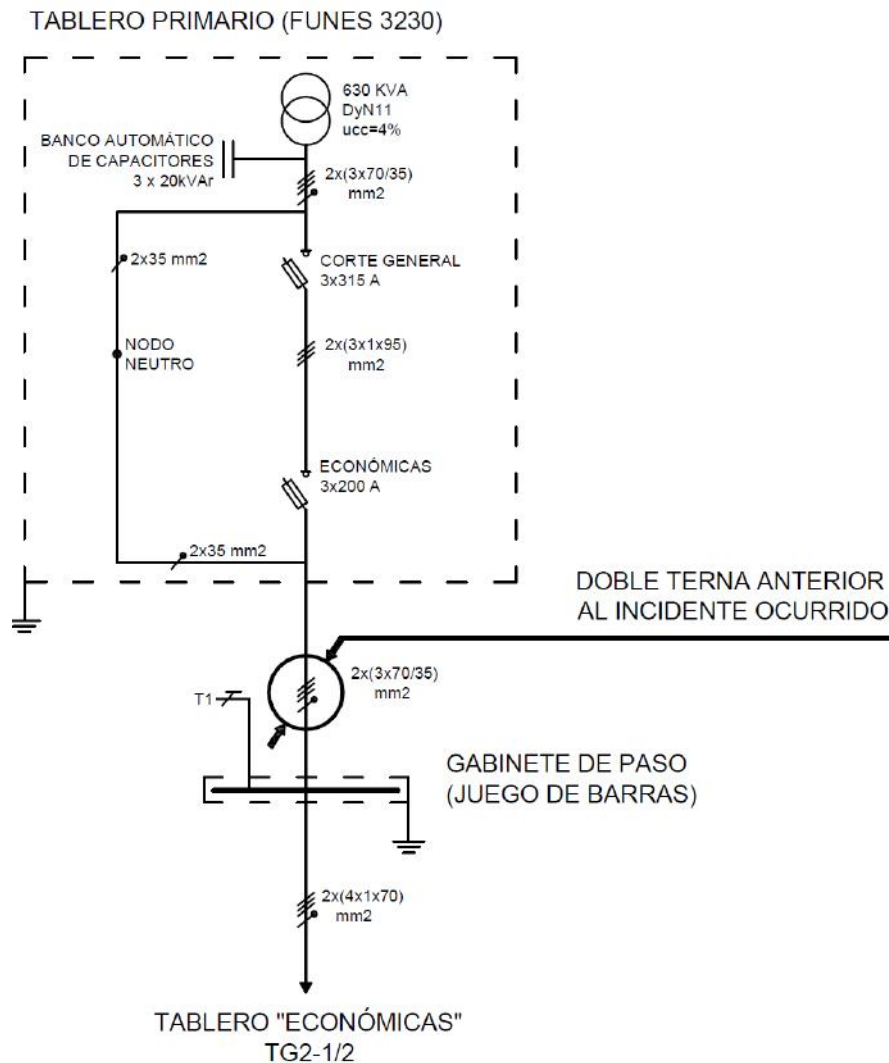


Fig. 1.6. Conexión antigua T. Primario – T. General de económicas.

Parte II

Conceptos Básicos

Capítulo 2

2. Potencia Eléctrica

Si bien la definición más clásica indica que potencia eléctrica es “La tasa a la cual es transferida la energía eléctrica, en general expresada en Watts” esta definición debe ser profundizada y se verá que se definen al menos tres tipos:

- Potencia Activa (P)
- Potencia Aparente (S)
- Potencia Reactiva (Q)

Estas potencias pueden considerarse en valores instantáneos o RMS “Root Mean Square”

2.1 Potencia instantánea

En general, considerando un circuito lineal, tanto la tensión aplicada como la corriente que circula por este, están desfasadas temporalmente, lo que en el modelo fasorial sería equivalente a que estén desfasadas un cierto ángulo.

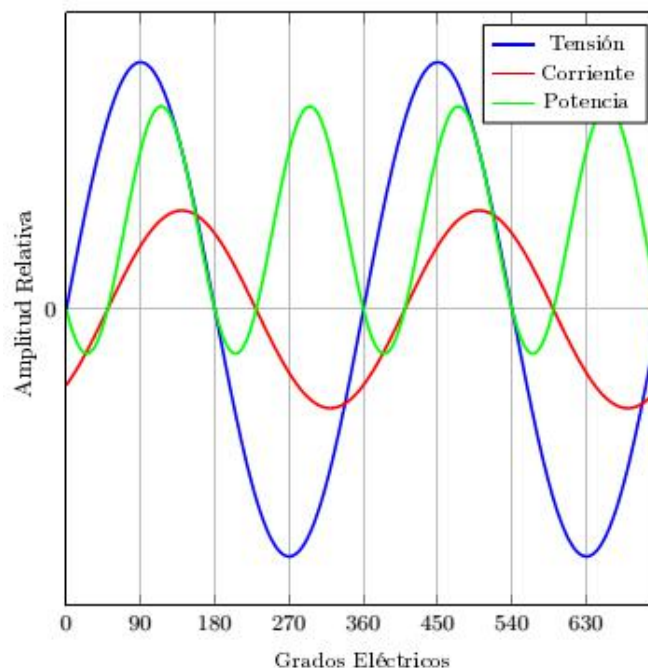


Fig. 2.1. Formas de onda de tensión, corriente y potencia en un circuito lineal

Resulta así, entonces

$$u = U_p \operatorname{sen}(wt) \tag{2.1}$$

$$i = I_p \operatorname{sen}(wt - \varphi) \tag{2.2}$$

Donde:

- u : onda de tensión
- U_p : tensión pico [V]
- w : pulsación en [r/s]
- t : tiempo [s]
- i : onda de corriente
- I_p : corriente pico [A]
- φ : ángulo de desfase entre la corriente y la tensión [°]

La potencia " p " que ingresa al sistema será:

$$p = u \cdot i \quad (2.3)$$

$$p = U_p \cdot \text{sen}(wt) \cdot I_p \cdot \text{sen}(wt - \varphi) \quad (2.4)$$

$$p = U_p \cdot I_p \cdot \text{sen}(wt) \cdot \text{sen}(wt - \varphi) \quad (2.5)$$

$$p = \sqrt{2} U \cdot \sqrt{2} I \cdot \text{sen}(wt) \cdot \text{sen}(wt - \varphi) \quad (2.6)$$

$$p = 2 U \cdot I \cdot \frac{1}{2} [\cos(wt - wt + \varphi) - \cos(wt + wt - \varphi)] \quad (2.7)$$

$$p = U \cdot I \cos(\varphi) - U \cdot I \cos(2wt - \varphi) \quad (2.8)$$

Como se observa en la ecuación (2.8) la potencia instantánea tiene un término constante, que no depende del tiempo y otra senoidal de frecuencia doble. Cuando la tensión o la corriente son iguales a cero, la potencia instantánea también vale cero.

Mientras φ sea distinto de cero, la potencia tendrá algunos intervalos en los que resultará positiva y otros en los que resultará negativa. El signo negativo es en realidad un indicador de que el sentido de la potencia se ha invertido y que entonces fluye desde el circuito hacia la fuente. Esto es posible debido al almacenamiento de energía que se produce en los campos magnéticos y eléctricos de los elementos internos del circuito.

2.2 Potencia activa

El valor medio de la potencia instantánea se denomina "Potencia Activa", se indica con la letra

"P" y es aquella que realmente puede desarrollar trabajo útil en una máquina.

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p \cdot dt \quad (2.9)$$

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T (U \cdot I \cos(\varphi) - U \cdot I \cos(2\omega t - \varphi)) \cdot dt \quad (2.10)$$

$$P = \frac{1}{T} \cdot U \cdot I \cdot \cos(\varphi) \int_0^T dt - \frac{1}{T} \cdot U \cdot I \int_0^T \cos(2\omega t - \varphi) \cdot dt \quad (2.11)$$

$$P = \frac{1}{T} U \cdot I \cdot \cos(\varphi) T - \frac{1}{T} \frac{U I}{2\omega} \left| \sin(2\omega t - \varphi) \right|_0^T \quad (2.12)$$

$$P = U I \cos(\varphi) [W] \quad (2.13)$$

2.3 Potencia aparente

Las máquinas eléctricas se dimensionan para determinados valores nominales de tensión y corriente sin importar, en primera instancia, el ángulo de desfase exacto que exista entre estas magnitudes. Por ejemplo, en un transformador es imposible determinar un ángulo exacto ya que éste depende de la carga que sea conectada al mismo.

Por lo expuesto anteriormente, resulta particularmente útil denominar a las máquinas eléctricas por su potencia aparente "S":

$$S = U I [VA] \quad (2.14)$$

Tanto la potencia activa como la aparente tienen, desde el punto de vista físico, la misma unidad. Sin embargo, para distinguirlas se utilizan el W (Watt) para la activa y el VA (Volt - Ampere) para la aparente.

2.4 Potencia reactiva

Las potencias activa y aparente se relacionan mediante el denominado "Triángulo de Potencias" (Fig. 2.2). En él también se puede observar la magnitud de la potencia reactiva. Esta potencia se encuentra en cuadratura con la activa y es aquella que se necesita para magnetizar las cargas inductivas y para establecer los campos eléctricos de las capacidades presentes en el circuito. Su unidad es el VAR (Volt Ampere Reactivo).

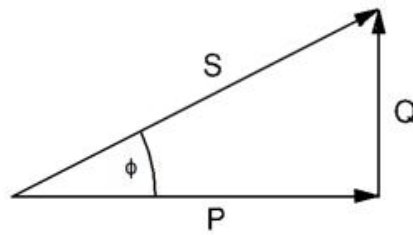


Fig. 2.2. Triángulo de potencias

Las relaciones existentes entre las potencias que componen dicho triángulo, se expresan a continuación:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.15)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2.16)$$

$$Q = S \operatorname{sen}(\varphi) \quad (2.17)$$

2.5 Factor de Potencia

Se define factor de potencia fp de un circuito de corriente alterna, como la relación entre la potencia activa P y la potencia aparente S . El factor de potencia da una medida de la capacidad de una carga de absorber potencia activa. Por esta razón, $fp = 1$ en cargas puramente resistivas; y en elementos inductivos y capacitivos ideales sin resistencia $fp = 0$.

2.6 Potencia Fundamental y Armónica

Los conceptos de potencia previamente detallados, son válidos mientras el sistema sea lineal, es decir no exista distorsión armónica.

Las cargas no lineales son las que generan la distorsión armónica en corriente, que al fluir por el cableado y el transformador de distribución, producen la distorsión en la tensión. Este tema será tratado en profundidad en el capítulo 3 "Introducción a las armónicas".

Por lo tanto, en un circuito con ondas poliarmónicas la ecuación 2.18 no se cumple:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (2.18)$$

Para aquellos sistemas en los que la distorsión en voltaje es nula o mínima y existe distorsión armónica en corriente, se utiliza la pirámide de potencias (Fig. 2.3) para considerar tanto los valores fundamentales como los armónicos.

Se agrega un término a la ecuación 2.18 para que se cumpla la igualdad, resultando la ecuación 2.19:

$$S^2 = D^2 + P^2 + Q^2 \quad (2.19)$$

Donde:

$$D = \sqrt{(UI)^2 - S_1^2} \quad \text{Potencia de distorsión} \quad (2.20)$$

$$N = \sqrt{P^2 + D^2} \quad \text{Potencia no reactiva} \quad (2.21)$$

$$F = \sqrt{Q^2 + D^2} \quad \text{Potencia ficticia} \quad (2.22)$$

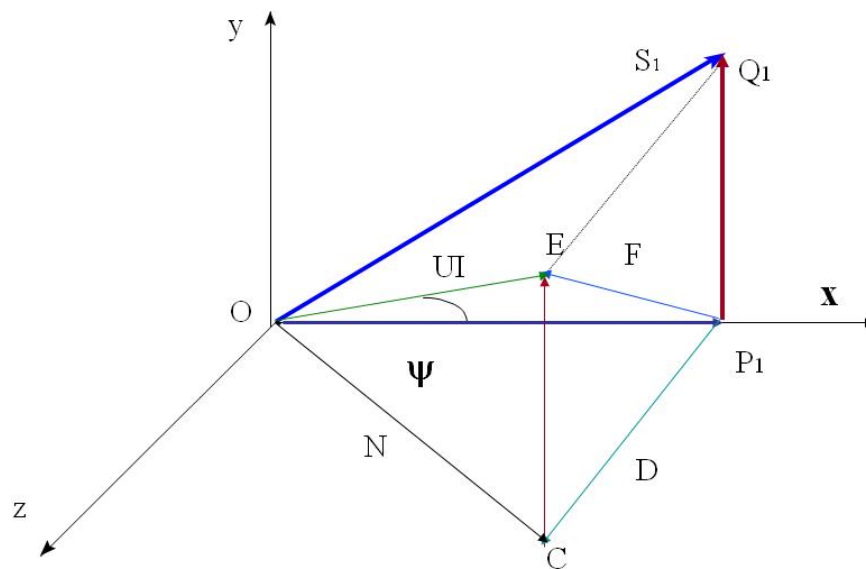


Fig. 2.3. Pirámide de potencias

Capítulo 3

3. Introducción a los Armónicos

En el pasado, cuando era necesario obtener tensiones y corrientes continuas se utilizaban grupos motogeneradores que mediante un motor sincrónico hacían girar a través de un árbol generadores de corriente continua. Este método además de proporcionar la conversión CA/CC proporcionaba una verdadera aislación eléctrica entre ambos circuitos.

Con la llegada de los rectificadores y variadores de velocidad de bajo costo el esquema de generación cambió y comenzaron a utilizarse cada vez más equipos de conversión estática debido a su facilidad de mantenimiento, reducido volumen y precio asequible.

Por supuesto, no todas fueron ventajas, los equipos mencionados en el párrafo anterior muchas veces no tienen un buen factor de potencia y presentan características tensión-corriente no lineales que provocan distorsión armónica en sus líneas de entrada. De hecho, la forma más común de modelizar sus efectos sobre la red de alimentación es a través de fuentes de corrientes que inyectan intensidades de diferentes frecuencias al sistema.

Otros generadores de gran contenido armónico son los hornos eléctricos de inducción que incluso generan armónicos de orden par, cosa difícil de observar en otras cargas.

Por último, los reactores saturables y en menor medida los transformadores y lámparas de descarga, también generan armónicos debido a las alinealidades de las curvas de magnetización de sus núcleos y en el caso de las lámparas a las características del arco eléctrico que no sigue la ley de Ohm.

El $\cos(\varphi)$ podría, a priori, ser corregido con bancos de capacitores, pero en algunos casos y sobre todo cuando la distorsión armónica es elevada, se pueden presentar serios problemas de resonancia por lo cual es necesario un estudio minucioso de cada caso en particular.

En cualquier caso, la introducción de armónicos en la red es un efecto indeseado por muchos motivos que se verán en los puntos siguientes.

3.1 Tensiones y corrientes armónicas

Un armónico puede definirse como “Una componente sinusoidal de una onda periódica que tiene una frecuencia que es múltiplo de la frecuencia fundamental”. Se puede pensar en las armónicas como tensiones y corrientes presentes en un sistema eléctrico y cuya frecuencia es un múltiplo (en general impar) de la fundamental. Valores típicos para sistemas de 50Hz son 3ra (150Hz), 5ta (250Hz), 7ma (350Hz).

En la Fig. 3.1 se observa una onda senoidal sin contenido armónico mientras que en la Fig. 3.3 se observa la misma senoide con su 5ta y 7mo armónico. En este caso particular las amplitudes armónicas son del 20% y 30% de la fundamental respectivamente.

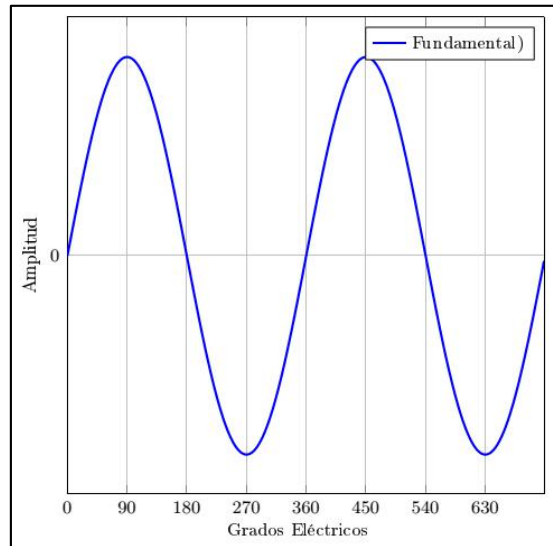


Fig. 3.1. Onda Fundamental 50Hz.

3.2 Descomposición de una onda en sus componentes armónicos

Las funciones periódicas no senoidales, al igual que las senoidales, se representan en forma de curvas. Para los cálculos se necesita expresar estas funciones de formas conocidas que permitan tratarlas matemáticamente.

La expresión analítica de la función periódica no senoidal se obtiene mediante el “Teorema de Fourier”, según el cual toda función periódica no senoidal puede ser representada en forma de una suma de una serie de componentes, de las cuales una es constante y las demás son funciones senoidales de frecuencias múltiples de la fundamental. Estas componentes senoidales se llaman “Armónicos”.

$$y(t) = a_0 + A_1 \text{sen}(wt + \varphi_1) + A_2 \text{sen}(2wt + \varphi_2) + A_3 \text{sen}(3wt + \varphi_2) + \dots + A_k \text{sen}(kwt + \varphi_k) \quad (3.1)$$

Donde:

- a_0 : Componente constante o de “frecuencia cero”
- A_1, A_2, \dots, A_k : Son las amplitudes de los componentes armónicos
- $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_k$: Son las fases de referencia de los armónicos
- w : Frecuencia fundamental de oscilación

El primer componente armónico tiene un período igual al de la curva no senoidal y se llama “Primer Armónico” o “Fundamental”. Todos los demás armónicos tienen como

frecuencia un número entero múltiplo de la fundamental. Estos armónicos se llaman “Superiores”.

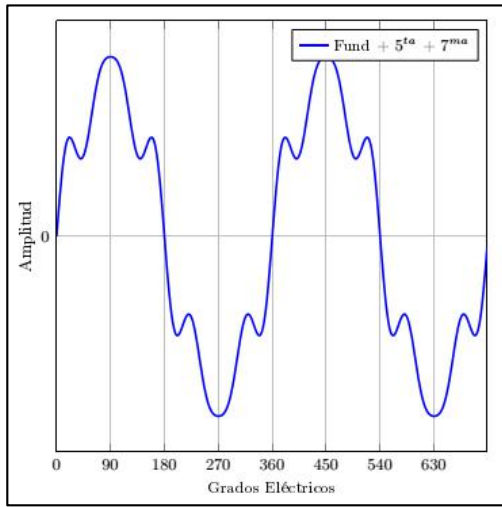


Fig. 3.2. Onda original con contenido armónico.

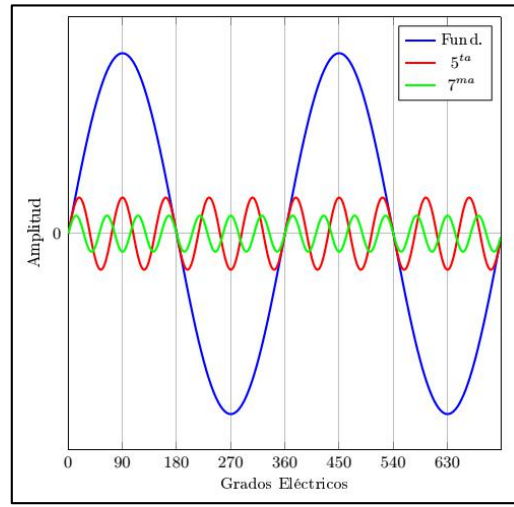


Fig. 3.3. Fundamental, 5^{to} y 7^{mo} armónico

Aplicando la relación trigonométrica del seno de la suma de dos ángulos:

$$A_k \text{sen}(kwt + \varphi_k) = A_k \text{sen}(kwt) \cos(\varphi_k) + A_k \cos(kwt) \text{sen}(\varphi_k) \quad (3.2)$$

Se definen los valores constantes como:

$$a_n = A_k \cos(\varphi_k) \quad b_n = A_k \text{sen}(\varphi_k) \quad (3.3)$$

Se obtiene:

$$A_k \text{sen}(kwt + \varphi_k) = a_n \cos(kwt) + b_n \text{sen}(kwt) \quad (3.4)$$

Podemos expresar la ecuación 3.1 como una sumatoria de senos y cosenos, la cual se conoce como serie trigonométrica de Fourier:

$$y(t) = a_o + \sum_{k=1}^m [a_n \cos(kwt) + b_n \text{sen}(kwt)] \quad (3.5)$$

Luego a_0 , B_k y C_k son los llamados coeficientes de Fourier y se calculan de la siguiente manera:

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T y(t) dt \quad (3.6)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_0^T y(t) \text{sen}(kwt) dt ; k \in \mathbb{N} \quad (3.7)$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_0^T y(t) \text{sen}(kwt) dt ; k \in \mathbb{N} \quad (3.8)$$

Se puede apreciar que la componente continua a_0 es el valor medio de la función por período, entonces en el caso de señales simétricas respecto al eje de abscisas este término es nulo ya que el área neta bajo la curva es cero. [2]

3.3 Formas de expresar los componentes armónicos

El espectro de frecuencias, es el histograma que da la amplitud de cada armónico en función del rango o de la frecuencia.

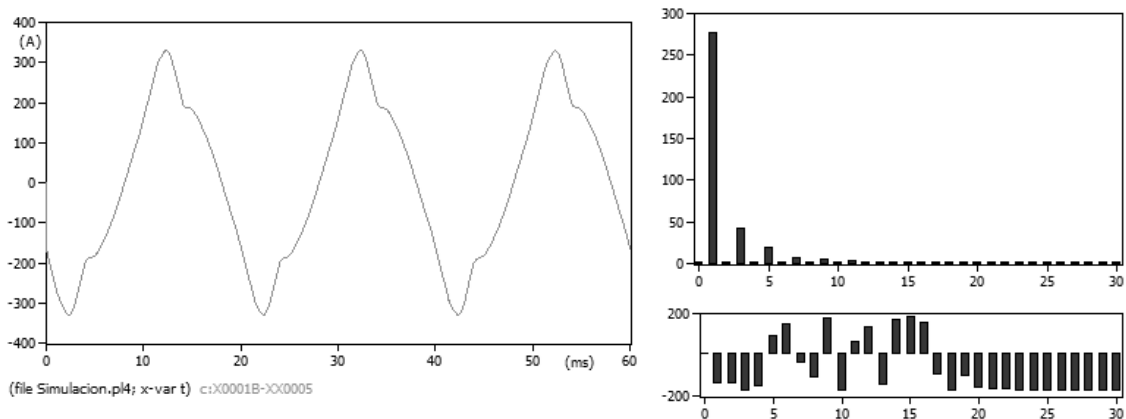


Fig. 3.4. Onda de corriente y su Espectro de frecuencias

El espectro de frecuencias es muy útil para visualizar rápidamente la magnitud y la fase de todos los armónicos de la señal analizada.

También estas señales pueden visualizarse en un sistema tridimensional (Fig. 3.5) en el que se representan su magnitud, ubicación en frecuencia y a lo largo del tiempo.

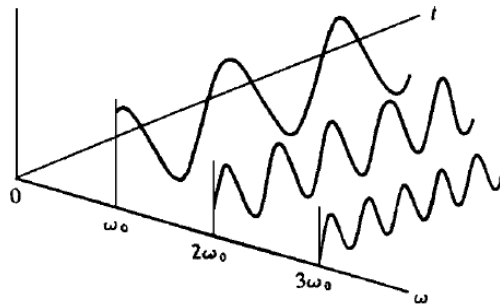


Fig. 3.5. Espectro en tres dimensiones

En general las mediciones de armónicos se expresan como:

- A. Porcentaje de la fundamental: consiste en expresar el valor de la amplitud del componente armónico como porcentaje de la amplitud fundamental. Muchas veces se muestra en forma de un histograma como el de la Fig. 3.4
- B. Porcentaje del valor RMS: se expresan las amplitudes de los armónicos como porcentaje de la amplitud "RMS" total (incluyendo todas las componentes armónicas). Para valores bajos de distorsión armónica, es prácticamente igual a la expresión en porcentaje de la fundamental y también puede expresarse en un histograma como el de la Fig. 3.4.
- C. Distorsión armónica total "THD Total Harmonic Distortion": es una forma de expresar en un único valor la distorsión total de una señal sin importar cual o cuales sean las componentes que generan la distorsión.

- a. " THD_f %": Es la distorsión armónica total expresada como porcentaje de la fundamental y su expresión es:

$$THD_f\% = \frac{\sqrt{U_2^2 + U_3^2 + U_4^2 + \dots + U_n^2}}{U_1} \cdot 100\% \quad (3.9)$$

- b. " THD_r ": Es la distorsión armónica total expresada como porcentaje del valor RMS y su expresión es:

$$THD_r\% = \frac{\sqrt{U_2^2 + U_3^2 + U_4^2 + \dots + U_n^2}}{\sqrt{U_1^2 + U_2^2 + U_3^2 + U_4^2 + \dots + U_n^2}} \cdot 100\% \quad (3.10)$$

Es importante destacar que para valores bajos de "THD" la diferencia entre uno u otro método es mínima.

3.4 Cargas lineales y no lineales

Cuando se aplica un voltaje senoidal directamente a cargas tales como resistencias, inductancias, capacitores o una combinación de ellos, se produce una corriente proporcional que también es senoidal, por lo que se les denominan cargas lineales (Fig. 3.6).

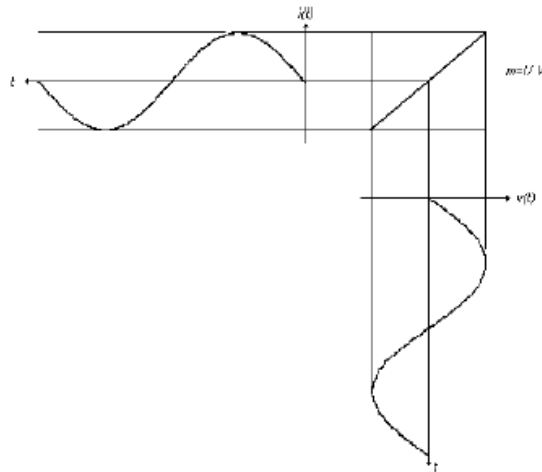


Fig. 3.6. Comportamiento de una carga lineal

En los circuitos en los que su curva corriente – voltaje no es lineal, el voltaje aplicado no es proporcional a la corriente, resultando una señal distorsionada con respecto a la senoidal (Fig. 3.7).

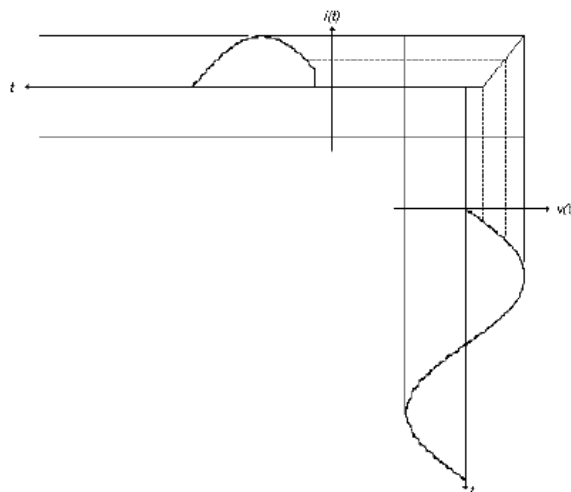


Fig. 3.7. Comportamiento de una carga no lineal

Puede verse en la Fig. 3.6 que $z = \frac{i}{v}$ es una recta, donde se aprecia la linealidad de la impedancia.

La curva característica corriente – voltaje de la carga define si es o no lineal su comportamiento y no se debe pensar que todos los equipos que tienen semiconductores por definición son no lineales, ya que existen métodos para linealizarlos.

La distorsión armónica en los sistemas eléctricos es provocada por las cargas no lineales, contaminando la red y pudiendo afectar incluso a otros usuarios que únicamente posean cargas lineales.

3.5 ¿Por qué se generan los armónicos?

Para explicar en detalle la causa, debemos distinguir entre dos tipos de armónicas.

- A. Armónicos de corriente
- B. Armónicos de tensión

3.5.1 Armónicos de corriente

Cuando aplicamos una tensión senoidal a una carga que posee características no lineales, como se explicó anteriormente no se cumple la ley de ohm, la corriente que circulará por ella no será senoidal. Dependiendo del tipo de carga no lineal, la distorsión armónica puede ser o no considerable. A continuación, se detallan las principales cargas generadoras de corrientes armónicas.

3.5.1.1 Convertidores estáticos trifásicos

Los puentes rectificadores y en general los convertidores estáticos (Diodos y Tiristores), son generadores de corrientes armónicas (Fig. 3.8).

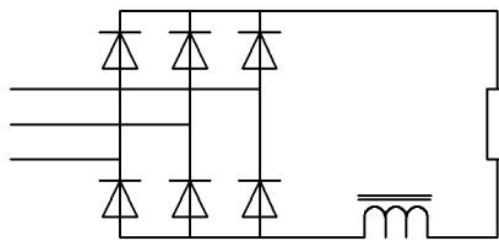


Fig. 3.8. Convertidor trifásico tipo puente

De esta manera en un circuito tipo puente, la corriente continua que circula por la carga, hace aparecer una corriente no senoidal en los conductores de línea. La forma de onda puede variar según el tipo de carga.

Si esta es muy inductiva la forma de onda es escalonada como se aprecia en la Fig. 3.9, mientras que si la carga es de carácter capacitivo, la onda llega a tener picos como se aprecia en la Fig. 3.10.

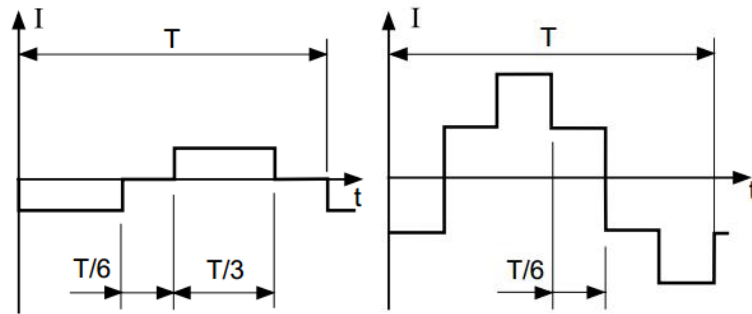


Fig. 3.9. Corriente aguas arriba de un rectificador con carga inductiva

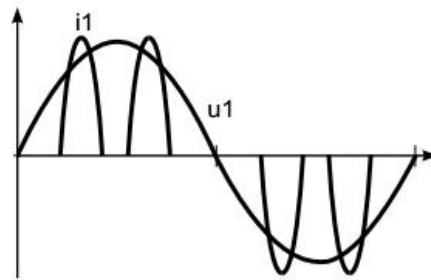


Fig. 3.10. Corriente aguas arriba de un rectificador con carga capacitiva

Las componentes armónicas características de las crestas de corriente de alimentación de los rectificadores son de orden n

$$n = (k \cdot p) \pm 1 \quad (3.11)$$

Donde:

$$k = 1, 2, 3, 4, 5, \dots$$

$p = n^\circ$ de ramas del rectificador, por ejemplo:

- *Puente trifásico:* $p = 6$
- *Puente hexafásico:* $p = 6$
- *Puente deodecafásico:* $p = 12$

Para los rectificadores citados independientemente del valor de p , todas las armónicas serán de orden impar y son característicos de este tipo de carga [3].

3.5.1.2 Iluminación

El alumbrado con lámparas de descarga, tubos fluorescentes y lámparas LED es generador de corrientes armónicas. En algunos casos el tercer armónico puede incluso sobrepasar el valor de la fundamental para ciertas lámparas fluorescentes compactas (LFC), y por tanto hay que prestar una atención especial en el cálculo de la sección y la protección del neutro que transporta la suma de las corrientes armónicas de tercer orden, ya que implica un riesgo de calentamiento [3].

3.5.1.3 Hornos de arco

Los hornos de arco utilizados en siderurgia pueden ser de corriente alterna (como el de la Fig. 3.11) o de corriente continua (Fig. 3.12).

Caso del horno de arco de corriente alterna el arco no es lineal, es asimétrico e inestable. Induce espectros que contienen bandas impares, pares y una componente continua (ruidos de fondo a frecuencias cualesquiera). El nivel espectral es función del tipo de horno, de su potencia, del período de funcionamiento considerado: fusión, afinado, etc. También en este caso, sólo la medida experimental permite determinar el espectro de manera precisa

Caso del horno de arco de corriente continua. El arco se alimenta entonces por medio de un rectificador. El arco es más estable que en corriente alterna y la corriente absorbida se descompone en un espectro parecido al de un rectificador y en un espectro continuo de nivel inferior al de un horno de corriente alterna [3].

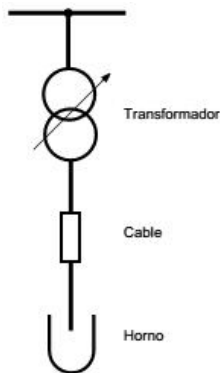


Fig. 3.11. Horno eléctrico de corriente alterna

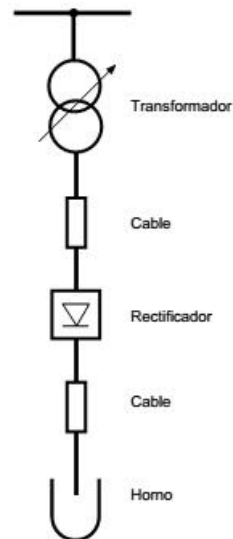


Fig. 3.12. Horno eléctrico de corriente continua

3.5.1.4 Máquinas rotativas

Las máquinas rotativas producen armónicos de ranura de orden elevado y de amplitud normalmente despreciable. Las pequeñas máquinas síncronas son, sin embargo, generadoras de tensiones armónicas de tercer orden que pueden tener una incidencia sobre:

- A. El calentamiento permanente (aún sin defecto) de las resistencias de puesta a tierra del neutro de los alternadores.
- B. El funcionamiento de los relés amperométricos de protección contra los defectos de aislamiento. [3]

3.5.2 Armónicos de tensión

Los armónicos de tensión se generan como consecuencia de los de corriente. Al circular corrientes no senoidales por las impedancias de los transformadores y las líneas de alimentación se generan en ellas caídas de potencial que alteran la tensión fundamental.

Esta tensión distorsionada luego alimenta las cargas no lineales y lineales por lo cual estas últimas también comienzan a tomar corrientes no senoidales. Se puede decir que los armónicos empeoran el rendimiento de toda la red, aun cuando se encuentren solo uno o dos equipos (de suficiente potencia) que las generen.

3.6 Problemas típicos ocasionados por los armónicos de corriente

3.6.1 Sobrecalentamiento de los conductores neutros

En un sistema trifásico equilibrado, con neutro distribuido, esto es, de cuatro conductores y con cargas lineales, la componente fundamental de 50 Hz de la corriente, que recorre cada una de las tres fases, se anula en el conductor neutro debido a que estas corrientes están desfasadas en el tiempo un tercio del periodo (120°) y por tanto vale cero la suma de dichas tres corrientes.

Sin embargo, si se trata de cargas monofásicas no lineales, ciertos armónicos de orden impar a los que se denomina "triples" (múltiplos impares del tercer armónico: 3° , 9° , 15° , etc.) no se anulan en el neutro sino que, por el contrario, se suman en dicho conductor como se aprecia en la Fig. 3.13.

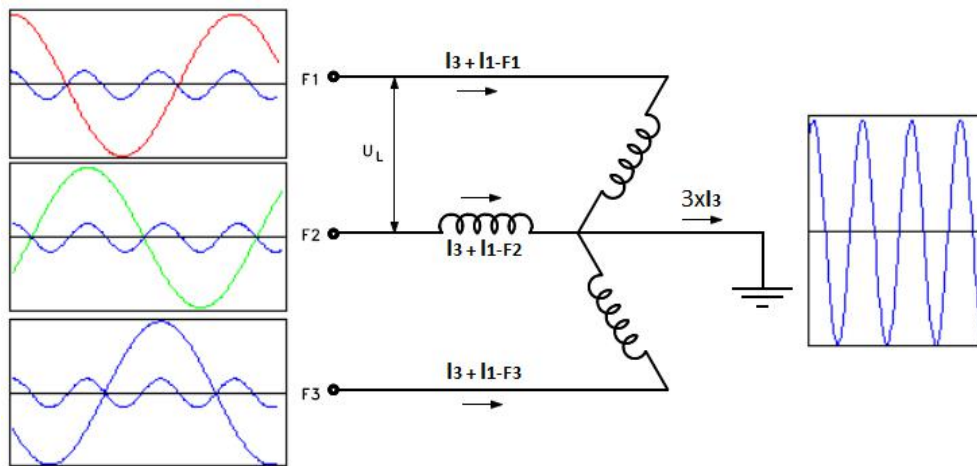


Fig. 3.13. Suma de armónicos múltiplos de tres en el conductor de neutro

En sistemas con muchas cargas monofásicas no lineales, la corriente del neutro puede, en la práctica, ser mayor que la corriente de cada una de las fases.

El peligro que se presenta en estas circunstancias es un sobrecalentamiento excesivo del conductor neutro, ya que no se dispone de un interruptor automático del circuito en dicho conductor, que limite la corriente, tal como ocurre con los conductores de fase. Una corriente excesiva en el neutro puede también ser causa de una diferencia de tensión excesiva entre el conductor neutro y tierra [4].

3.6.2 Sobrecalentamiento de los conductores y perturbaciones en los interruptores

La presencia de armónicos de corriente incrementa el valor eficaz de la corriente total que recorre la línea, aumentando las pérdidas y provocando calentamientos excesivos en la instalación. Por añadidura, la corriente alterna tiende a circular por la superficie exterior del conductor. Este fenómeno se conoce con el nombre de "efecto skin" y es más pronunciado en las frecuencias elevadas.

El efecto skin se ignora habitualmente debido a su escasa importancia en los suministros de energía a 50 Hz. Sin embargo, por encima de los 300 Hz, esto es, en el caso del 7º armónico y superiores, el efecto piel adquiere una notable importancia provocando pérdidas adicionales y calentamientos excesivos.

Los interruptores termo-magnéticos convencionales utilizan un mecanismo que consiste en una lámina bimetálica, que se deforma con la temperatura y, por tanto, actúa de acuerdo con el calentamiento ocasionado por el paso de la corriente. Este mecanismo se ha diseñado para responder al verdadero valor eficaz de la forma de onda de la corriente y por consiguiente el efecto de calentamiento adicional ocasionado por los armónicos puede provocar disparos prematuros aparentemente inexplicables.

Un interruptor electrónico sensible al valor del pico de corriente responde al valor del pico de la forma de onda de corriente. En consecuencia, no siempre responde adecuadamente a las corrientes armónicas. Como quiera que el valor del pico de las corrientes armónicas es superior al normal, este tipo de interruptores puede dispararse

prematuramente con corrientes bajas. Si el valor del pico es menor que el normal, el interruptor puede no disparar cuando debiera [4].

3.6.3 Sobrecalentamiento y vibraciones en los motores de inducción

Los motores de inducción son cargas lineales que no generan corrientes armónicas cuando se alimentan con una tensión senoidal pura. Pero un motor alimentado por una tensión distorsionada sufrirá un calentamiento excesivo provocado por el efecto skin o por las corrientes de Foucault, incrementado por las elevadas frecuencias de las corrientes armónicas presentes.

Además, si alguno de los armónicos es de secuencia negativa, tales como el 5º y el 11º, el campo rotatorio que generan se opone al sentido de giro del motor, reduciendo en consecuencia el par y la eficiencia del motor.

Por otro lado, se generan pares pulsantes que ocasionan vibraciones mecánicas producidas por la interacción de los campos magnéticos rotatorios de los armónicos con el campo fundamental [4].

3.6.4 Sobrecargas de los condensadores de corrección del factor de potencia

Como el valor de la reactancia de un condensador es inversamente proporcional a la frecuencia, las corrientes armónicas, de mayor frecuencia que la fundamental, circulan con más facilidad a través de los caminos de baja impedancia de los condensadores en lugar de retroceder hacia los transformadores de distribución. En consecuencia, estos condensadores se sobrecargan y se calientan debido a las corrientes armónicas.

Puede presentarse un problema más grave cuando los condensadores y las inductancias del sistema de distribución de energía forman un circuito paralelo resonante, con una frecuencia de resonancia próxima a una de las frecuencias armónicas presente, que sea de cierta importancia. La corriente armónica resultante puede alcanzar un valor muy elevado, sobrecargando los condensadores y quemando sus fusibles [4].

3.6.5 Sobrecarga de los transformadores de distribución

Los armónicos afectan negativamente a los transformadores de distribución, que alimentan cargas no lineales. El aumento del valor eficaz de la corriente debido a la forma de onda distorsionada provoca pérdidas adicionales en el cobre del bobinado de las fases.

Las corrientes armónicas de alta frecuencia también ocasionan pérdidas mayores en los núcleos, como consecuencia de las corrientes de Foucault, en las carcassas metálicas y en los bobinados. Estas mayores pérdidas reducen la capacidad de carga del condensador.

En un transformador triángulo-estrella, las corrientes armónicas “triples”, que se suman algebraicamente en el neutro del bobinado del secundario en estrella, se presentan como una corriente de circulación en el bobinado en triángulo del primario y ocasionan sobrecalentamientos que pueden provocar fallos en el transformador [4].

3.7 Filtros para armónicos

Se tratará de este tema a lo largo de todo el trabajo, con lo cual aquí se pretende dar solo una breve introducción al tema.

3.7.1 Resonancia

Uno de los mayores inconvenientes derivados del uso de capacitores en sistemas de potencia es la posibilidad de que se produzcan resonancias. Este efecto puede ocasionar en bornes de los condensadores tensiones y corrientes superiores a las que se presentarían en condiciones normales.

- A. Resonancia paralelo: se produce cuando la reactancia inductiva de la red y la reactancia capacitiva del banco de condensadores son iguales. Esto se da a la denominada frecuencia de resonancia f_r

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (3.12)$$

Un circuito que presenta una alta impedancia a la frecuencia de resonancia f_r se puede ver afectado si alguna corriente armónica coincide en frecuencia con f_r , esta excitará el circuito resonante provocando grandes variaciones de tensión a la frecuencia de resonancia. Estas oscilaciones de tensión afectarán luego a todas las cargas del sistema.

- B. Resonancia serie: es el resultado de la combinación en serie de bancos de capacitores e inductancias de líneas o transformadores. La resonancia serie presenta una muy baja impedancia a las componentes armónicas de frecuencia f_r y funciona como una “Trampa” para las mismas.

Este tipo de resonancia puede dar lugar a sobretensiones importantes en los capacitores o en las líneas y transformadores [5].

3.7.2 Filtro pasivo de potencia

El filtro pasivo de potencia es un sistema que ha sido utilizado en la industria con el objetivo de disminuir las perturbaciones en las redes eléctricas, se puede utilizar el filtro pasivo de dos formas ya sea reduciendo la circulación de la perturbación que genera la carga no lineal en dirección de la fuente, o reduciendo la circulación de la perturbación desde la fuente hacia la carga en el caso de que la fuente ya posea problemas con la calidad de su energía.

Además, este sistema puede proveer a la red eléctrica toda o parte de la potencia reactiva que éste necesita.

El filtro pasivo de potencia se caracteriza por estar compuesto de elementos pasivos, pudiendo ser éstos arreglos diferentes combinaciones de tipo inductivo y capacitivo dependiendo de la necesidad (Fig. 3.14).

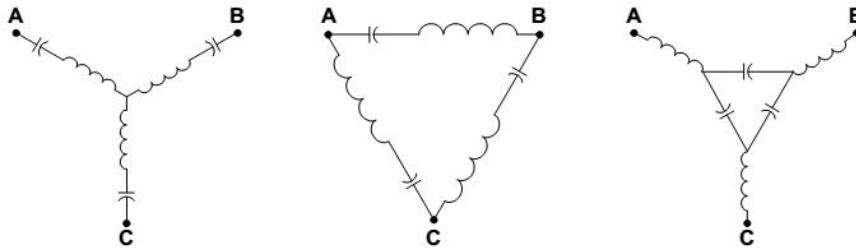


Fig. 3.14. Diferentes configuraciones con la misma efectividad en el filtrado IEEE 1531

Cada arreglo de filtro pasivo de potencia puede poseer más de una rama de elementos pasivos ya que cada rama es sintonizada para suprimir la distorsión que ocasiona un solo armónico. Y como ya es sabido cuando los elementos capacitivos e inductivos pertenecen a un sistema eléctrico que trabaja con energía alterna estos presentan una impedancia particular al paso de la corriente en función de la frecuencia de la misma, esta impedancia se la conoce como reactancia.

De acuerdo a la configuración del filtro y su aplicación, el filtro pasivo puede ser clasificado en dos tipos de acuerdo al propósito particular. [5]

- a. Filtros Serie
- b. Filtros Shunt o paralelo

3.7.3 Filtro activo de potencia

Para contrarrestar una situación de una mayor contaminación de la red eléctrica se puede utilizar un sistema más eficiente que los filtros pasivos. Un sistema muy efectivo utilizado cada vez más en la actualidad es el Filtro Activo de Potencia [5] y [6], el mismo que en los últimos años ha tenido un gran desarrollo.

El Filtro Activo de Potencia es un sistema compuesto por un generador de señales eléctricas comúnmente conocido como inversor, además forma parte del sistema un control electrónico que se encarga de indicar al inversor que forma de onda debe generar.

El propósito de un filtro activo es el de reducir los problemas de forma que la corriente que circule por la red eléctrica sea sinusoidal y que la tensión aplicada a las cargas también lo sea, mejorándose así la eficiencia del sistema eléctrico aguas arriba del punto de conexión del compensador.

Al igual que los filtros pasivos los filtros activos también se pueden clasificar en filtros activos serie y filtros activos paralelo.

Cuando en una red eléctrica la tensión está muy distorsionada, causada por componentes armónicos, lo recomendable es utilizar un filtro activo de tipo serie el cual compensará la red a la fuente de armónicos entregando a la carga una tensión únicamente con la componente fundamental.

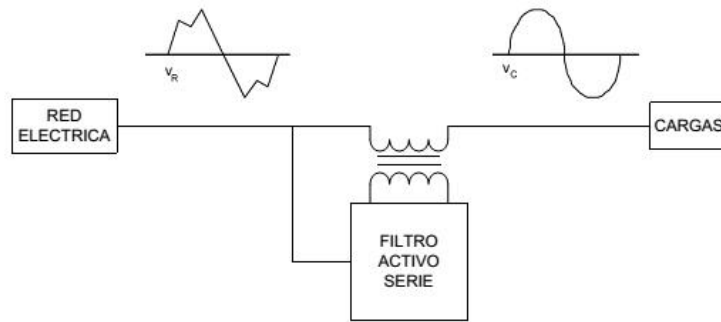


Fig. 3.15. Filtro activo serie

Cuando existe una carga no lineal que genera una distorsión armónica de corriente es necesario utilizar un filtro activo paralelo.

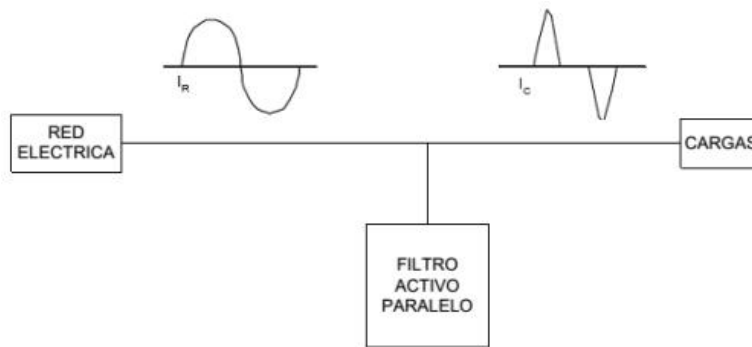


Fig. 3.16. Filtro activo Shunt

Un sistema de filtro activo paralelo puede ser modelado como una fuente de corriente controlada que suministra una intensidad de compensación en paralelo con la carga.

Este tipo de filtro paralelo posee una etapa de control que toma una referencia de la intensidad no eficiente que es generada por la carga no lineal, esta señal de referencia es procesada inmediatamente para que controle un circuito de potencia que genere las corrientes de compensación

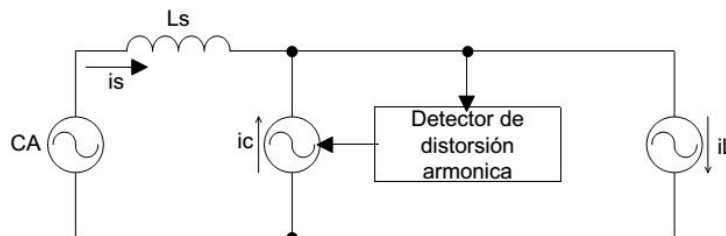


Fig. 3.17. Configuración eléctrica filtro Shunt

Al generar las corrientes el compensador activo, evita así que dichas corrientes circulen por el resto del sistema eléctrico de distribución aumentando así la capacidad del mismo para transportar energía útil [6].

3.7.3.1 Análisis electrotécnico del filtro activo paralelo

La corriente en la carga $i_L(t)$ puede dividirse en 2 componentes:

$$i_L(t) = i_a(t) + i_b(t) \quad (3.13)$$

Donde:

- $i_a(t)$ Es la componente activa y corresponde a la corriente sinusoidal que produce la potencia activa consumida por la carga.

Esta corriente está en fase con la tensión y por ello tiene la expresión:

$$i_a(t) = \sqrt{2} \cdot i_{aef} \cdot \text{sen}(wt) \quad (3.14)$$

La corriente activa se calcula en base a la potencia activa de la carga

$$i_{aef} = \frac{P}{V_{sef}} \quad (3.15)$$

Por otra parte, $i_b(t)$ es la corriente de distorsión y representa a toda aquella componente de la corriente que no contribuye a la transferencia de energía neta hacia la carga. La situación más favorable para la red es cuando se cumple que:

$$i_s(t) = i_a(t) \quad (3.16)$$

Ya que en este caso la red entrega solamente potencia activa, lo que significa operación con factor de potencia unitario, teniendo la corriente que circula en la carga:

$$i_L(t) = i_s(t) + i_c(t) \quad (3.17)$$

Siendo la corriente que entrega el filtro activo de potencia igual a la corriente de distorsión que se produce en la carga:

$$i_c(t) = i_b(t) \quad (3.18)$$

Cuando se cumple la relación anterior, el filtro activo inyecta la componente de distorsión de la corriente y la fuente de alimentación entrega solamente la componente activa, lo que equivale a que el conjunto del compensador más carga se comporta como una carga resistiva [6].

Capítulo 4

4. Normativa Aplicable

Existen varias organizaciones tanto nacionales como internacionales trabajando conjuntamente con ingenieros, fabricantes de equipos, e investigadores para proponer normas, pautas y prácticas recomendadas para establecer límites de distorsión armónica. El principal objetivo de las normas es proveer una guía común a todas las partes involucradas para trabajar juntas con el fin de asegurar la compatibilidad entre los equipos de uso final y los sistemas de distribución de energía eléctrica [7].

4.1 Normas aplicables en la Provincia de Buenos Aires

4.1.1 Breve reseña histórica

El servicio público de distribución de energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires, con exclusión de los partidos del Gran Buenos Aires y Gran La Plata estuvo, desde principios de la década de 1980, a cargo de la ex Dirección de Energía de la Provincia de Buenos Aires (DEBA) en las áreas donde el poder concedente es del Estado Provincial y de 198 distribuidoras municipales (todas ellas Cooperativas y una Sociedad de Economía Mixta de capital privado y municipal).

Como era práctica generalizada en la mayoría de las provincias, la Dirección de Energía de la Provincia de Buenos Aires cumplía, además de la función de prestador del servicio, la de Autoridad de Aplicación y Policía del Servicio, por no ser el único prestador.

La explotación del servicio eléctrico se llevaba a cabo mediante un esquema de integración vertical que incluía las actividades de generación, transporte y distribución (más allá de requerir a otros generadores y transportistas en AT del SADI¹).

El 1º de agosto de 1990, anticipando de alguna manera las transformaciones futuras para el ámbito nacional, se produjo la escisión de las actividades de explotación y de las funciones político-administrativas mediante la creación de la Empresa Social de Energía de la Provincia de Buenos Aires Sociedad Anónima (ESEBA S.A.) para cumplir la primera de las actividades, quedando para DEBA - que más adelante se denominaría Ente Provincial Regulador Energético (EPRE) - la segunda.

La sanción del Marco Regulatorio Eléctrico Nacional - Ley 24065 - imprimió un nuevo impulso transformador tanto en el plano institucional como en el de la gestión empresarial. Así, en 1993 se produjo un nuevo hecho en el sentido señalado al constituirse ESEBA S.A. en un holding integrado por unidades de negocios independientes, de acuerdo con la segmentación horizontal de las actividades hasta ese momento organizadas verticalmente.

¹ SADI: Sistema Argentino de Interconexión

El proceso de privatización se llevó a cabo de acuerdo con la habilitación otorgada por la Ley 11771 observando integralmente los preceptos de la Ley 11769 para lo cual, en principio, se procedió a disponer la venta mediante licitación pública nacional e internacional del capital accionario de las empresas de generación, transmisión y distribución.

ESEBA DISTRIBUCIÓN atendía aproximadamente 790.000 clientes directos y alrededor de 600.000 de manera indirecta a través de los distribuidores municipales, cubriendo una extensión de más de 291.000 km².

A efectos de alentar la competencia por comparación de una actividad que por naturaleza es un monopolio natural y optimizar los resultados de la licitación, se optó por dividir a la empresa en tres áreas: Empresa de Energía Atlántica Sociedad Anónima (**EDEA S.A.**), Empresa de Energía Norte Sociedad Anónima (**EDEN S.A.**) y Empresa de Energía Sur Sociedad Anónima (**EDES S.A.**) [8].

En Mar del Plata, la empresa que actualmente tiene la concesión es EDEA S.A.

4.1.2 El OCEBA

El OCEBA (Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires) tiene su razón de ser en el cumplimiento del nuevo rol del Estado, derivado del proceso de privatización y concesión de actividades de interés general y de servicio público en materia eléctrica en jurisdicción provincial.

Si bien las actividades eléctricas comprenden a la generación, transporte y distribución, OCEBA cumple un rol destacado en esta última.

El OCEBA ejerce control sobre tres (3) distribuidores con concesión provincial: - EDEN S.A., EDEA S.A., EDES S.A. - y casi doscientos (200) distribuidores con concesión municipal bajo la forma de Cooperativa o Sociedad de Economía Mixta, en la dilatada superficie territorial de casi 300.000 km², excluyéndose el Conurbano Bonaerense y la ciudad de La Plata y sus alrededores, pertenecientes hasta hoy a la jurisdicción nacional.

Los contratos de concesión celebrados entre el OCEBA y las distintas empresas, ya sean provinciales o municipales, deben cumplir con ocho (8) subanexos en los cuales se establece el régimen tarifario, el reglamento de suministro y conexión, las normas de calidad de servicio y producto, entre otros parámetros [8].

4.1.3 El SubAnexo D del contrato de concesión

El **SubAnexo D** del contrato de concesión municipal incluye el concepto de "Calidad del Producto Técnico", tema central del presente trabajo.

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de tensión y las perturbaciones, siendo EL DISTRIBUIDOR responsable de efectuar las mediciones correspondientes, y el procesamiento de los datos relevados.

Los períodos de control serán semestrales, y las sanciones por incumplimiento a los parámetros de calidad definidos en este punto serán abonadas a los clientes mediante un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período de control.

En cuanto a las "perturbaciones", la única referencia que hace el Subanexo D al tema es la siguiente:

“Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.

LA CONCESIONARIA será responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel razonable de compatibilidad, definido como Nivel de Referencia, que tiene un cinco por ciento (5%) de probabilidad de ser superado. Dichos valores serán analizados en forma conjunta por LA CONCESIONARIA y el Organismo de Control durante la ETAPA DE TRANSICIÓN, en base a las normas internacionales. Los valores definitivos serán aprobados por el Organismo de Control, teniendo vigencia a partir del comienzo del período definido como ETAPA DE RÉGIMEN.

LA CONCESIONARIA deberá arbitrar los medios conducentes a:

Fijar los límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para el equipamiento tanto propio como utilizado por los clientes ubicados dentro de su área de concesión, compatibles con los valores internacionales reconocidos.

Impulsar, conjuntamente con el Organismo de Control, la aprobación de normas de fabricación que contemplen los límites de emisión fijados.

Promover, conjuntamente con el Organismo de Control, la adquisición de equipamiento eléctrico por parte de los clientes que se ajuste a los límites de emisión fijados.

Controlar a los Grandes Clientes, a través de límites de emisión fijados por contrato.

En este contexto, LA CONCESIONARIA podrá penalizar a los clientes que excedan los límites de emisión fijados, hasta llegar a la interrupción del suministro. En ambos casos deberá contar con la aprobación del Organismo de Control.

Durante la ETAPA DE REGIMEN tendrán aplicación los valores de compatibilidad que se hubieran acordado entre LA CONCESIONARIA y el Organismo de Control. Estos valores se medirán de acuerdo al método y en los lugares que se hayan acordado entre las partes.

Los valores y forma de penalización a los clientes que no cumplan con los límites de emisión fijados deberán ser propuestos por LA CONCESIONARIA, y aprobados por el Organismo de Control.

En caso de que LA CONCESIONARIA no efectuara acciones sobre los clientes, tendientes a mantener los valores de emisión dentro de los límites establecidos, podrá ser sancionada por el Organismo de Control.

A partir del sexto año de la fecha de Toma de Posesión, LA CONCESIONARIA deberá haber implementado un sistema, que asegure un nivel de calidad de la tensión suministrada acorde con lo especificado por normas internacionales de validez reconocida, tales como las IEC, y tendrá implementado métodos o procedimientos que permitan al Organismo de Control su verificación.” [9]

Paradójicamente, el OCEBA no fijó formalmente la metodología de control. En la práctica los niveles admitidos son los fijados por el ENRE² para su jurisdicción.

Las mediciones que se realizan son de nivel de perturbación (flicker o armónicos) en la tensión, cuyos límites son denominados Niveles de Referencia y se establecen en la **Resolución ENRE 184/00** [10].

“Se define el Nivel de Referencia como aquel nivel de perturbación garantizado en un punto dado de suministro (definido para cada tipo de perturbación), que asegura que si no es sobrepasado en un tiempo mayor al 5% del período de medición, la calidad del producto técnico es adecuada y existe compatibilidad electromagnética satisfactoria entre las instalaciones y equipos del usuario con la red de suministro.

Estos Niveles de Referencia son garantizados, lo que significa que en cualquier punto de suministro es exigible el Nivel de Referencia con la probabilidad especificada (95 %), y se corresponden a valores establecidos por normativa internacional.”

También existe la posibilidad de medir de ser necesario, el Nivel de Emisión de un determinado usuario. Los límites están establecidos en la **Resolución ENRE 99/97** [11].

Podría decirse que existe un conflicto de intereses entre el nivel de emisión (producido por el usuario) y el nivel de referencia (que debe garantizar la distribuidora), ya que para una red dada, a medida que aumenta la emisión, empeora la perturbación en la tensión, y la solución casi siempre pasa por contar con una mayor potencia de cortocircuito, es decir una mayor inversión. El cumplimiento simultáneo de ambos niveles pone una cierta equidad a la cuestión [12].

² El **Ente Nacional Regulador de la Electricidad** (ENRE) es un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector (generadoras, transportistas y distribuidoras Edenor, Edesur y Edelap) cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión. Fue creado en 1993 por la Ley N° 24.065 en el ámbito de la Secretaría de Energía y del Ministerio de Planificación Federal.

4.1.4 Resolución ENRE 99/97

La resolución completa se anexa al trabajo en el Apéndice 2. A continuación, se transcriben los títulos más relevantes de la misma para el estudio que se realizará en este trabajo.

2.- LÍMITES DE EMISIÓN INDIVIDUALES

Se define el Límite de Emisión Individual de un usuario como aquel nivel de perturbación que puede inyectar en la red en su punto de suministro, y que no podrá ser superado en ms de un 5% del tiempo total del período de medición.

2.2.- LÍMITES DE EMISIÓN INDIVIDUALES PARA CORRIENTES ARMÓNICAS

El Límite de Emisión Individual asignado a un usuario conectado a una red se obtiene para cada intensidad armónica y se determina en función de su potencia contratada, y el nivel de tensión (BT, MT o AT).

En el punto siguiente se establecen los diferentes Límites de Emisión Individuales para cada usuario según su tipo de tarifa contratada y según el nivel de tensión del punto de suministro (BT, MT o AT).

2.2.1.- Límites de Emisión Individuales para usuarios con tarifa: T-1, T-2 conectados en BT y T-3 conectados en BT ($U \leq 1\text{kV}$), MT ($1\text{kV} < U < 66\text{kV}$) o AT ($66\text{kV} \leq U \leq 220\text{kV}$)

Se establecen como Límites de Emisión Individuales las intensidades armónicas especificadas en la Tabla 3. En esta tabla se fijan las intensidades armónicas como valores en unidad de corriente (A) para usuarios con tarifa T1. Para usuarios en tarifas T2 y T3, se fijan como valores porcentuales respecto de la intensidad de carga demandada por el usuario, obtenida a partir de la potencia contratada (para cada banda horaria según corresponda), y considerando un $\cos \varphi$ de 0,85.

Tabla 3. Límites de Emisión Individuales de Intensidades Armónicas para usuarios con tarifa T-1, T-2 y T-3.

Orden de la armónica	Usuarios T1	Usuarios T2 y T3 en BT y MT	Usuarios T3 en AT
(n)	Intensidad armónica máxima, en (A)	Intensidad armónica máxima, como % de la corriente de carga contratada.	Intensidad armónica máxima, como % de la corriente de carga contratada.
IMPARES NO MÚLTIPLOS DE 3			
5	2,28	12,0	6,0
7	1,54	8,5	5,1
11	0,66	4,3	2,9
13	0,42	3,0	2,2
17	0,26	2,7	1,8
19	0,24	1,9	1,7
23	0,20	1,6	1,1
25	0,18	1,6	1,1
> 25	4,5/n	0,2+0,8*25/n	0,4
IMPARES MÚLTIPLOS DE 3			
3	4,60	16,6	7,5
9	0,80	2,2	2,2
15	0,30	0,6	0,8
21	0,21	0,4	0,4
> 21	4,5/n	0,3	0,4
PARES			
2	2,16	10,0	10,0
4	0,86	2,5	3,8
6	0,60	1,0	1,5
8	0,46	0,8	0,5
10	0,37	0,8	0,5
12	0,31	0,4	0,5
> 12	3,68/n	0,3	0,5
TDTI (en %)	-	20,0	12,0

4.2 Normas internacionales

4.2.1 El IEEE

El Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica —abreviado como IEEE— es una asociación mundial de técnicos e ingenieros dedicada a la estandarización y el desarrollo en áreas técnicas. Mediante sus actividades de publicación técnica, conferencias y estándares basados en consenso, el IEEE produce más del 30% de la literatura publicada en el mundo sobre ingeniería eléctrica de potencia, electrónica, en computación, telecomunicaciones, telemática, mecatrónica y tecnología de control y robótica, entre otras ramas derivadas y correspondientes a la Ingeniería Eléctrica.

4.2.2 Norma IEEE 519

Título de la norma en inglés: Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems [13].

La IEEE 519 es una de las normas más usadas y reconocidas a nivel internacional en el ámbito de las perturbaciones armónicas. La versión más utilizada y debatida de la misma es la IEEE 519/92 mientras que la más reciente es la IEEE 519/14.

Esta norma establece prácticas recomendadas para el diseño de instalaciones eléctricas en sistemas que incluyan en simultáneo el uso de cargas lineares y no lineares. Describe las formas de onda de tensión y corriente que pueden aparecer en un sistema y establece objetivos en cuanto al diseño de la instalación para mantener la forma de onda dentro de ciertos parámetros.

Esta norma establece la relación que hay entre una carga no lineal y la fuente, introduciendo el concepto de "Punto de Acometida Común" (PAC o PCC).

4.2.3 Norma IEEE 1036/92

Título de la norma en inglés: Guide for Application of Shunt Power Capacitors [14].

La IEEE 1036 establece los lineamientos para la aplicación y protección de equipos para garantizar un funcionamiento óptimo y seguro de capacitores de potencia en 50 y 60 Hz.

4.2.4 Norma IEEE 1531/03

Título de la norma en inglés: Guide for Application and Specification of Harmonic Filters [15].

La IEEE 1531 establece los lineamientos para la construcción, protección y uso seguro de filtros de armónicos. Aplica para el uso de filtros en sistemas de 50 y 60 Hz, y en baja y media tensión.

4.3 Normativa aplicable en la Municipalidad de General Pueyrredón

4.3.1 Ordenanza N° 12.236

En la Municipalidad de General Pueyrredón la Ordenanza N° 12.236 establece las condiciones mínimas que deberán cumplir las instalaciones eléctricas para preservar la seguridad de las personas y de los bienes, asegurando la confiabilidad de su funcionamiento.

Además la misma aprueba el "*Reglamento para Instalaciones Eléctricas, Mecánicas, Térmicas y de Inflamables en el Partido de General Pueyrredon*" que forma parte de la misma como un Anexo.

Si bien la ordenanza - y sus anexos - no hacen referencia a la "Calidad de la Energía" en ninguna de sus secciones, su conocimiento es de vital importancia, por esta razón a continuación se realiza un extracto de la misma, haciendo hincapié en los principales temas relacionados con la seguridad y que en general, son desconocidos.

No es la intención de este título transcribir la ordenanza completa, sino abarcar los principales temas en cuanto a seguridad, buscando más que nada, *generar conciencia* en el lector y difundir el conocimiento de dicha ordenanza.

La ordenanza completa es de público acceso a través de la página web del **Honorable Consejo Deliberante** (<http://www.concejomdp.gov.ar/biblioteca>).

SECCIÓN I

GENERALIDADES:

CAPITULO 1 - OBJETO Y ALCANCE.

1.1. OBJETO

Esta reglamentación establece las condiciones mínimas que deberán cumplir las instalaciones eléctricas para preservar la seguridad de las personas y de los bienes, asegurando la confiabilidad de su funcionamiento.

1.2. ALCANCE

Rige para las instalaciones en inmuebles destinados a viviendas, comercios, oficinas, establecimientos industriales, y para las instalaciones en locales donde se cumplan funciones similares, inclusive las temporarias o provisorias, con tensiones alternas de hasta 1000 V (valor eficaz) entre fases y frecuencia nominal de 50 Hz (ver Norma IRAM 2001). No están comprendidas en esta reglamentación:

- a. Las instalaciones específicas de generación, transmisión, y distribución de la energía eléctrica en la vía pública.*
- b. Las instalaciones específicas de procesos industriales.*
- c. Las instalaciones de alumbrado público.*
- d. Las instalaciones específicas de sistemas de comunicaciones.*

Para estas instalaciones podrán establecerse requisitos especiales, sin embargo, en ausencia de éstos, deberán satisfacerse como mínimo las especificaciones de este reglamento en lo que les sea aplicable.

SECCIÓN 3

CAPITULO 1- INSTALACIONES ELECTRICAS- MECANICAS- TERMICAS Y DE INFLAMABLES EN VIVIENDAS UNIFAMILIARES- LOCALES COMERCIALES-ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES

1.1. DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

1.1.1. EN VIVIENDAS UNIFAMILIARES Y MULTIFAMILIARES-COMERCIOS-OFFICINAS.

Las disposiciones contenidas en los capítulos del 1 al 10 y 12 alcanzan a las instalaciones eléctricas de luz, fuerza motriz y calefacción que se ejecuten en los inmuebles destinados a viviendas, comercios, oficinas, establecimientos varios con asistencia de público, establecimientos sanitarios, establecimientos no residenciales para esparcimiento, culto y afines, establecimientos no residenciales de enseñanza, establecimientos residenciales transitorios.

2.4.2. TABLEROS

2.4.2.1. Protección de la línea de alimentación y del medidor de energía.

Esta protección deberá cumplir con los requerimientos que establezca la empresa prestataria del servicio eléctrico.

2.4.2.2. Tablero Principal

El tablero principal deberá instalarse a una distancia del medidor de energía que será fijada en cada caso, por acuerdo entre el Constructor del Edificio o Propietario o Usuario y el ente encargado de la distribución de la energía eléctrica. Sobre la acometida de la línea principal en dicho tablero, deberá instalarse un interruptor, como aparato de maniobra principal, que deberá cumplir con la condición 5 del punto 2.4.2.4. Dicho interruptor podrá estar integrado con los dispositivos de protección instalados en el mismo tablero cuando de éste se derive una única línea seccional.

La protección de cada línea seccional derivada, deberá responder a alguna de las siguientes alternativas:

- a. Interruptor manual y fusibles (en ese orden). Deberán cumplir con las condiciones 1, 3 y 4 del punto 2.4.2.4.*
- b. Interruptor automático con apertura por sobrecarga y cortocircuito. Deberá cumplir con las condiciones 2, 3 y 4 del punto 2.4.2.4.*
- c. En caso que el tablero cumpla además las funciones de tablero seccional, deberá cumplimentar también las prescripciones indicadas en 2.4.2.3.*

2.4.2.3. Tableros Seccionales

La disposición de los elementos de protección en los tableros seccionales deberá responder a los siguientes requisitos:

- a. Como interruptor general en el tablero seccional, se utilizará un interruptor automático con apertura por corriente diferencial de fuga, que cumpla lo indicado en el Artículo 6.6. En cuanto a la utilización de este dispositivo de protección, en relación con el nivel de seguridad, deberá tenerse en cuenta lo indicado en el Artículo 3.1.3.2.*

NOTA: Como alternativa, puede optarse, además de los indicado en el Artículo 2.4.1.3. b), por la colocación de un interruptor diferencial en cada una de las líneas derivadas, en cuyo caso, como interruptor general se deberá colocar un interruptor automático o manual.

- b. *Por cada una de las líneas derivadas se instalará un interruptor manual y fusible (en ese orden) o interruptor automático con apertura por sobrecarga y cortocircuito.*
- c. *Los interruptores manuales con fusibles cumplirán las condiciones 1, 3 y 4 del Artículo 2.4.2.4. Los interruptores automáticos cumplirán las condiciones 2, 3 y 4 del punto 2.4.2.4. La resistencia de puesta a tierra deberá tener los valores indicados en el punto 3.2.3.2.*

2.4.2.4. *CONDICIONES QUE DEBEN CUMPLIR LOS ELEMENTOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN PRINCIPAL Y SECCIONAL.*

1. *El interruptor manual y los fusibles deberán poseer un enclavamiento que no permita que éstos puedan ser colocados o extraídos bajo carga.*
2. *El interruptor automático deberá tener la posibilidad de ser bloqueado en la posición de abierto, o bien ser extraíble. En este último caso la extracción sólo podrá realizarse en la posición "abierto".*
3. *La distancia aislante entre contactos abiertos del interruptor será visible o unívocamente indicada por la posición "abierto" del elemento de comando. En caso contrario deberá tener una señalización adicional que indique la posición real de los contactos. Tal indicación se producirá cuando la distancia aislante entre los contactos abiertos sobre cada polo del sistema se haya obtenido realmente sin la posibilidad alguna de error.*
4. *En el caso de instalaciones monofásicas se deberá instalar dispositivo de protección y maniobra bipolares.*
5. *Los fusibles e interruptores no deberán intercalarse en el conductor neutro de instalaciones polifásicas. Deberá existir, sin embargo, sólo en el interruptor principal, un dispositivo que permita seccionar el neutro. Las instalaciones monofásicas deberán ser consideradas como un caso particular. En ellas se deberá producir el seccionamiento del neutro simultáneamente con el de la fase.*

2.4.3. *LINEAS DE CIRCUITOS*

2.4.3.1. *CLASIFICACION*

a) Circuitos para usos generales: *Son circuitos monofásicos que alimentan bocas de salida para alumbrado y bocas de salida para tomacorrientes.*

En las bocas de salida de los circuitos para alumbrado, podrán conectarse artefactos cuya corriente no exceda los 6 A.

En las bocas de salida de los circuitos de tomacorrientes podrán conectarse cargas unitarias cuya corriente no exceda los 10 A.

Estos circuitos deberán tener protección para una intensidad no mayor de 16 A. y el número máximo de bocas de salida por circuito será de (15) quince.

b) Circuitos para usos especiales: Son circuitos de tomacorrientes monofásicos o trifásicos que alimenten consumos unitarios superiores a los 10 A.

También se consideran circuitos especiales aquellos que alimentan instalaciones a la intemperie, como parques, jardines, etc.

Los circuitos para usos especiales contarán con protecciones para una corriente no mayor de 25 A.

c) Circuitos de conexión fija: Son circuitos, monofásicos o trifásicos, que alimentan directamente a los consumos sin la utilización de tomacorrientes. No podrán tener derivación alguna. Los circuitos destinados a la alimentación de motores deberán estar protegidos como se indica en el punto 6.7.

d) General: Para código de colores, secciones y números de conductores a utilizar, ver Artículos 7.2.5 y 7.2.6, respectivamente.

CAPÍTULO 4 - TABLEROS

4.1. LUGAR DE INSTALACIÓN

4.1.1. TABLERO PRINCIPAL

El tablero principal, que deberá ubicarse según lo indicado en el punto 2.4.2., se instalará preferentemente en lugar seco, ambiente normal de fácil acceso y alejado de otras instalaciones, tales como las de agua, gas, teléfono, etc. Para lugares húmedos o en intemperie u otros tipos de ambientes se deberán adoptar las provisiones adicionales indicadas en el Capítulo 8.

Delante de la superficie frontal del tablero habrá un espacio libre para facilitar la realización de trabajos y operaciones.

Para el caso en que los tableros necesiten acceso posterior deberá dejarse detrás del mismo un espacio libre de un metro. Los tableros deberán estar adecuadamente iluminados en forma que se puedan operar los interruptores y efectuar las lecturas de los instrumentos con facilidad.

El local donde se instale el tablero principal no podrá ser usado para el almacenamiento de ningún tipo de combustible ni de material de fácil inflamabilidad. La circulación frente al tablero no deberá ser obstaculizada en una distancia inferior a un metro, siendo la relación mínima entre ancho y largo del local no inferior a 0,2, no existirán desniveles en su piso y su altura mínima será de 2,80 m. El nivel de iluminación mínima en el local en que se ubique el tablero será de 100 lux (promedio).

La puerta del local deberá poseer la identificación "Tablero Eléctrico Principal" y estará construida con material resistente al fuego, similar a las paredes del local según clasificación del Decreto Reglamentario 351/79 - Ley 19587 - Capítulo 18 (Protección contra incendio).

4.1.2. TABLEROS SECCIONALES

Los tableros seccionales deberán estar instalados en lugares de fácil localización dentro de la unidad habitacional o comercial con buen nivel de iluminación y a una altura adecuada que facilite el accionamiento de los elementos de maniobra y protección, no debiendo interponerse obstáculos que dificulten su acceso.

4.2. FORMA CONSTRUCTIVA

Las partes constitutivas de los tableros podrán ser metálicas o de materiales plásticos que tengan, además de rigidez mecánica, características de ininflamabilidad, no higroscopicidad y propiedades dieléctricas adecuadas.

El grado de protección mínimo será IP 41 según normas IRAM 2444. No tendrá partes bajo tensión accesibles desde el exterior. El acceso a las partes bajo tensión será posible sólo luego de la remoción de tapas o cubiertas mediante el uso de herramientas.

Las palancas o elementos de mando de los dispositivos de maniobra deberán ser fácilmente accionables y ubicados a una altura respecto del piso del local (en el que el tablero está instalado) entre 0,90 m y 2,00 m. Podrán estar a la vista o cubiertos por una puerta abisagrada que pueda retenerse en sus posiciones extremas por dispositivos diseñados a tal efecto. Los componentes eléctricos no podrán ser montados directamente sobre las caras posteriores y laterales del tablero, sino en soportes, perfiles o accesorios dispuestos a tal efecto. En la cara anterior sólo podrán montarse los elementos que deberán ser visualizados o accionados desde el exterior. Se deberá prever suficiente espacio interior como para permitir un montaje holgado de todos los componentes y facilitar el acceso recorrido y conexión de los cables, teniendo en cuenta sus dimensiones y radio de curvatura.

Las partes de los tableros no deberán superar las temperaturas establecidas en la norma IRAM 2186. Los tableros que tengan más de dos circuitos de salida deberán contar con un juego de barras o borneras que permita efectuar el conexión o remoción de cada uno de los elementos de maniobra, cómodamente y sin interferir con los restantes.

Este juego de barras o borneras podrá ser realizado con conductores aislados o desnudos montados sobre aisladores soporte.

Las barras deberán diseñarse para una corriente nominal no inferior a la de la línea de alimentación y para un valor de corriente de cortocircuito no inferior al valor eficaz de la corriente de falla máxima en el lugar de la instalación.

La disposición de las barras deberá ser N.R.S.T. del frente hacia atrás, de arriba hacia abajo o de izquierda a derecha, mirando desde el frente del tablero.

Las derivaciones de las barras deberán efectuarse mediante grapas, bornes o terminales apropiados, evitando el contacto de materiales que produzcan corrosión electroquímica.

Las barras de los tableros deberán estar identificadas según Código de colores (Punto 7.2.5.).

No podrán instalarse otros conductores que los específicos a los circuitos del tablero en cuestión, es decir no podrán usarse los tableros como caja de paso o empalme de otros circuitos. Los conductores no podrán estar flojos ni sueltos en su recorrido dentro del tablero, para ello deberán fijarse entre sí y a puntos fijos apropiados o tenderse en conductos especiales previstos a tal efecto. Las extremidades deberán ser preparadas de manera apropiada al tipo de borne a conectar a fin de garantizar una conexión eléctrica segura y duradera.

Los tableros dispondrán de una placa colectora de puesta a tierra perfectamente identificada con la cantidad suficiente de bornes adecuados al número de circuito de salida, donde se reunirán todos los conductores de protección de los distintos circuitos y desde donde se realizará también la puesta a tierra del tablero.

Se deberá asegurar que los tableros tengan continuidad eléctrica entre todas sus partes metálicas no activas. Los tableros deberán contar en un lugar visible con una chapa donde figuren marcados en forma indeleble como mínimo los siguientes datos:

- FABRICANTE RESPONSABLE O MONTADOR RESPONSABLE
- TENSION DE UTILIZACIÓN (MONOFÁSICA O TRIFÁSICA)
- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA DE CÁLCULO

Los equipos y aparatos de señalización, medición, maniobra y protección instalados en los tableros, deberán estar identificados con inscripciones que precisen la función a la que están destinados.

Estas inscripciones se realizarán utilizando carteles indicadores, los que podrán ser de material plástico o metálicos.

Los tableros podrán ser diseñados para montaje sobre piso, sobre pared o de embutir.

Las masas de los instrumentos, relevadores, medidores y transformadores de medición, instalados en tableros se deberán poner a tierra.

Todas las indicaciones deberán expresarse en idioma nacional.

Las condiciones de bloqueo de los tableros estarán de acuerdo con las prescritas en la norma IRAM 2450.

CAPÍTULO 5 - CONDUCTORES

5.1. - CABLES PERMITIDOS

5.1.1. CABLES PARA USOS GENERALES

Los cables según su aplicación se utilizan de la siguiente forma:

- a. Instalación fija en cañerías (embutidas o a la vista): Normas IRAM 2220; 2261; 2262; 2182.*
- b. Instalación fija a la vista (colocados sobre bandejas perforadas): Normas IRAM 2220, 2261, 2262.*
- c. Instalación enterrada: Normas IRAM 2220, 2261, 2262.*
- d. Instalación aérea: Cables con conductores de cobre rojo duro aislado con polietileno reticulado, y cableados a espiral visible para instalaciones eléctricas aéreas exteriores en inmueble.*

5.1.2. CABLES PARA USOS ESPECIALES

Los cables que se utilizan en lugares húmedos, mojados o polvorientos, serán del tipo adecuado para soportar los riesgos propios del local (ver capítulo 8).

Los conductores utilizados en columnas montantes o en locales peligrosos (punto 8.6.) deberán responder al ensayo de no propagación de incendios, especificado en la norma IRAM 2289 Categoría A, además de los otros requisitos de seguridad adecuados al riesgo del local.

5.2. CABLES PROHIBIDOS

Los cordones flexibles (Norma IRAM 2039, 2158, 2188) y los cables con conductores macizos (un solo alambre), indicados en las Normas IRAM 2183, no deberán utilizarse en líneas de instalaciones eléctricas.

CAPÍTULO 7 - REGLAS DE INSTALACIÓN

7.1. CONSIDERACIONES GENERALES

7.1.1. PROYECTO ELÉCTRICO

No se deberán realizar instalaciones eléctricas sin la existencia previa de un proyecto que constará de planos y documentación según detalle Sección 2 Capítulo 3, que explicita estar en un todo de acuerdo con las exigencias de este Reglamento.

7.1.2. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

Todos los elementos que formen parte de la instalación eléctrica, deben responder a las correspondientes normas dictadas por el Instituto Argentino de Racionalización de Materiales (IRAM). En caso de los conductores dicha aprobación deberá estar impresa en los mismos, junto con la marca y la sección.

7.1.3. MONTAJE Y UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

Los elementos de la instalación eléctrica deberán ser montados de manera que permitan la realización de las tareas de verificación y mantenimiento (cap. 9).

7.1.4. CONEXIÓN DE CONDUCTORES

Las uniones y derivaciones de conductores de secciones de hasta 2,5 mm² inclusive podrán efectuarse intercalando y retorciendo sus hebras.

Las uniones y derivaciones de conductores de secciones mayores de 2,5 mm² deberán efectuarse por medio de borneras, manguitos de indentar o soldar (utilizando soldadura de bajo punto de fusión con decapante de residuo no ácido) u otro tipo de conexiones que aseguren una conductividad eléctrica por lo menos igual a la del conductor original.

Para agrupamientos múltiples (más de tres conductores) deberán utilizarse borneras de conexión (Normas IRAM 2441).

Las uniones y derivaciones no podrán someterse a sollicitaciones mecánicas y deberán cubrirse con un aislante eléctrico de características equivalentes al que poseen los conductores.

7.2.5. CÓDIGO DE COLORES

Los conductores de la norma IRAM 2183 y barras conductoras se identificarán con los siguientes colores:

Neutro: color celeste

Conductor de protección: bicolor verde-amarillo

Fase R: color castaño

Fase S: color negro

Fase T: color rojo

Retorno de los interruptores de efecto: color blanco

Para los conductores de las fases se admitirán otros colores, excepto el verde, amarillo o celeste. Para el conductor de fase de las instalaciones se podrá utilizar indistintamente cualquiera de los colores indicados para las fases pero se preferirá el castaño.

7.2.6. SECCIONES MÍNIMAS DE LOS CONDUCTORES

Se respetarán las siguientes secciones mínimas:

Líneas principales.....	4 mm ²
Líneas seccionales.....	2.5 mm ²
Líneas de circuitos para usos generales.....	1.5 mm ²
Líneas de circuitos para usos especiales y/o de conexión fija.....	2.5 mm ²
Derivaciones y retornos a los interruptores de efecto.....	1 mm ²
Conductor de protección.....	2.5 mm ²

Parte III

Estudio del Caso Real

Capítulo 5

5. Relevamiento de la instalación eléctrica

5.1 Seguridad e Higiene en el trabajo

Antes de comenzar con el relevamiento, se recibió por parte del Sr. Horacio Escudé, Ingeniero Eléctrico que forma parte del Departamento de Obras y Seguridad e Higiene de la UNMDP, una charla acerca de Seguridad e Higiene en el trabajo. A continuación, se presenta un breve resumen de la información brindada por el profesional.

5.1.1 Ley N° 19.587, decreto N° 351/1979.

Los temas tratados fueron bajo la Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo N° 19.587, la cual se encuentra reglamentada bajo decreto reglamentario N° 351/1979.

Según el **ARTÍCULO 4** de la presente Ley, la Higiene y Seguridad en el trabajo comprenderán las normas técnicas y medidas sanitarias, precautorias, de tutela o de cualquier otra índole que tengan por objeto:

- A. Proteger la vida, preservar y mantener la integridad sicofísica de los trabajadores.
- B. Prevenir, reducir, eliminar o aislar los riesgos de los distintos centros o puestos de trabajo.
- C. Estimular y desarrollar una actitud positiva respecto de la prevención de los accidentes o enfermedades que puedan derivarse de la actividad laboral [16].

5.1.2 Método de Trabajo y EPP's.

Se utilizó el método de trabajo "A contacto" usado en instalaciones de BT y MT. El mismo consiste en separar al operario de las partes con tensión y de tierra con elementos y herramientas aisladas.

Se recibieron por parte del Departamento de Obras los Elementos de Protección Personal (EPP) necesarios dentro de los que son exigidos por el decreto reglamentario en caso de trabajar con elementos bajo tensión.

Según el **CAPITULO XIV**, Instalaciones eléctricas ítem 2.1.2. cita que: "Material de seguridad. Además del equipo de protección personal que debe utilizarse en cada caso particular (casco, visera, calzado y otros) se considerará material de seguridad para trabajos en instalaciones de BT, el siguiente:

- A. Guantes aislantes.
- B. Protectores faciales.
- C. Taburetes o alfombras aislantes y pértigas de maniobra aisladas.
- D. Vainas y caperuzas aislantes.

- E. Detectores o verificadores de tensión.
- F. Herramientas aisladas.
- G. Material de señalización (discos, vallas, cintas, banderines).
- H. Lámparas portátiles.
- I. Transformadores de seguridad para 24V de salida (máximo).
- J. Transformadores de relación 1:1(se prohíben los autotransformadores).
- K. Interruptores diferenciales de alta sensibilidad. Se emplearán éstos u otros tipos de elementos adecuados, según el tipo de trabajo”

5.1.3 Medidas para disminuir contactos directos

- A. Alejar los cables y conexiones de los lugares de trabajo y paso.
- B. Interponer obstáculos.
- C. Recubrir las partes en tensión con material aislante.
- D. Utilizar tensiones inferiores a 25 voltios.

5.1.4 Medidas para disminuir contactos indirectos

- A. La puesta a tierra: Cuando se produce un contacto eléctrico indirecto, la puesta a tierra desvía una gran parte de la corriente eléctrica que, de otro modo, pasaría a través del cuerpo del trabajador.
- B. El interruptor diferencial: El interruptor diferencial es un aparato de gran precisión que corta la corriente casi en el mismo momento de producirse una corriente de desviación.

5.1.5 Cinco reglas de oro para el trabajo sin tensión

1. Cortar todas las fuentes en tensión.
2. Bloquear los aparatos de corte.
3. Verificar la ausencia de tensión.
4. Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.
5. Delimitar y señalizar la zona de trabajo.

5.2 Relevamiento in situ

Sucede con frecuencia que no se dispone de información conforme a obra de las instalaciones eléctricas existentes. En estos casos, puede implementarse un relevamiento completo tanto desde el punto de vista topológico como eléctrico.

Al efectuar un relevamiento de una instalación eléctrica no se debe perder de vista que uno de los objetivos más importantes es verificar la seguridad de la instalación, por tanto, debemos agudizar nuestro poder de observación para descubrir fallas (muchas de ellas no evidentes) para que el relevamiento sea realmente fructífero.

Cada municipio tiene ordenanzas, que fijan la forma en que se debe realizar el relevamiento. Esto se aplica para toda instalación inmueble considerada como "existente" por la autoridad de aplicación, que no cuente con el proyecto de la instalación eléctrica aprobado. Esto rige para los Inmuebles Viviendas, Oficinas y Locales (Unitarios) en el dominio de aplicación de la Sección 771 de la Parte 7 de la Reglamentación AEA 90364 - Edición 2006

En general los organismos de aplicación exigen la siguiente documentación a ser presentada:

- Plano de la Instalación Eléctrica
- Esquema Unifilar de cada tablero, con la mayor información posible
- Fotografía de cada tablero (una con la vista de las protecciones y otra con el cableado interno).
- Fotografía de la acometida (vista de ingreso del cable al caño de bajada y vista del medidor).
- Informe Técnico, donde se detallan los cambios a realizar para resolver los incumplimientos.

Como el complejo universitario, cuenta con los planos de la instalación eléctrica aprobados, no será necesario cumplir con todos los ítems mencionados anteriormente.

Debido a que este tipo de información no es de carácter público, se procedió a relevar la instalación realizando un diagrama unifilar lo más detallado posible. A continuación, se presenta el diagrama unifilar elaborado.

5.3 Fotografías tomadas en el relevamiento

Se muestran imágenes del relevamiento partiendo desde el Tablero Primario hasta el Tablero Secundario de Ciencias Económicas.

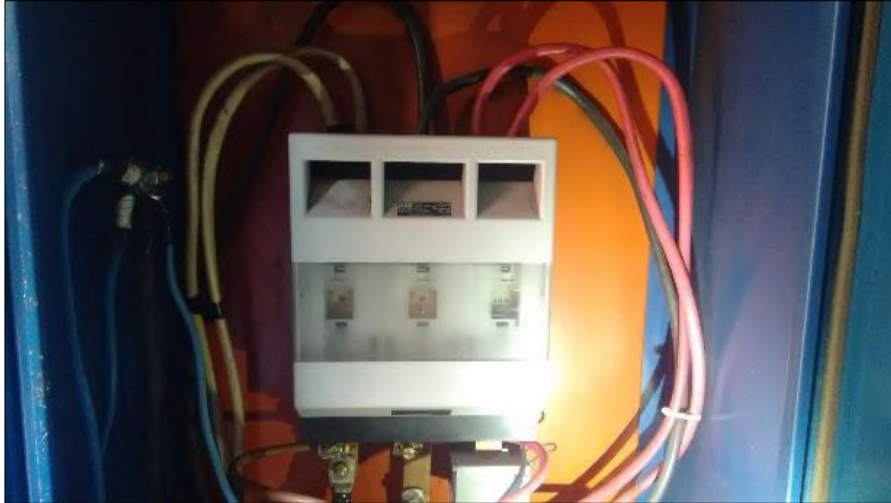


Fig. 5.1. Protección General- Tablero Primario



Fig. 5.2. Banco de Capacitores Económicas – Tablero Primario



Fig. 5.3. Alimentación a Tablero Económicas y caja de pase estanca - Subsuelo



Fig. 5.4. Tablero General Económicas (TG2-1/2) –Subsuelo

5.4 Consideración en cuanto a la instalación eléctrica

El foco de este proyecto apunta a hacer énfasis en el estudio de la calidad de la energía eléctrica centrándonos en la problemática de los armónicos. Sin embargo, en más de un aspecto los problemas de calidad se relacionan con la instalación eléctrica en sí misma.

Tratando de no incursionar demasiado en el inmenso mundo de las instalaciones eléctricas para concentrarnos principalmente en la calidad de la energía hay algo que como futuros profesionales no podemos evitar, la seguridad. Es por esto, que en el Capítulo 4 "*Normativa Aplicable*" se transcriben los ítems más relevantes de la Ordenanza Municipal 12.236.

Capítulo 6

6. Mediciones de armónicos

Luego de realizar el relevamiento de la instalación eléctrica, se comenzó con la etapa de medición.

6.1 Especificación del equipo de medida de armónicos

Se enumeran a continuación las características que debe cumplir el equipo de medida de armónicos para verificar los Niveles de Referencia, según el SubAnexo 9 del ANEXO A LA RESOLUCIÓN ENRE Nº 184/2000, la cual se basa en las recomendaciones dadas por la norma IEC 1000-4-7.

1. Variables de medición:

- Armónicos de Tensión (desde $n=2$ a 40) y tasa de distorsión total de la tensión de cada fase (medición trifásica). La tensión siempre se mide entre fase y neutro. A los efectos de calcular penalizaciones se requiere el registro simultáneo de la energía trifásica con los niveles de perturbación. La medición de energía podrá realizarse con un equipo separado.

2. Tipo de equipo:

- Digital basado en la FFT (transformada rápida de Fourier)
- Ancho de ventana entre 0,1 y 0,5 seg. (Opcional seleccionable). Modo de operación continuo pudiendo existir intervalos sin medida entre ventanas consecutivas.

3 Intervalos de acumulación de medidas:

- El intervalo obligatorio de medida será de corta duración, correspondiente a un período de observación de 10 minutos. Se debe contar con los valores eficaces de los armónicos de al menos 100 ventanas. En este período se toma como valor representativo de cada armónico el valor eficaz obtenido a partir de los valores eficaces de cada ventana comprendida en el período.

4. Características de los circuitos de entrada de tensión:

- Tensiones nominales (U_n): $110/\sqrt{3}$ o 220 V
- (+20% / -30%). Mantener precisión hasta $1.2 U_N$. Consumo de potencia menor de 3 VA.

5. Precisión:

- Clase A de acuerdo con norma IEC 61000-4-7.

- Para la medición de energía, el error total del aparato más los transformadores o pinzas se corresponderán con los errores admitidos en el tipo de suministro con fines de facturación comercial.

6. Salidas:

- Interface serie o paralela para computadora que permita obtener el/los archivo/s de la medición en formato ASCII.

7. Condiciones ambientales:

- Temperatura de operación: 0°C a +45°C. Humedad relativa en operación: 40% a 95%. Presiones barométricas: 860 mbar a 1080 mbar.

6.2 Instrumento de medida

Para la toma de mediciones se utilizó un analizador de redes HIOKI 3166, propiedad del Departamento de Ingeniería Eléctrica. Además, se utilizaron otros instrumentos de medida como una pinza Prova 21 (Power Harmonics & Leakage Tester) y un Detector de secuencia de fases HIOKI 3126-01.

6.2.1 Descripción Hioki 3166

El 3166 CLAMP ON POWER HiTESTER es un analizador de redes de tipo pinza que puede medir cualquier tipo de línea, desde líneas monofásicas a líneas trifásicas con neutro.

Además de ser capaz de manejar mediciones básicas, tales como tensión, corriente, potencia, factor de potencia, valores integrados, etc., este instrumento es también capaz de medir la demanda, lo cual es importante para la administración de energía, y la medición de la onda armónica (con software opcional).

Además, dado que muchas de las funciones de la interfaz del 3166 le dan la capacidad para recoger datos durante períodos prolongados y para automatizar el proceso de medición, este medidor es ideal para aplicaciones que requieren medición de potencia en frecuencias industriales, como el mantenimiento y la gestión de la energía en una industria.

6.2.2 Vista frontal - HIOKI 3166

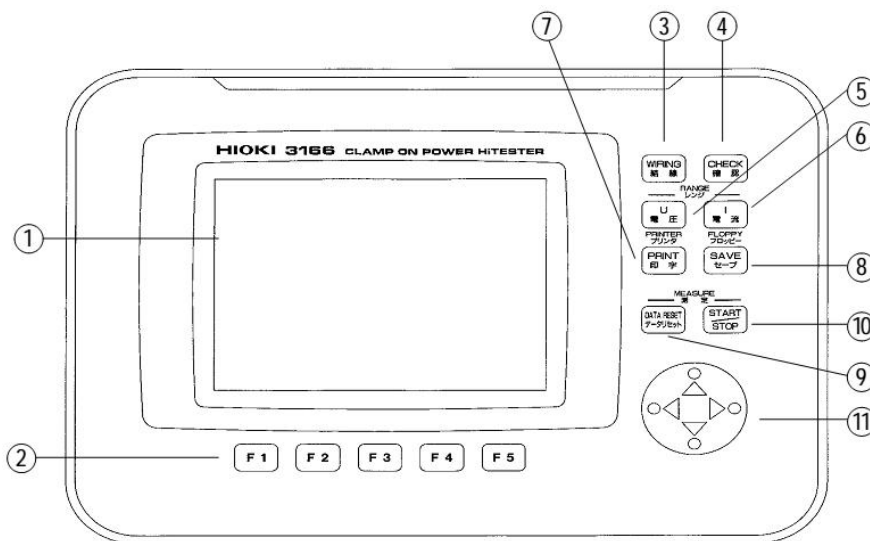


Fig. 6.1. Vista frontal HIOKI 3166

1. Display: El equipo cuenta con una pantalla LCD de 4.7 pulgadas con luz de fondo. El lenguaje utilizado en la pantalla puede ser tanto en inglés como en japonés.
2. Function keys (F1 hasta F5): Estas teclas se utilizan para seleccionar/modificar las configuraciones el equipo
3. Wiring key: Se utiliza para configurar el tipo de línea que será objeto de medición
4. Check key: Esta tecla se utiliza para corroborar si el cableado es el correcto y para revisar las configuraciones previas
5. Voltage range key (U): Se utiliza para setear el voltaje del rango de medida
6. Current range key (I): Se utiliza para setear la corriente del rango de medida
7. Print key: Se utiliza para realizar una impresión manual de los valores medidos, siempre y cuando la impresora se encuentre conectada al conector de interface.
8. Save key: Se utiliza para guardar valores medidos y para configurar la disquetera.
9. Measurement data reset key (DATA RESET): Se utiliza para “resetear” es decir eliminar los datos medidos
10. Measurement start/stop key (START/STOP): Se utiliza para comenzar o detener la grabación de información
11. Cursor key: Se utiliza para desplazarse sobre las opciones que se muestran en la pantalla.

6.2.3 Vista posterior - HIOKI 3166

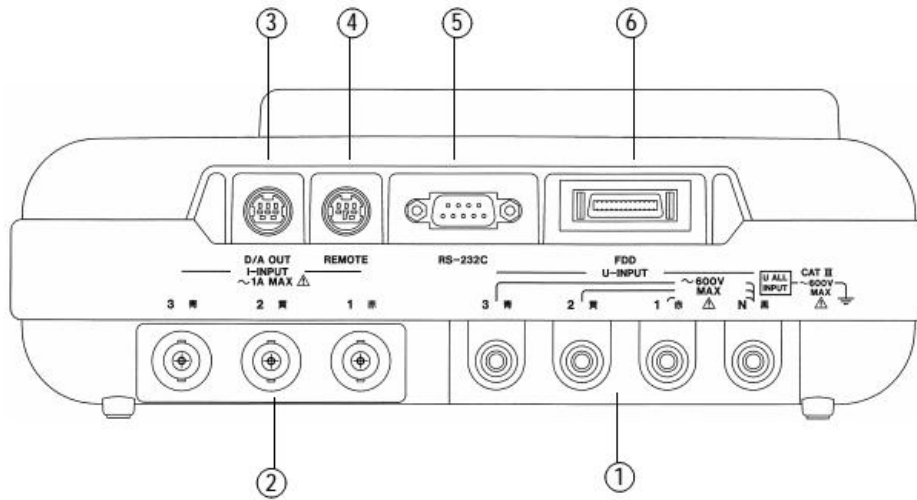


Fig. 6.2. Vista posterior HIOKI 3166

1. U-INPUT: Conexión de las pinzas de tensión (9438 Voltage Cord) tipo “cocodrilo” a ser conectadas en la línea a medir
2. I-INPUT: Conexión de las pinzas amperométricas (9291/9298 Clamp on Sensor)
3. D/A OUT: Conexión del cable D/A para obtener salidas analógicas del instrumento
4. REMOTE: Conexión del cable 9440 que conecta a la disquetera para salvar los datos en el disco
5. RS-232C: Conexión de computadora, modem e impresora
6. FDD: Conexión de una unidad FDD para salvar datos o configuraciones

6.2.4 Vista lateral derecha - HIOKI 3166

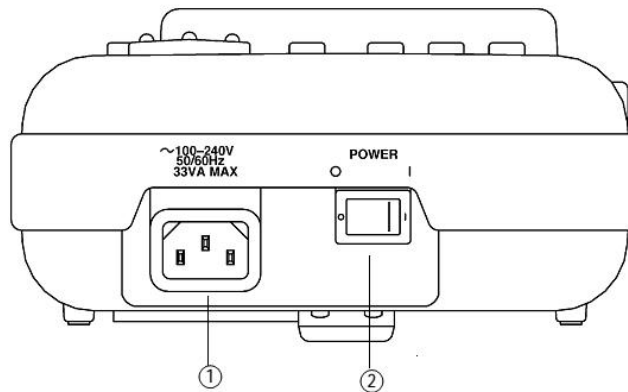


Fig. 6.3. Vista lateral derecha HIOKI 3166

1. AC Power: Entrada de corriente alterna, este instrumento adapta por sí mismo cualquier tensión de entrada en un rango de 100V a 240V.
2. Power: Tecla para el encendido y apagado.

6.3 Trabajo de Campo

En agosto del 2014 se comenzó con las mediciones. En una primera instancia se realizaron pruebas preliminares, tanto en el laboratorio de Medidas Eléctricas de la Facultad de Ingeniería como en el Complejo Universitario. Se verificó el correcto funcionamiento del instrumento de medida y además se estimó cuánto tiempo se podía registrar antes de llenar la memoria externa del mismo (Disquete 3 ½ " formateado en 1.44 MB).

Según resolución 99/97 del ENRE se especifica que:

*"La medida del nivel de perturbación para verificar el Nivel de Emisión Individual en lo relativo a **Corrientes Armónicas** se realizará mediante un equipo registrador que mida la tasa individual de cada armónico (de tensión y corriente) y el correspondiente ángulo de fase de cada corriente armónica y la tasa de distorsión total en intervalos de 10 minutos"*

"El período de medición para que el control tenga las adecuadas características de fiabilidad y representatividad será de una semana de registros válidos, es decir deberá contener como mínimo 1008 registros de períodos de 10 minutos."

Con las pruebas preliminares, se confirmó que midiendo cada 10 minutos la memoria se llenaba en un lapso de aproximadamente 26 hs., razón por la cual se decidió realizar un cambio de la misma cada 24 hs. Se realizó un cronograma de medición tentativo en el cual se irían a medir los puntos de mayor interés durante una semana como especifica la resolución previamente mencionada.

Luego de que el mismo sufriera ciertos cambios por razones de fuerza mayor (Asuetos y Paros de personal) el cronograma de medición resultó el que puede observarse en la Tabla 1.

6.3.1 Cronograma de medición

Fecha	Día	Observación
22/08/2014	Viernes	Primer día de Mediciones - Medición General (Prueba)
23/08/2014	Sábado	Paro de personal No Docente
24/08/2014	Domingo	DOMINGO - No se realizaron mediciones
25/08/2014	Lunes	Medición General (Prueba)
26/08/2014	Martes	Asueto por Temporal
27/08/2014	Miércoles	Asueto por Temporal
28/08/2014	Jueves	Asueto por Temporal
29/08/2014	Viernes	Medición General (Prueba)
30/08/2014	Sábado	Medición General (Prueba)
31/08/2014	Domingo	DOMINGO - No se realizaron mediciones
01/09/2014	Lunes	Medición Acometida General Económicas (TG2-1/2)
02/09/2014	Martes	Medición Acometida General Económicas (TG2-1/2)
03/09/2014	Miércoles	Medición Acometida General Económicas (TG2-1/2)
04/09/2014	Jueves	Medición Acometida General Económicas (TG2-1/2)
05/09/2014	Viernes	Medición Acometida General Económicas (TG2-1/2)
06/09/2014	Sábado	Medición Acometida General Económicas (TG2-1/2)
07/09/2014	Domingo	DOMINGO - No se realizaron mediciones
08/09/2014	Lunes	Medición Acometida I.I.B. (Inst. de Inv. Biológicas) (TG2-1/2)
09/09/2014	Martes	Medición Acometida I.I.B. (Inst. de Inv. Biológicas) (TG2-1/2)
10/09/2014	Miércoles	Medición Acometida I.I.B. (Inst. de Inv. Biológicas) (TG2-1/2)
11/09/2014	Jueves	Medición Acometida I.I.B. (Inst. de Inv. Biológicas) (TG2-1/2)
12/09/2014	Viernes	Medición Acometida I.I.B. (Inst. de Inv. Biológicas) (TG2-1/2)
13/09/2014	Sábado	Medición Acometida I.I.B. (Inst. de Inv. Biológicas) (TG2-1/2)
14/09/2014	Domingo	DOMINGO - No se realizaron mediciones
15/09/2014	Lunes	Medición Acometida "Cómputos" (TG2-1/2)
16/09/2014	Martes	Medición Acometida "Cómputos" (TG2-1/2)
17/09/2014	Miércoles	Medición Acometida "Cómputos" (TG2-1/2)
18/09/2014	Jueves	Medición Acometida "Cómputos" (TG2-1/2)
19/09/2014	Viernes	Medición Acometida "Cómputos" (TG2-1/2)
20/09/2014	Sábado	Medición Acometida "Cómputos" (TG2-1/2)
21/09/2014 al 03/10/2014		No se realizaron mediciones en este período. En este tiempo se analizaron los datos obtenidos en las mediciones anteriores
04/10/2014	Sábado	Traslado de instrumento a TABLERO PRIMARIO ARQ. Y EXACTAS
05/10/2014	Domingo	DOMINGO - No se realizaron mediciones
06/10/2014	Lunes	Medición Acometida "Exactas"
07/10/2014	Martes	Medición Acometida "Exactas"
08/10/2014	Miércoles	Medición Acometida "Exactas"
09/10/2014	Jueves	Medición Acometida "Exactas"
10/10/2014	Viernes	Medición Acometida "Exactas"
11/10/2014	Sábado	Medición Acometida "Exactas"
12/10/2014	Domingo	DOMINGO - No se realizaron mediciones
13/10/2014	Lunes	Medición Acometida "Arquitectura"
14/10/2014	Martes	Medición Acometida "Arquitectura"
15/10/2014	Miércoles	Medición Acometida "Arquitectura"
16/10/2014	Jueves	Medición Acometida "Arquitectura"
17/10/2014	Viernes	Medición Acometida "Arquitectura"
18/10/2014	Sábado	Medición Acometida "Arquitectura"
19/10/2014	Domingo	DOMINGO - No se realizaron mediciones
FINALIZA ETAPA DE MEDICION - TOTAL: 36 DIAS		

Tabla 1. Cronograma de medición

Los días domingo no se realizaron mediciones por dos motivos. Por un lado las actividades que se desarrollan estos días en el establecimiento no representan una carga considerable como para ser evaluada, pero principalmente los días domingo no se

contaba con la asistencia del personal de mantenimiento para acceder a los distintos puntos de medición.

Otro inconveniente que surgió durante la medición fue la imposibilidad de dejar al registrador conectado aguas arriba del Banco Automático de Capacitores. Este punto si bien era accesible, se encontraba en el Tablero Principal (ver Fig. 1.3).

Este tablero, lindante a la vía pública, contaba con muy poca seguridad - tan solo un pequeño candado cierra la puerta de chapa que posee dicho Nicho-. El registrador HIOKI 3166 es un equipo cuyo costo es muy elevado y no era justificable exponer al mismo a un posible hurto.

Si bien para evaluar la emisión de armónicos técnicamente lo correcto sería medir aguas arriba de dichos capacitores (ya que ciertos componentes pueden sufrir modificaciones) se optó por sacrificar un poco de precisión y ganar seguridad, midiendo en el Tablero Secundario de Económicas (Fig. 5.4). Este tablero, se encuentra en un subsuelo y su acceso es mucho más controlado.

6.3.2 Pruebas en el Laboratorio

Con el fin de testear el correcto funcionamiento del analizador de redes a utilizar en las mediciones y además buscando introducirnos en el lenguaje de simulación del software ATP, se simuló una carga cuya forma de onda es conocida, para comparar los resultados con lo esperado.

A continuación, se muestra la simulación de una computadora (PC) y un monitor LCD. A partir de las mediciones realizadas, es posible modelar en el ATP el circuito real mediante el empleo de fuentes de corrientes, incluyendo la componente fundamental y las componentes armónicas. **El tema simulación en sí mismo será correctamente detallado y analizado en el Capítulo 7 sección 7.3. Esta sección es una mera introducción.**

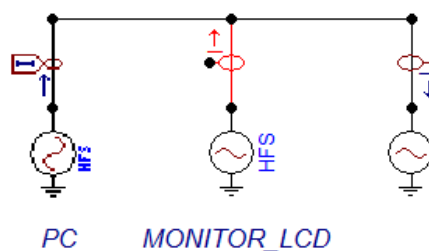


Fig. 6.4. Circuito simulado en ATP

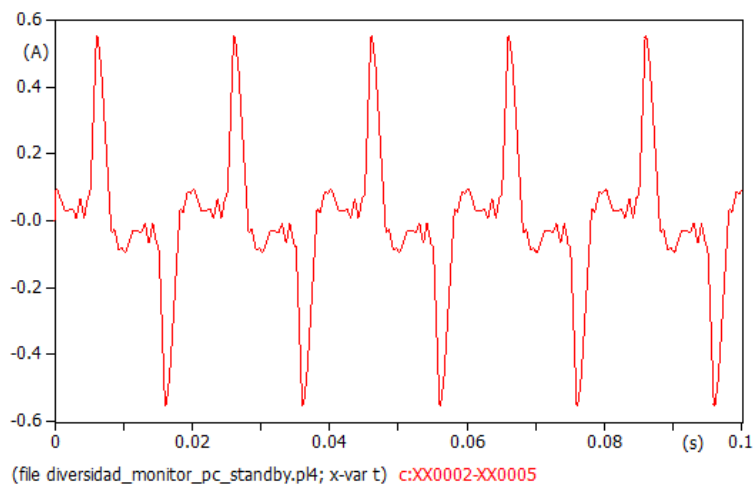


Fig. 6.5. Forma de onda de corriente Monitor LCD

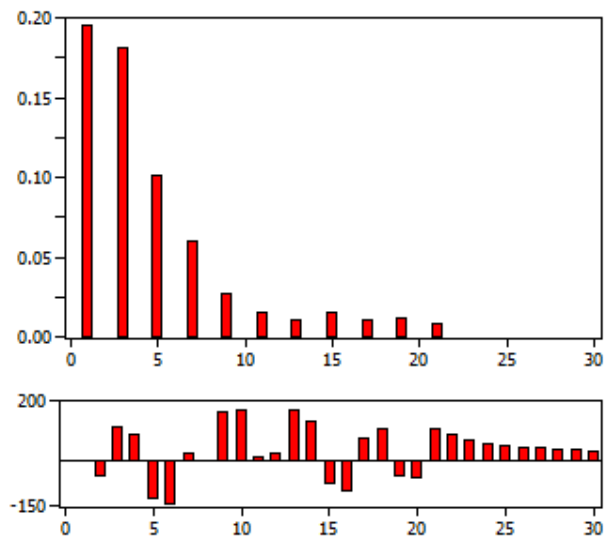


Fig. 6.6. Espectro de frecuencias Monitor LCD

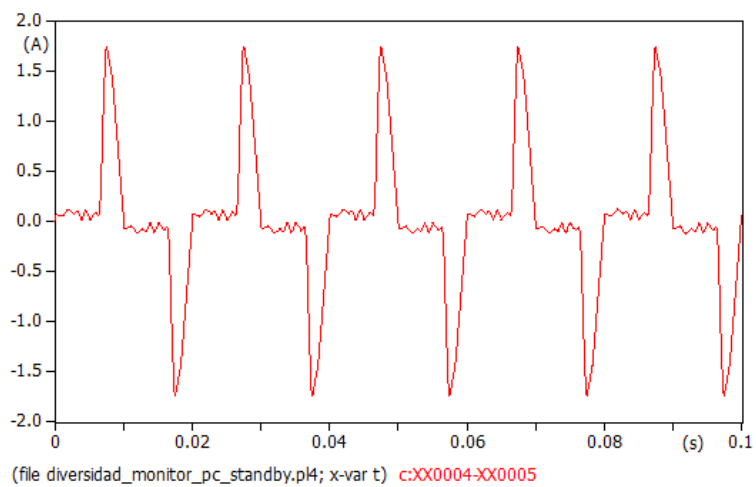


Fig. 6.7. Forma de onda de corriente Computadora PC

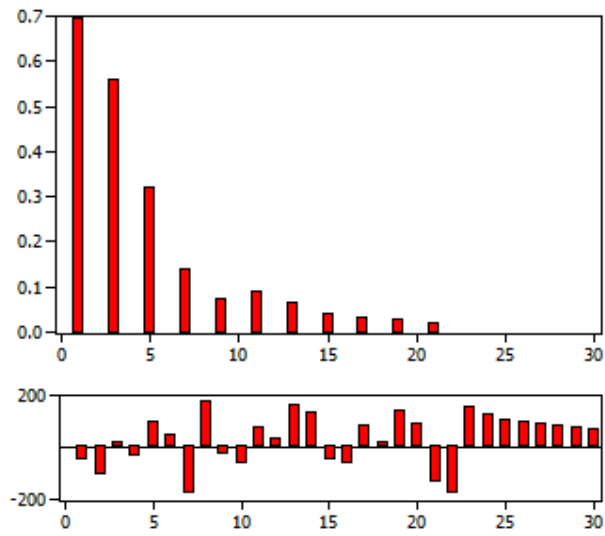


Fig. 6.8. Espectro de frecuencias Computadora PC

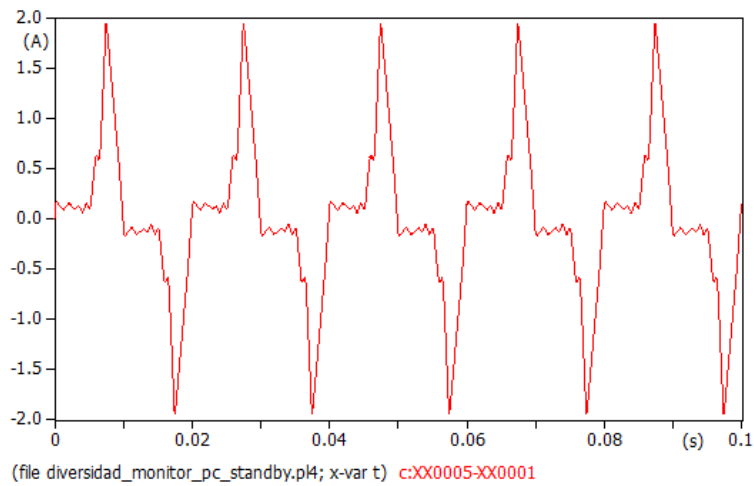


Fig. 6.9. Forma de onda de corriente, Monitor LCD + PC

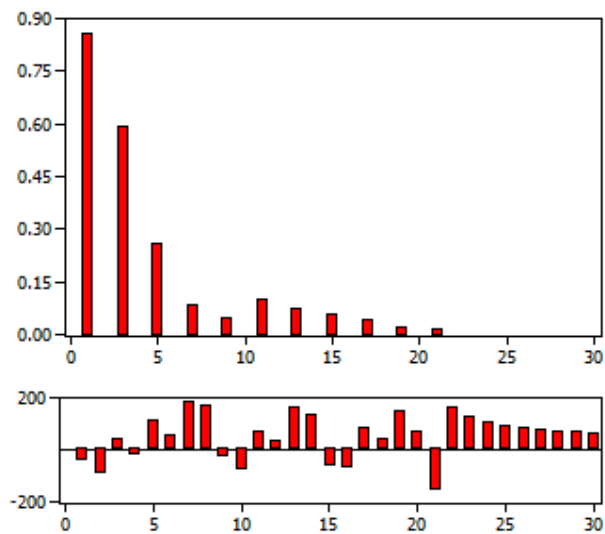


Fig. 6.10. Espectro de frecuencias Monitor LCD + PC

Como se observa en los gráficos, tanto la PC como el monitor LCD son artefactos que generan una corriente muy distorsionada con un elevado THD. Estos tipos de dispositivos atentan contra la calidad de la energía más aun cuando se tienen en grandes cantidades, como sucede en el Centro de Cómputos de la Facultad de Ciencias Económicas.

Un escenario así parecería crítico. Una cantidad significativa de pequeñas fuentes de armónicos desencadenaría en una situación intolerable.

Sin embargo, existe un fenómeno de cancelación parcial de armónicos que se presentan en un sistema de distribución, cuando se combinan en paralelo cargas no lineales de distinto tipo y cargas idénticas con iguales o distintos niveles de potencias. Esta cancelación se debe a dos efectos: uno denominado diversidad, provocado por la dispersión de los ángulos de fase de los componentes armónicos de las corrientes y otro llamado atenuación, originado por la interacción entre la tensión y las corrientes armónicas [17].

6.3.2.1 Factor de diversidad (FD)

Las dispersiones en el ángulo de fase de las corrientes armónicas de cargas individuales provocan una disminución de las mismas en la red. Este efecto, conocido como diversidad, se debe principalmente a diferencias en los parámetros del sistema de distribución y a los de la propia carga.

El factor de diversidad de corriente (FD_k) se define para cualquier armónico k y un conjunto de n cargas conectadas en paralelo, como la magnitud del fasor de la corriente de red, dividido por la suma de magnitudes de las corrientes individuales, para el mismo orden de armónico.

$$FD_k = \frac{\sum_{i=1}^n \hat{I}_{k(i)}}{\sum_{i=1}^n |I_{k(i)}|} \quad (6.1)$$

Este factor varía entre 0 y 1. Un bajo valor de este índice implicará una cancelación importante para el armónico bajo análisis.

6.3.2.2 Factor de atenuación (FA)

La atenuación es provocada por la propia impedancia del sistema de potencia y por la correspondiente distorsión de tensión que tiende a reducir las corrientes armónicas en la red producida por cargas no lineales.

El factor de atenuación FA_k para el armónico k está definido como la magnitud de la corriente total del armónico k cuando n cargas idénticas están conectadas en paralelo, dividida por n veces la magnitud de la corriente de una única carga:

$$FA_k = \frac{I_{k(n)}}{n I_{k(1)}} \quad (6.2)$$

Donde:

- $I_{k(n)}$: corriente para el armónico k con n cargas conectadas en paralelo.
- $I_{k(1)}$: corriente para el armónico k con una sola carga conectada.

Capítulo 7

7. Análisis de datos y Soluciones

En primer lugar, se comenzó analizando los datos obtenidos de la medición de la "Acometida General Económicas" (TG2-1/2) por dos razones: por un lado, fue en esta acometida donde se ha radicado el problema de incendio del conductor de neutro - mencionado anteriormente - y por otro lado, según lo conversado con el personal de mantenimiento del Complejo, es aquí donde puede haber mayor presencia de armónicos, debido a la naturaleza de las cargas que se alimentan desde dicha acometida.

La "Acometida General Económicas" alimenta entre sus cargas al "Instituto de Investigaciones Biológicas" (I.I.B.) y al "Centro de Cómputos", siendo estos dos lugares característicos por la gran presencia de computadoras y equipamiento generador de corrientes armónicas.

Se plantearon tres tipos de análisis:

- 1) Análisis de las curvas representativas
- 2) Análisis de la Emisión de Armónicos conforme a la resolución 99/1997 del ENRE
- 3) Simulación del uso de filtros de armónicos

A continuación, se desarrollará el primer análisis de los mencionados

7.1 Análisis de las curvas representativas

En ingeniería, cuando nos referimos a "La forma de onda", se entiende que es la forma de una señal en el dominio de tiempo, por ejemplo, como se observaría en la pantalla de un osciloscopio. Es una representación visual o gráfica del valor instantáneo de la señal, graficado en función del tiempo. La inspección de la forma de onda puede a veces proporcionar información acerca de la señal que el espectro de la señal no enseña.

Por ejemplo, un pico agudo o un impulso y una señal continua que varía de manera aleatoria, pueden tener espectros que parecen iguales, aunque sus formas de ondas son completamente diferentes.

No solo las formas de onda son importantes, curvas típicas como variaciones de carga, factor de potencia, corriente en función del tiempo, son muy importantes ya que es posible planificar y gestionar la electricidad consumida obteniendo beneficios como:

- Control de las variables eléctricas según el periodo seleccionado: diario, semanal o mensual.
- Optimización del consumo según los excesos de potencia registrados.

- Planificación de gastos e ingresos con precisión y comodidad, mediante la estimación de futuros consumos
- Comodidad y capacidad para trabajar con los datos reales de forma autónoma y en modo local.

Para graficar las formas de onda, necesariamente se debió confeccionar un software que permita realizar las gráficas. Si bien el analizador de redes extrae en formato WUI información para confeccionar las formas de onda de las tres fases, no aporta ningún tipo de dato para obtener la forma de onda de la corriente de neutro, así como tampoco el valor RMS de dicha corriente.

Por tanto, se decidió realizar un programa en Matlab para poder graficar todas las corrientes y hallar su valor RMS. Se optó por utilizar una interfaz de usuario GUI ya que la misma resulta muy amigable para el uso por parte de un usuario con poca experiencia en Matlab.

La explicación del funcionamiento completo del programa y su código se encuentra presente en el **Apéndice 1**. A continuación se transcriben algunas líneas (la numeración de las mismas se corresponde con la del apéndice) y se explica cómo el programa calcula el valor RMS de la corriente de neutro, ya que la obtención de dicha corriente es de suma importancia. Las líneas del programa han sido numeradas para poder seguir más fácil este procedimiento.

En primer lugar, se recogen los datos del analizador que se encuentran en un archivo .xls y con ellos se crean matrices que contienen los módulos y ángulos de las tres fases, para todos los armónicos incluyendo el fundamental.

```

188 MI1=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'BO2:BX159');% Modulo de I1 [RMS]
189 FI1=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'GY2:HH159');% Fase de I1[Grados]
190 MI2=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'BY2:CH161');% Modulo de I2 [RMS]
191 FI2=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'HI2:HR161');% Fase de I2[Grados]
192 MI3=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'CI2:CR159');% Modulo de I3[RMS]
193 FI3=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'HS2:IB159');%Fase de I3 [Grados]
194 x=length(MI1);% Longitud de las matrices creadas previamente
    
```

Como se sabe los fasores se pueden expresar en forma polar o binómica, como se muestra a continuación:

$$\bar{X} = A + jB \quad (7.1)$$

Donde:

$$- |X| = \sqrt{A^2 + B^2}$$

$$- \phi = \text{tg}^{-1}(B/A)$$

Luego el fasor lo podemos escribir como:

$$\bar{X} = |X| \cdot (\cos(\phi) + j\text{sen}(\phi)) \quad (7.2)$$

En definitiva:

$$A = |X| . \cos(\phi) \rightarrow \text{Parte Real} \quad (7.3)$$

$$B = |X| . \sin(\phi) \rightarrow \text{Parte Imaginaria} \quad (7.4)$$

En las siguientes líneas de comando se crea una matriz en donde se suman las partes reales e imaginarias de las tres fases, mediante el uso de dos "for" anidados.

```

196 for j=1:1:x
197     for n=1:1:10

199         IN(j,n)=MI1(j,n)*cos(deg2rad(FI1(j,n)))+MI2(j,n)*
200         cos(deg2rad(FI2(j,n)))+MI3(j,n)*cos(deg2rad(FI3(j,n)));

202         IN(j,n+10)=MI1(j,n)*sin(deg2rad(FI1(j,n)))+MI2(j,n)*sin(deg
203         2rad(FI2(j,n)))+MI3(j,n)*sin(deg2rad(FI3(j,n)));
204     end
205 end

```

Una vez que se tienen las partes reales e imaginarias de cada uno de los fasores de corriente (que representan la suma de las corrientes de las tres fases) para cada armónico, se calcula el módulo de cada fador como se muestra a continuación:

```

212 f=length(IN);
213 for j=1:1:f
214     for n=1:1:10
215         INRMS(j,n)=sqrt((IN(j,n)^2)+(IN(j,n+10)^2));
216     end
217 end

```

Finalmente se crea una matriz de tan solo una columna, donde cada componente representa el valor RMS de la corriente de neutro.

```

219 for n=1:1:f
220 RMS(n,1)=sqrt((INRMS(n,1)^2)+(INRMS(n,2)^2)+(INRMS(n,3)^2)+(INRMS(n,4)
221 ^2)+(INRMS(n,5)^2)+(INRMS(n,6)^2)+(INRMS(n,7)^2)+(INRMS(n,8)^2)+(INRMS
222 (n,9)^2)+(INRMS(n,10)^2));
223 end

```

A continuación, se pueden observar cinco tipos de gráficos y/o curvas que son las características en un análisis de armónicos.

Esta es la mejor forma de plasmar las mediciones en este trabajo. Los archivos de salida del Analizador de Redes utilizado contienen una extensa cantidad de datos que no sería útil volcar en este trabajo en forma de tablas.

Los gráficos y curvas que se presentan, se repitieron para la "Acometida General Económicas (TG2-1/2)", el "Instituto de Investigaciones Biológicas (I.I.B.)" y el "Centro de Cómputos".

Se graficó, mediante *el Graficador de formas de onda* hecho en Matlab, la forma de onda de las corrientes de las tres fases y el neutro para cuatro horarios del día (8:00 hs., 12:00 hs., 16:00 hs. Y 20:00 hs.).

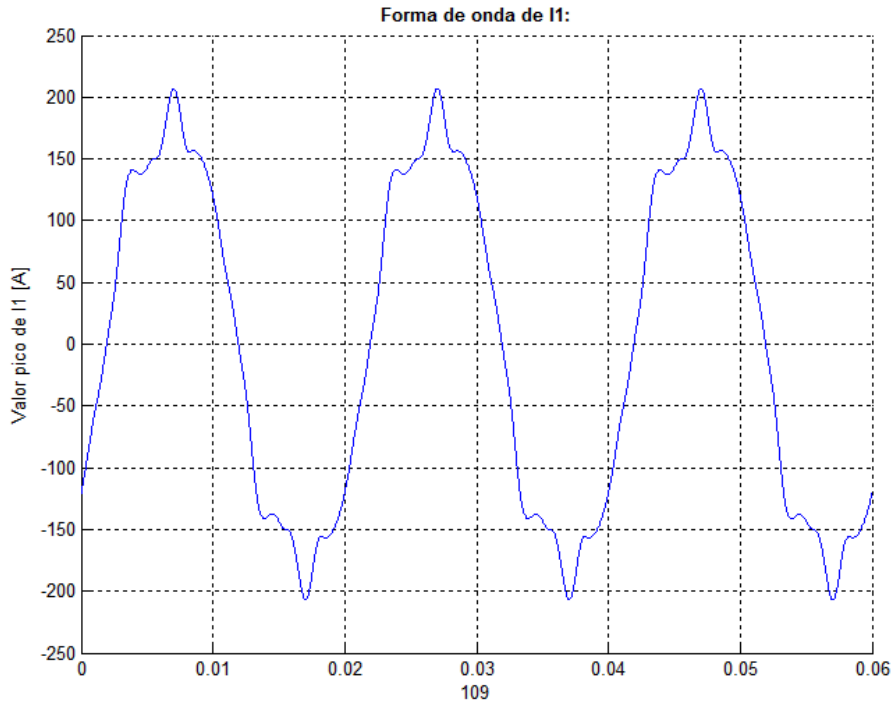
Luego se puede observar la curva de carga y de factor de potencia representativa de la semana y finalmente, se representaron las curvas de corriente y de THDR_i para las tres fases y el neutro.

Por un lado, con los gráficos de forma de onda y las curvas de THD se puede observar el contenido armónico de la instalación. Por otro lado, con los gráficos de corriente y las curvas de carga, se puede analizar la variación en el consumo de energía, y como se encuentra el reparto de carga actual de la instalación.

7.1.1 Acometida General Económicas (TG2-1/2)

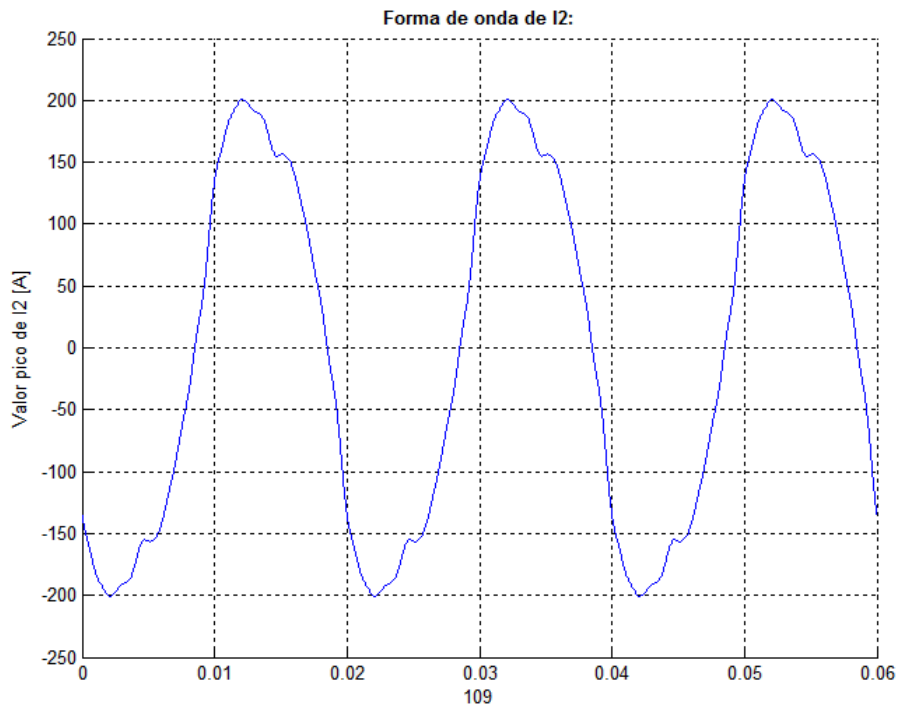
7.1.1.1 Formas de onda de corriente

Martes 02/09/2014– 8:00 a.m.



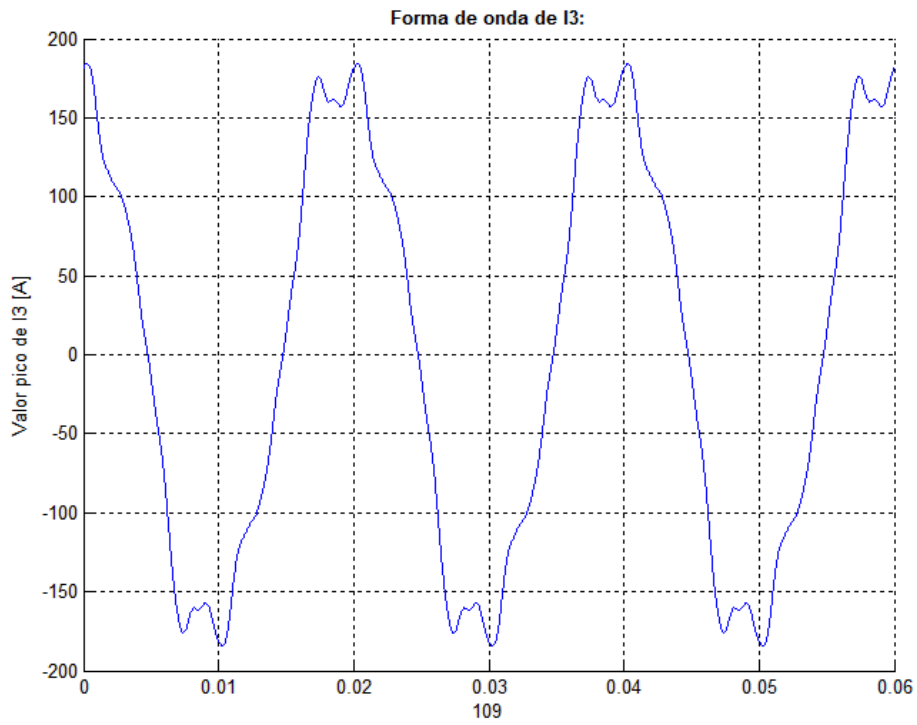
$$I_{RMS} = 135.17[A] \quad THD_f = 12.53 [\%]$$

Fig. 7.1. Forma de onda de I1. 8:00 a.m.



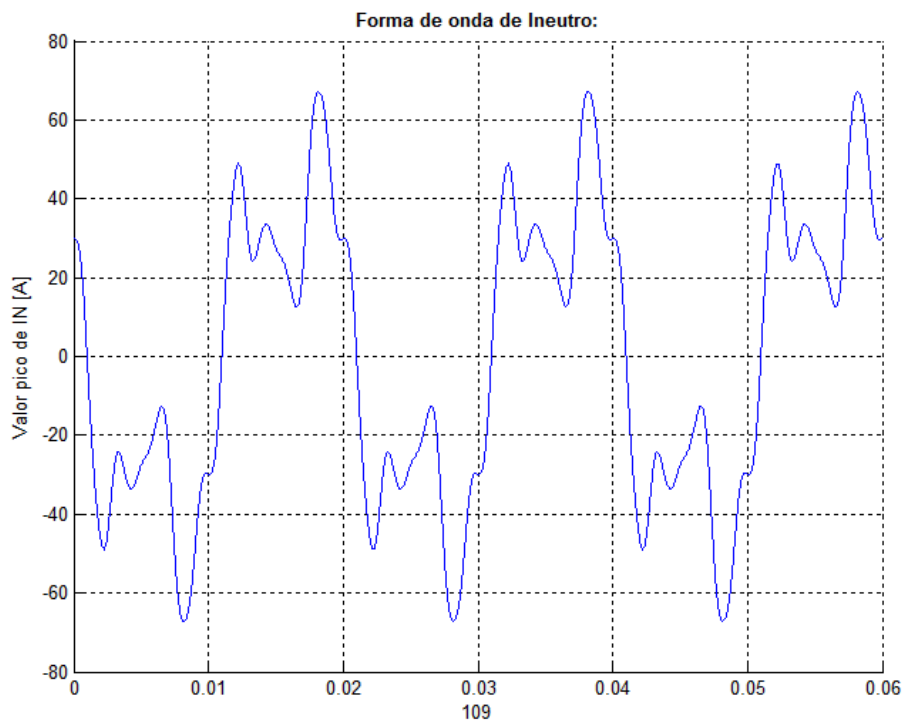
$$I_{RMS} = 145.75[A] \quad THD_f = 12.75 [\%]$$

Fig. 7.2. Forma de onda de I2. 8:00 a.m.



$$I_{\text{RMS}} = 129.04[\text{A}] \quad \text{THD}_f = 13.55 [\%]$$

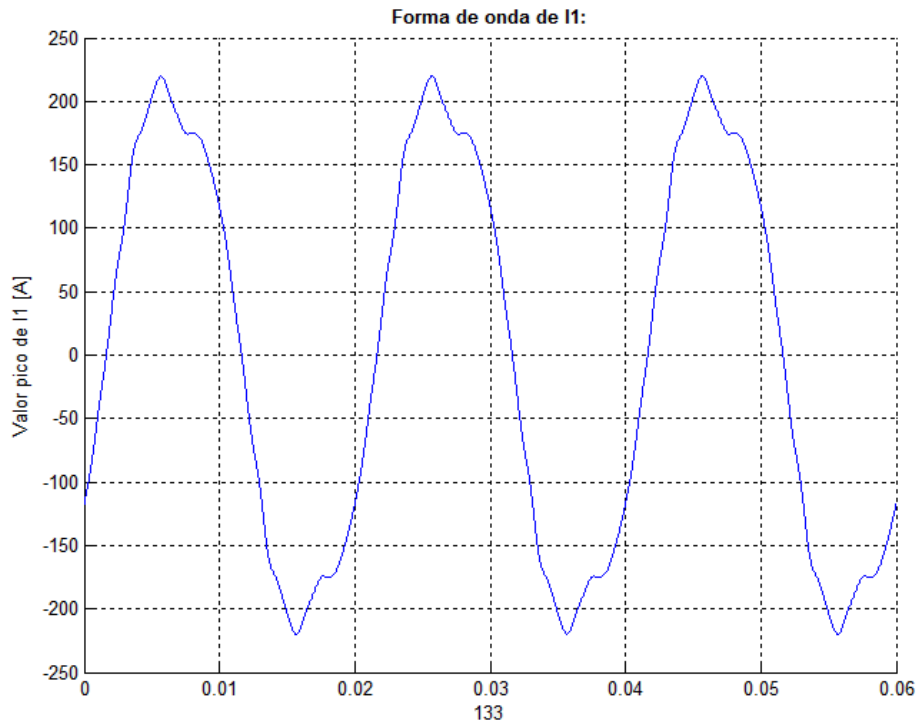
Fig. 7.3. Forma de onda de I3. 8:00 a.m.



$$I_{\text{RMS}} = 55.0487[\text{A}]$$

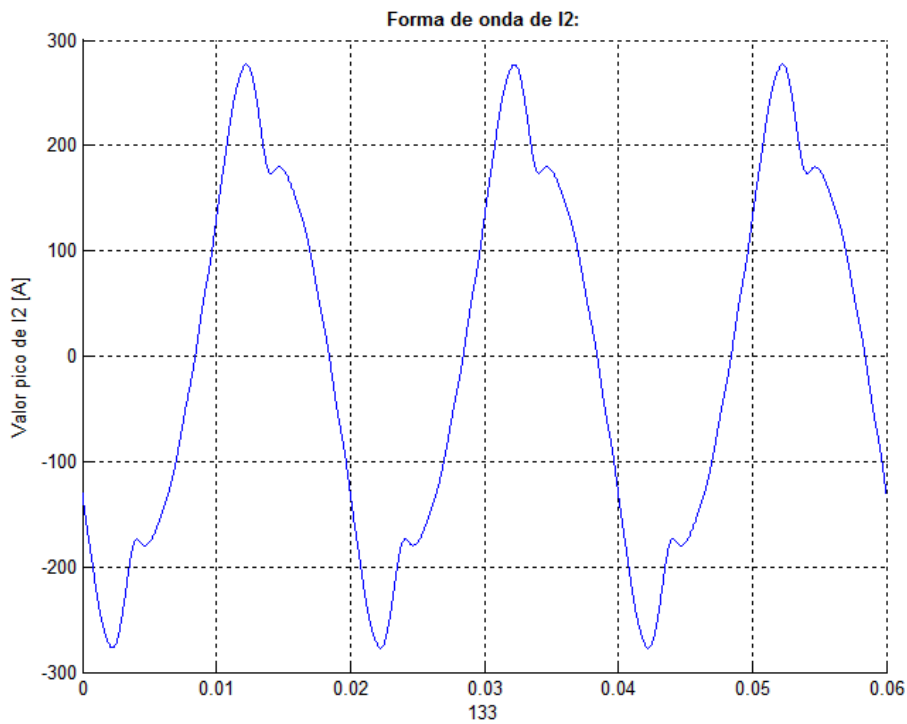
Fig. 7.4. Forma de onda de Ineutro. 8:00 a.m.

Martes 02/09/2014- 12:00 p.m.



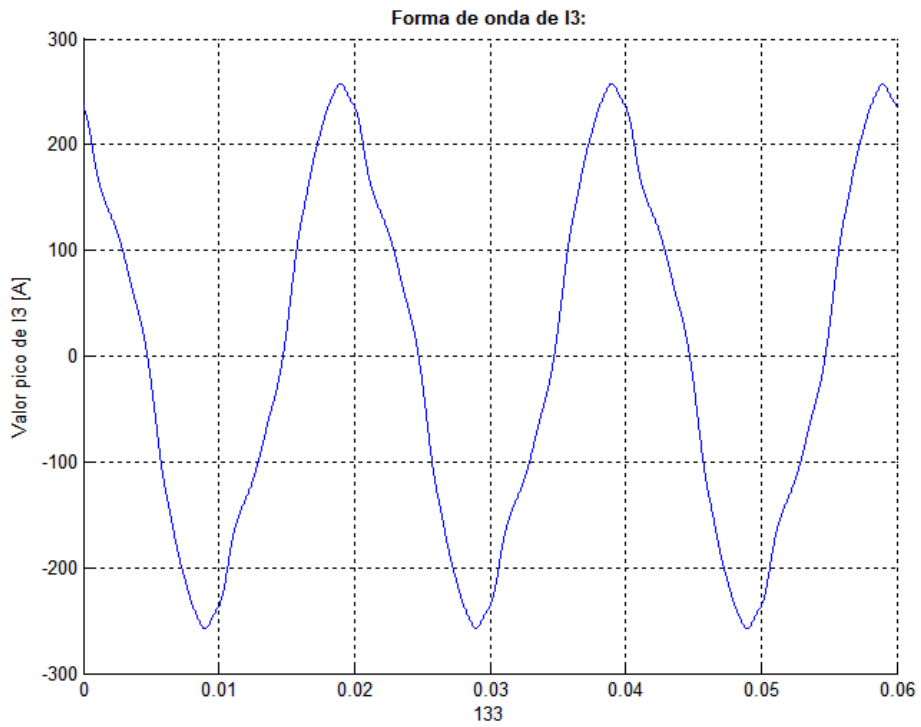
$$I_{RMS} = 183.27[A] \quad THD_f = 7.83 [\%]$$

Fig. 7.5. Forma de onda de I1. 12:00 p.m.



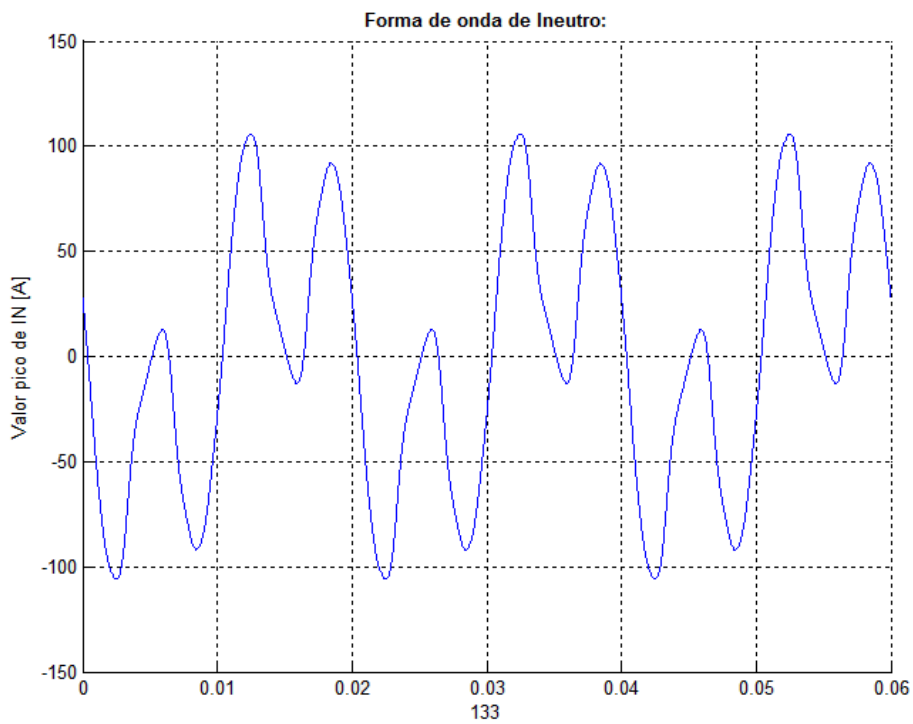
$$I_{RMS} = 190.37[A] \quad THD_f = 14.31 [\%]$$

Fig. 7.6. Forma de onda de I2. 12:00 p.m.



$$I_{\text{RMS}} = 172.41[\text{A}] \quad \text{THD}_f = 12.43 [\%]$$

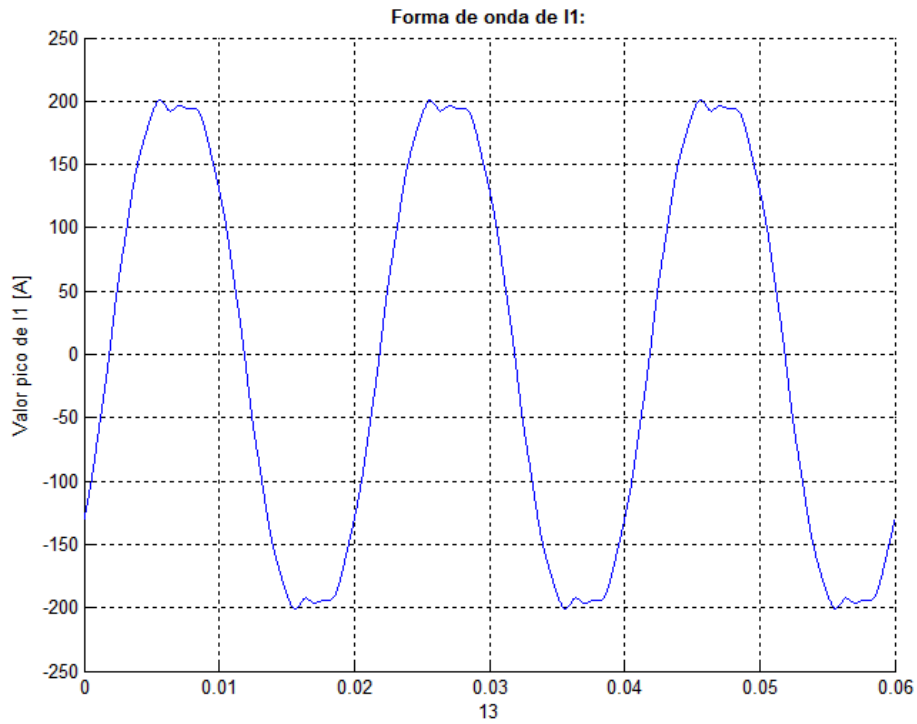
Fig. 7.7. Forma de onda de I3. 12:00 p.m.



$$I_{\text{RMS}} = 71.085 [\text{A}]$$

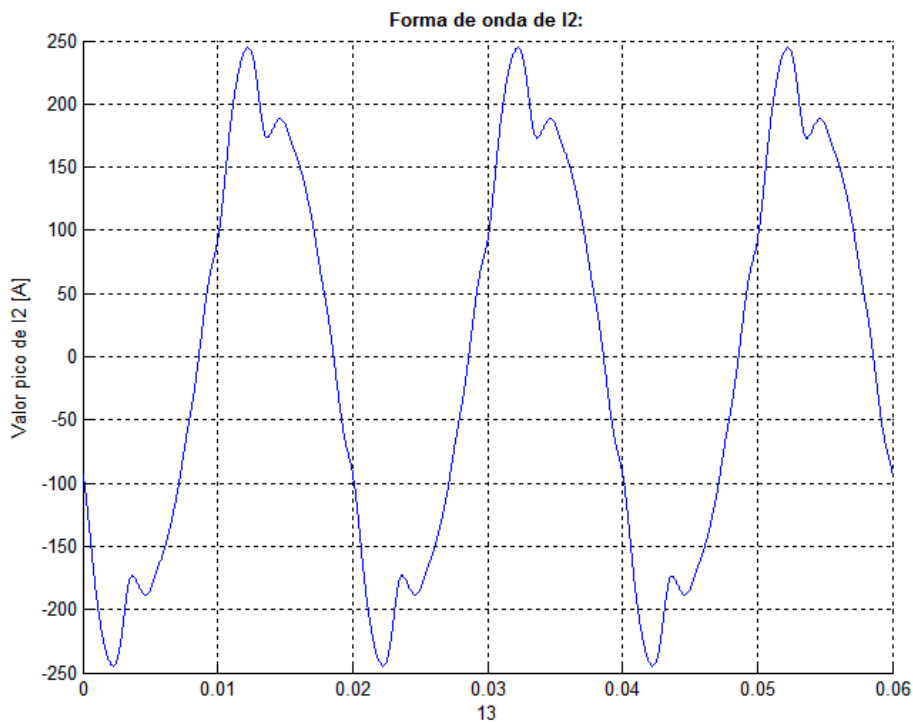
Fig. 7.8. Forma de onda de Ineutral. 12:00 p.m.

Martes 02/09/2014- 4:00 p.m.



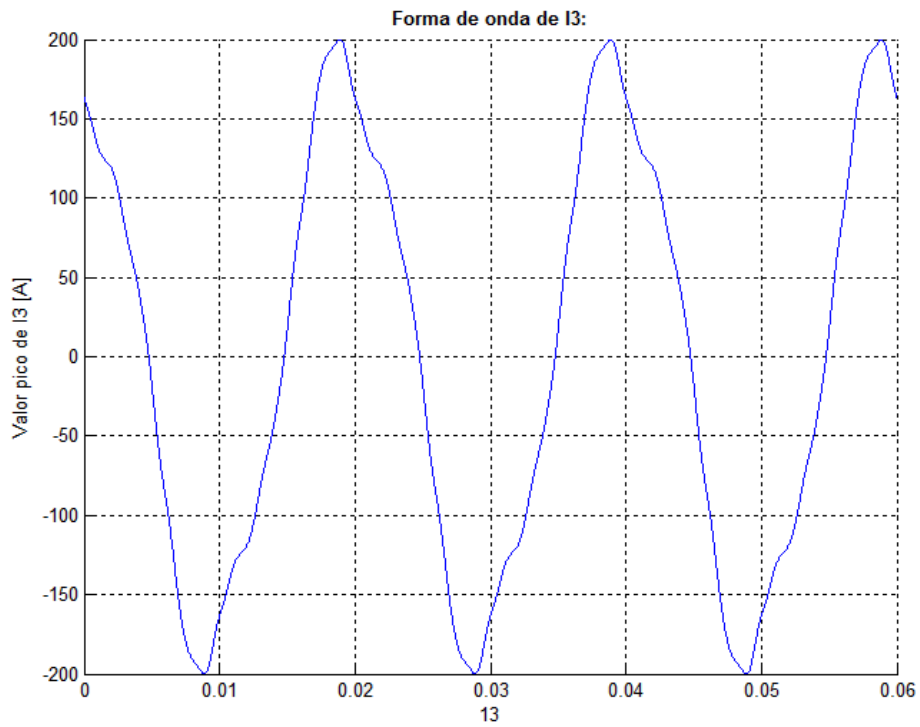
$$I_{\text{RMS}} = 167.15 \text{ [A]} \quad \text{THD}_f = 8.43 \text{ [%]}$$

Fig. 7.9. Forma de onda de I1. 4:00 p.m.



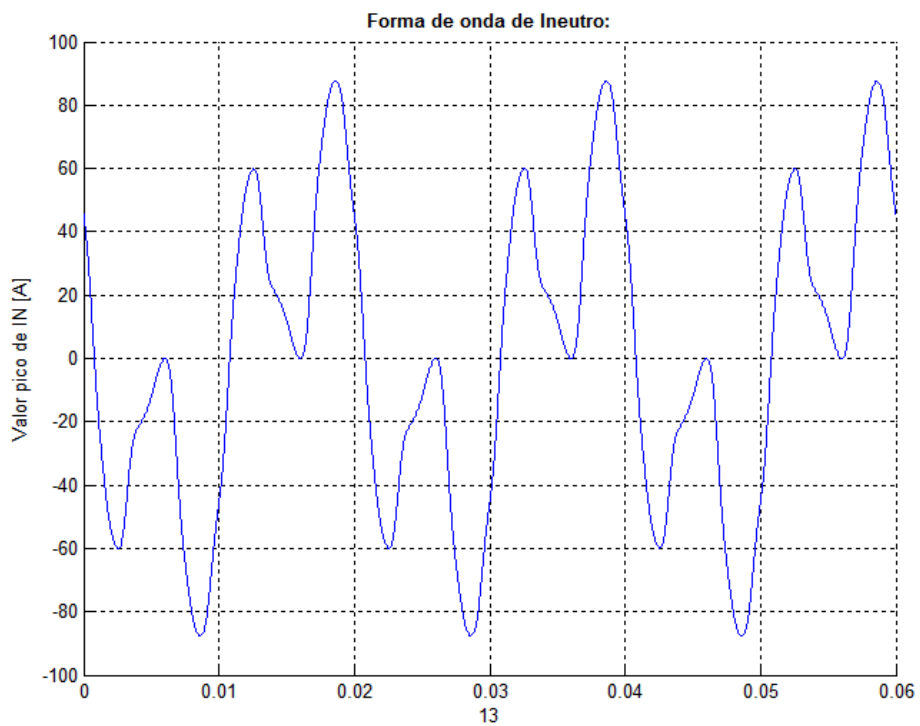
$$I_{\text{RMS}} = 172.94 \text{ [A]} \quad \text{THD}_f = 16 \text{ [%]}$$

Fig. 7.10. Forma de onda de I2. 4:00 p.m.



$$I_{\text{RMS}} = 157.88 \text{ [A]} \quad \text{THD}_f = 13.20 \text{ [%]}$$

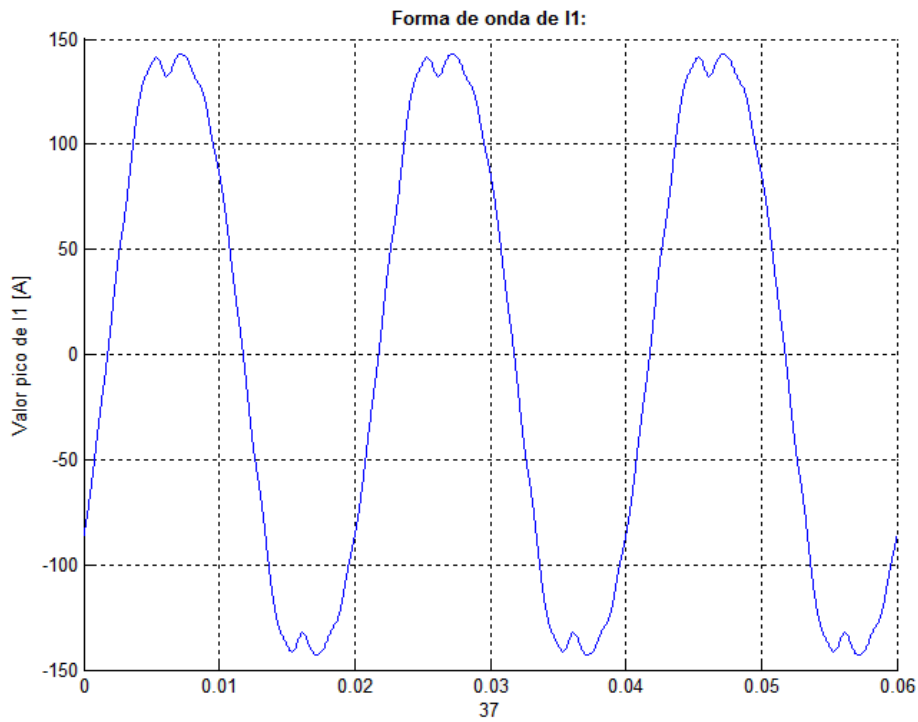
Fig. 7.11. Forma de onda de I3. 4:00 p.m.



$$I_{\text{RMS}} = 64.23 \text{ [A]}$$

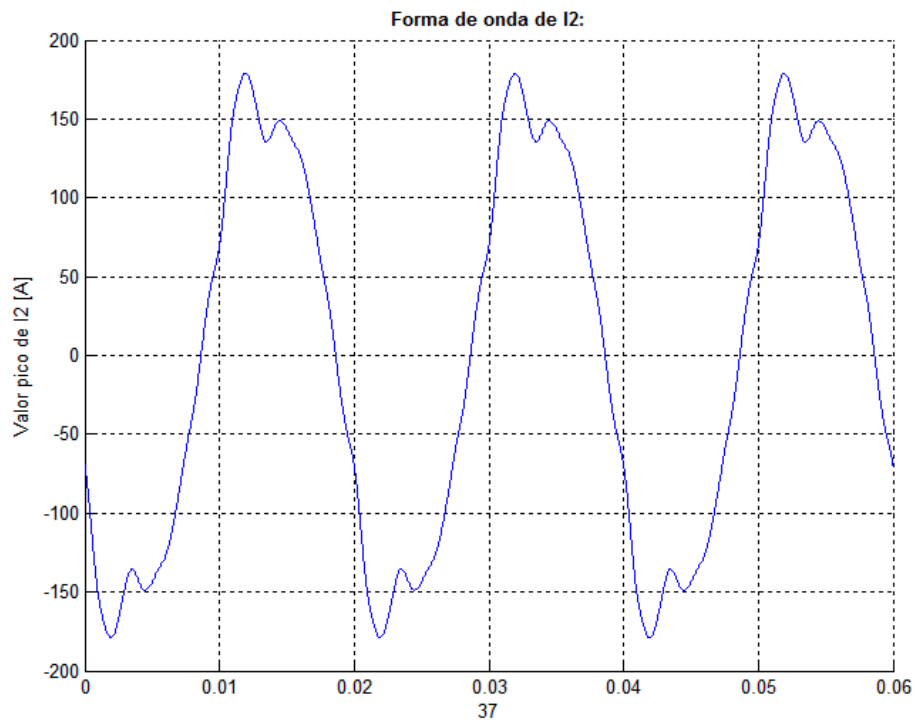
Fig. 7.12. Forma de onda de Ineutro. 4:00 p.m.

Martes 02/09/2014– 8:00 p.m.



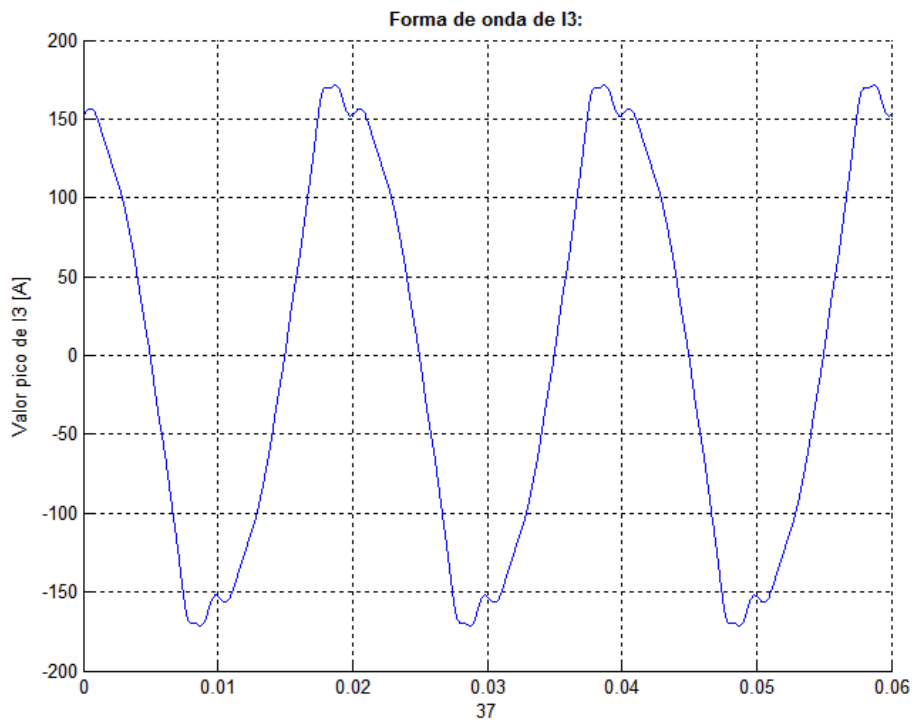
$$I_{RMS} = 103.83 \text{ [A]} \quad THD_f = 7.97 \text{ [%]}$$

Fig. 7.13. Forma de onda de I1. 8:00 p.m.



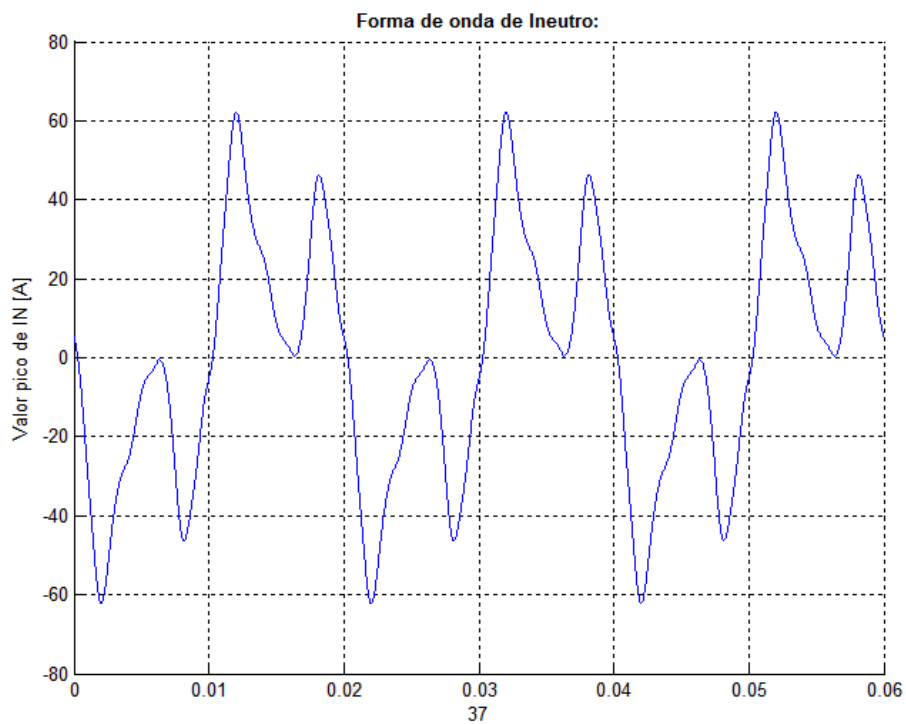
$$I_{RMS} = 131.15 \text{ [A]} \quad THD_f = 16.57 \text{ [%]}$$

Fig. 7.14. Forma de onda de I2. 8:00 p.m.



$$I_{\text{RMS}} = 130.02 \text{ [A]} \quad \text{THD}_f = 10.02 \text{ [\%]}$$

Fig. 7.15. Forma de onda de I3. 8:00 p.m.



$$I_{\text{RMS}} = 46.54 \text{ [A]}$$

Fig. 7.16. Forma de onda de Ineutro. 8:00 p.m.

7.1.1.2 Resumen de valores presentes en las formas de onda previas (A.G.E)

En la Tabla 2 se resumen los valores de corriente (RMS) y de distorsión armónica para las formas de onda previas correspondientes a la Acometida General de Económicas, en sus cuatro horarios.

Horario	Fase 1 (I1)		Fase 2 (I2)		Fase 3 (I3)		Neutro
	I RMS [A]	THDf [%]	I RMS [A]	THDf [%]	I RMS [A]	THDf [%]	I RMS [A]
08:00 a.m.	135.17	12.53	145.75	12.75	129.04	13.55	55.0487
12:00 p.m.	183.27	7.83	190.37	14.31	172.41	12.73	71.085
04:00 p.m.	167.15	8.43	172.94	16	157.88	13.2	64.23
08:00 p.m.	103.83	7.97	131.13	16.57	130.92	10.02	46.54

Tabla 2. Resumen de los valores en las formas de onda para la Acometida General de Económicas

7.1.1.3 Curva de carga

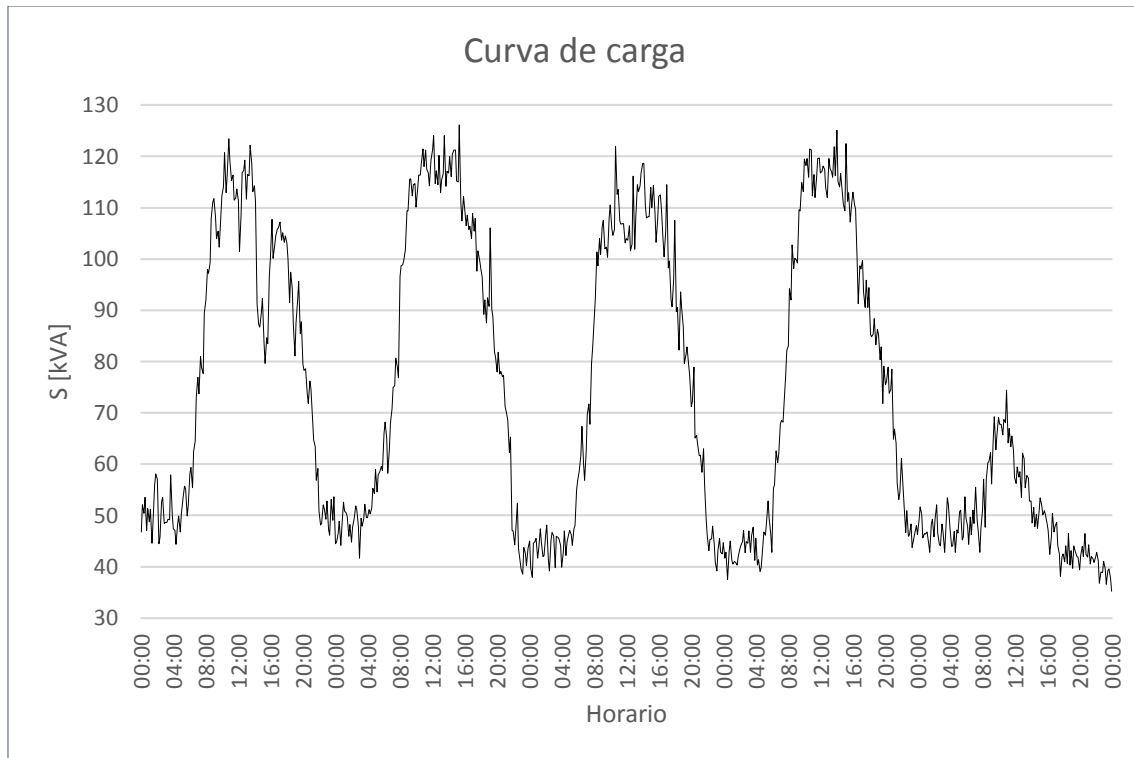


Fig. 7.17. Curva de carga Acometida General Económicas

7.1.1.4 Curva de factor de potencia

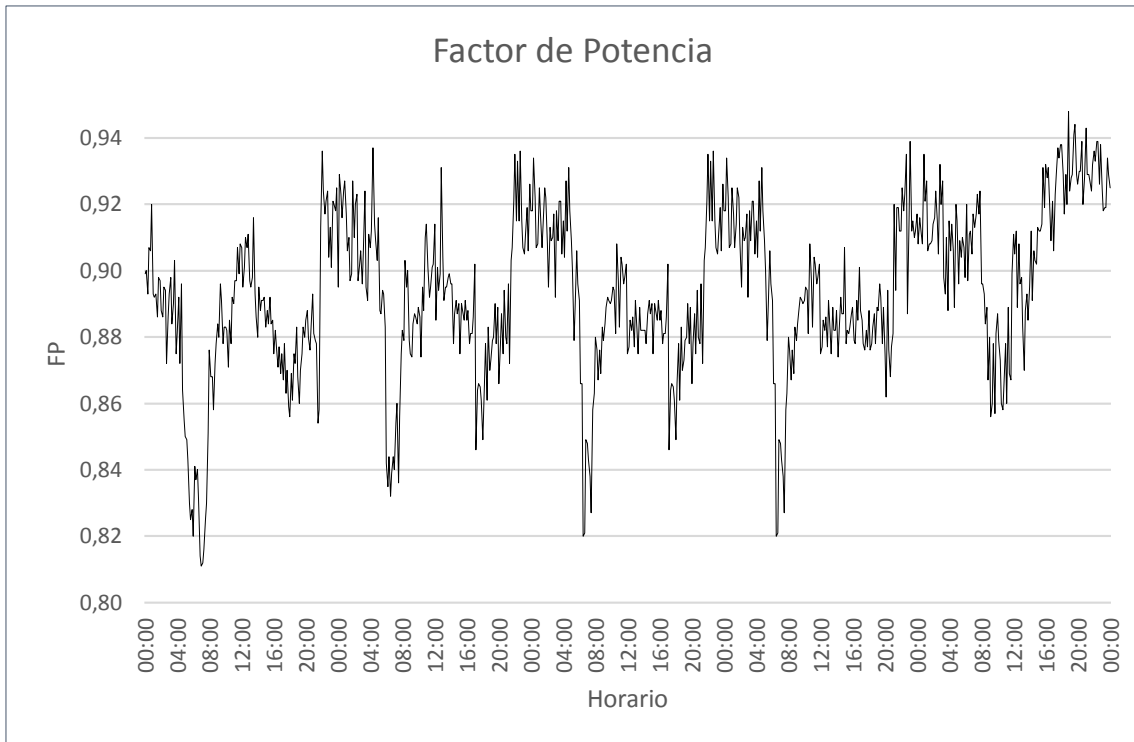


Fig. 7.18. Factor de Potencia Acometida General Económicas

7.1.1.5 Curvas de corrientes

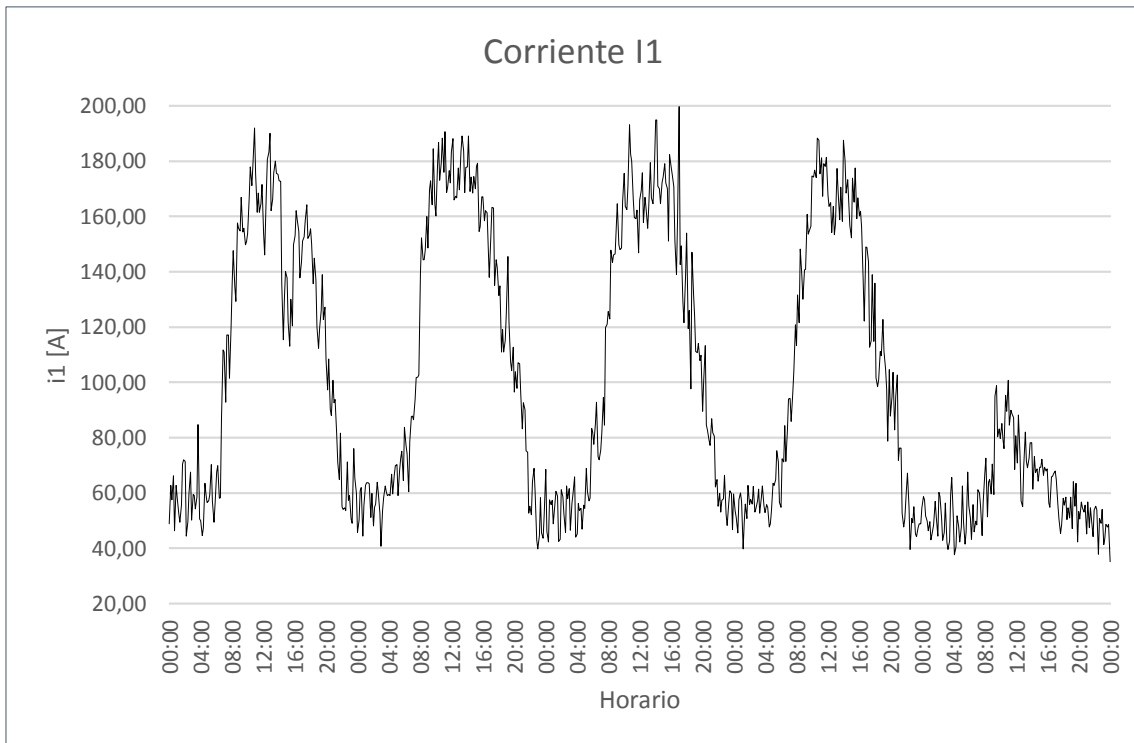


Fig. 7.19. Corriente I1 Acometida General Económicas

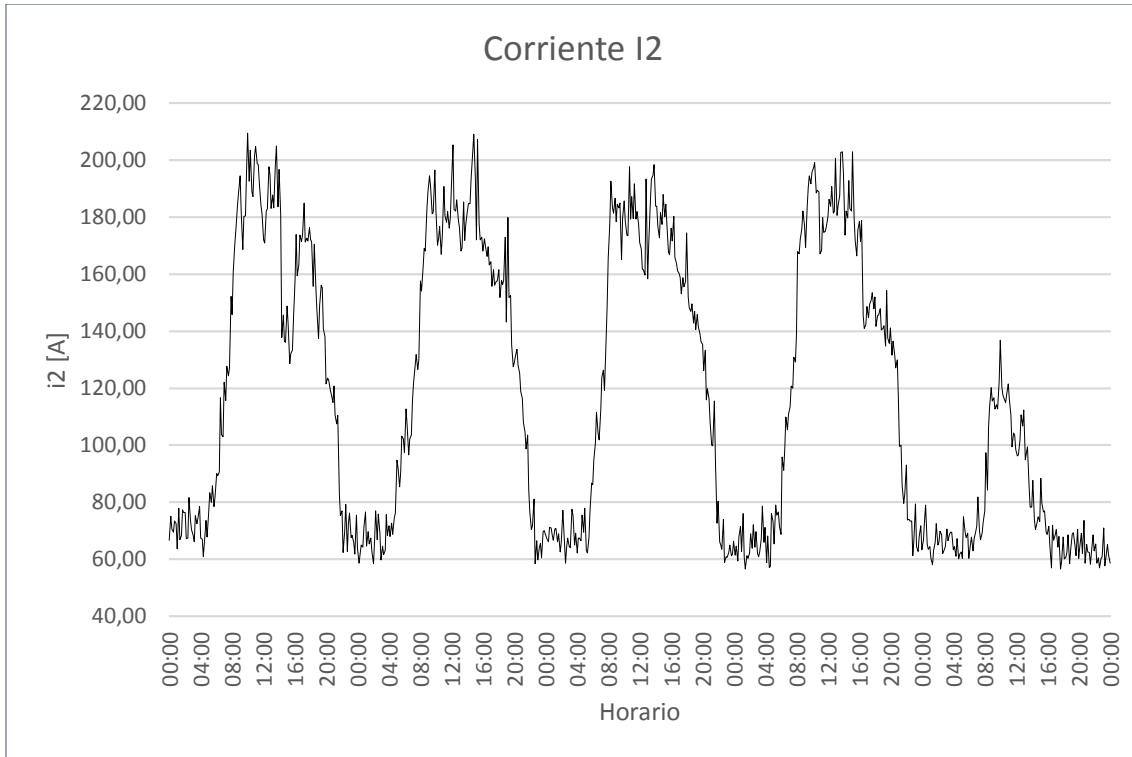


Fig. 7.20. Corriente I2 Acometida General Económicas

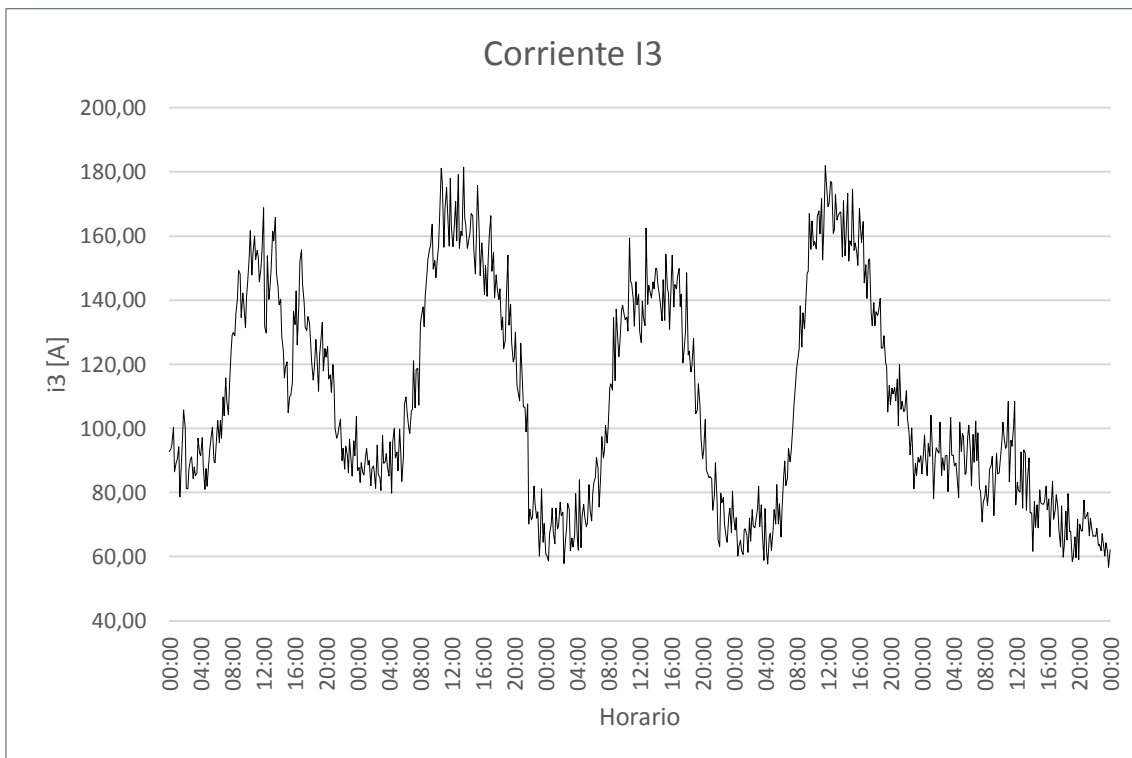


Fig. 7.21. Corriente I3 Acometida General Económicas

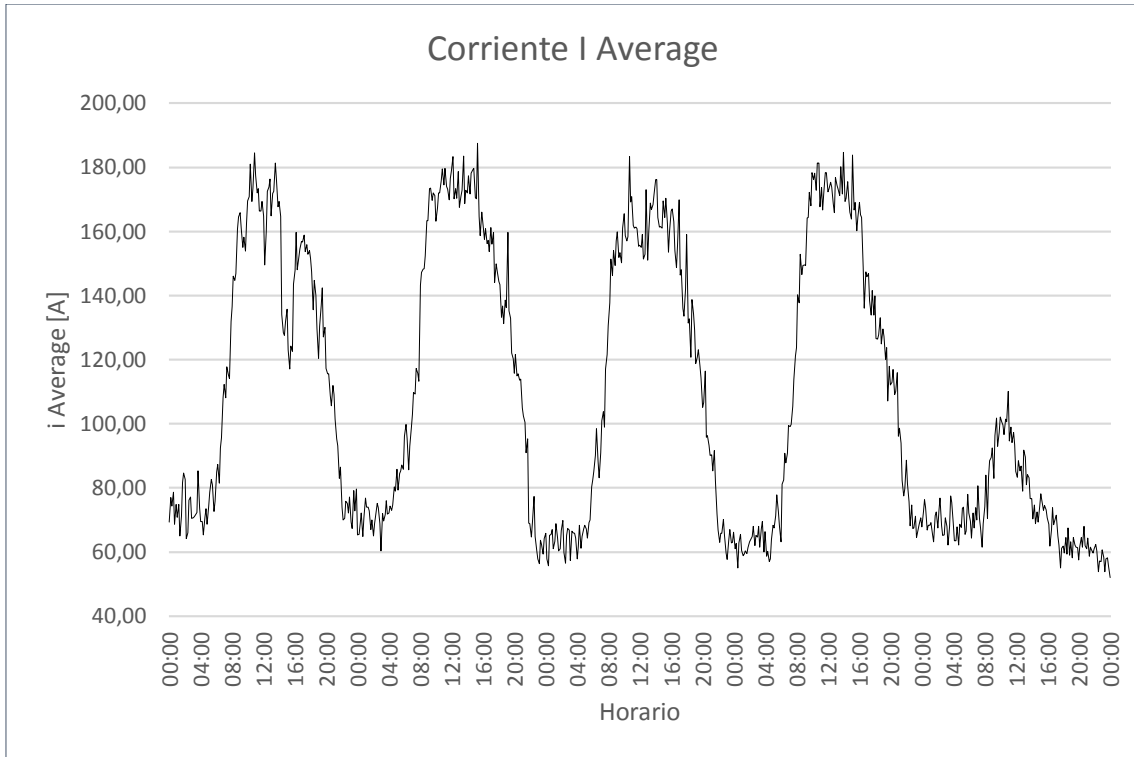


Fig. 7.22. Corriente I Average Acometida General Económicas

7.1.1.6 Curva de THD

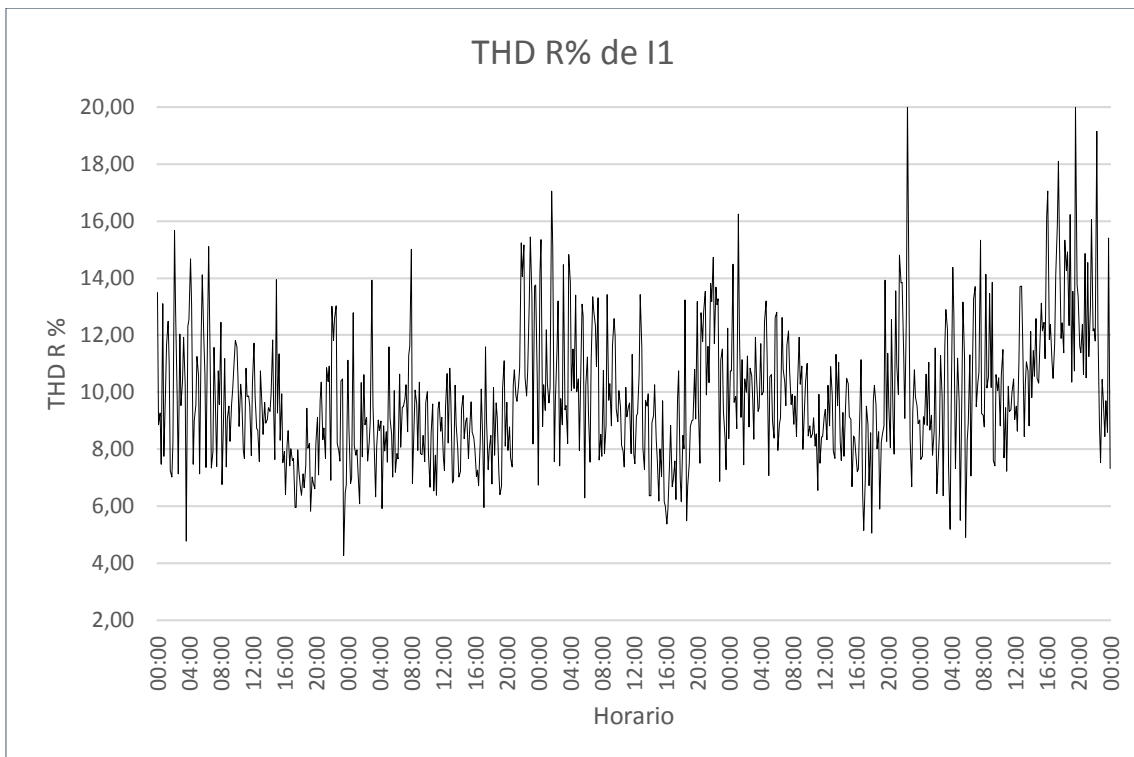


Fig. 7.23. THD R % de I1 Acometida General Económicas

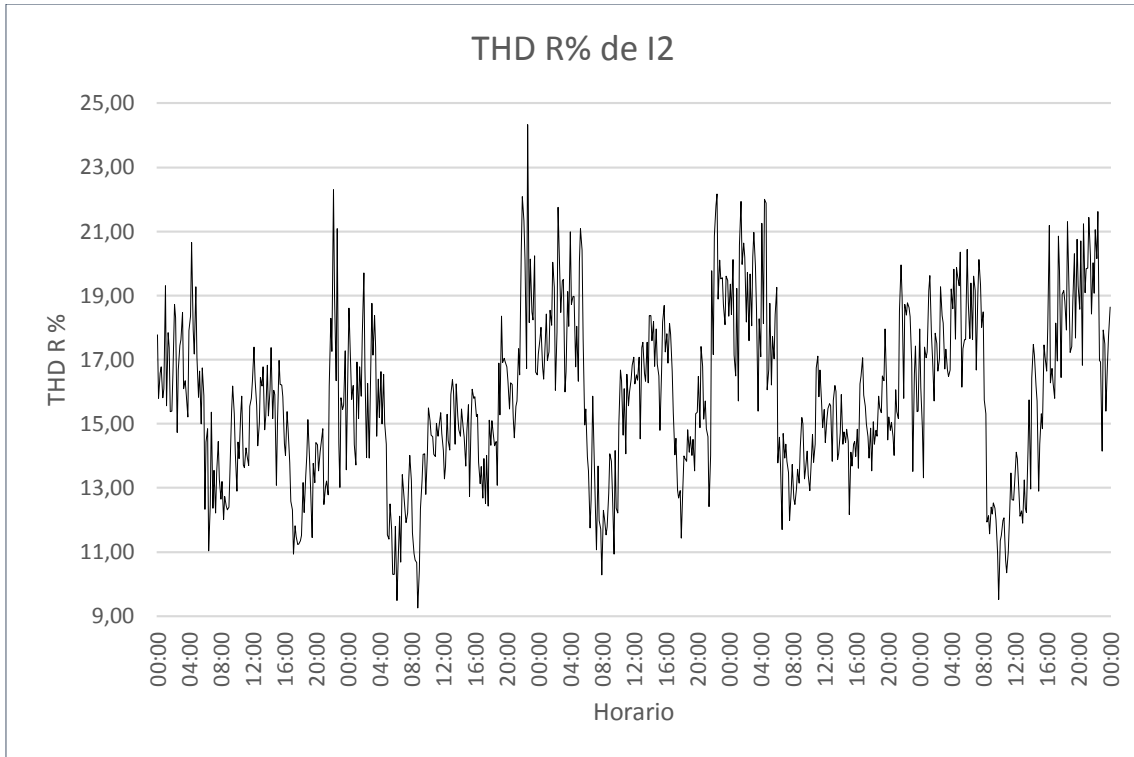


Fig. 7.24. THD R % de I2 Acometida General Económicas

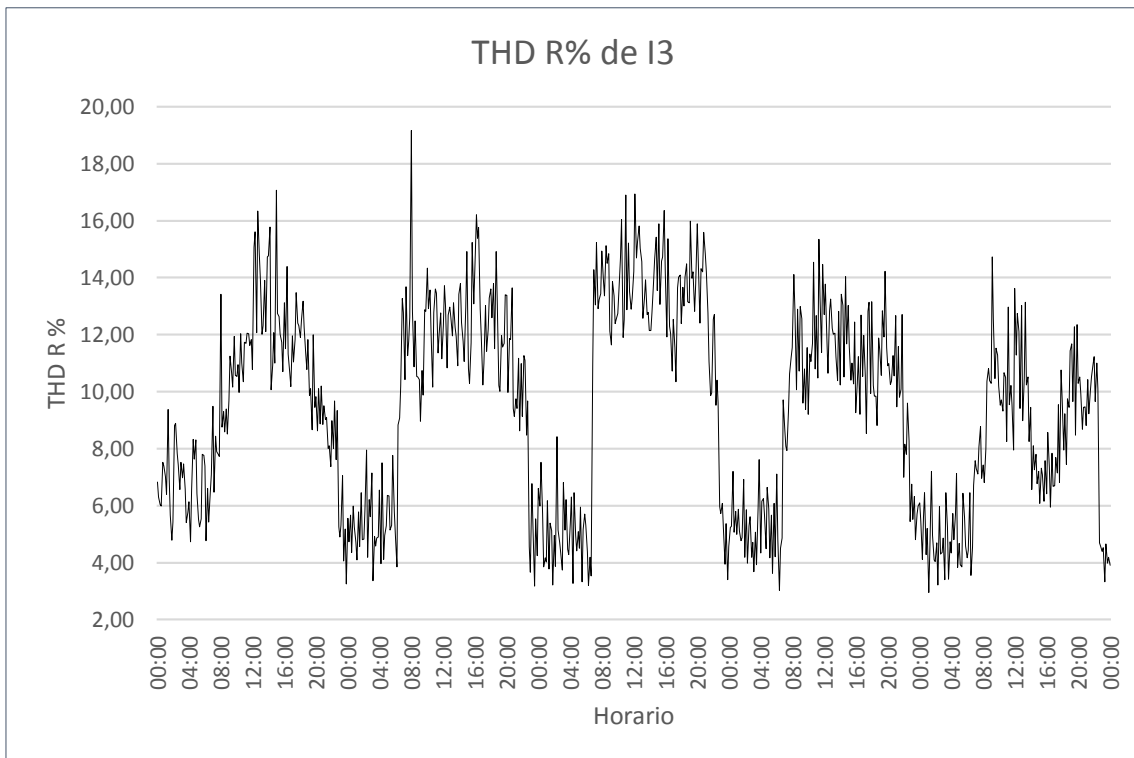


Fig. 7.25. THD R % de I3 Acometida General Económicas

7.1.1.7 Análisis – Acometida General Económicas

Al observar la forma de onda de las corrientes en distintos horarios del día (Fig. 8.1 a 8.16) se puede ver que para las fases la misma mantiene la forma senoidal, con algunos picos.

La fase más afectada es la N° 2 ya que como puede observarse en la Tabla 2, en tres de los cuatro momentos del día considerados su THDf es el mayor de las tres fases.

Haciendo un análisis por franjas horarias se observa en la Tabla 2 que el mayor valor de THDf corresponde al de la fase 2 en el horario de 8:00 p.m. (Fig. 8.14).

En el conductor de neutro, el fenómeno es muy distinto: la corriente se encuentra muy distorsionada, alejándose mucho de la forma senoidal en todos los horarios considerados (Fig. 8.4, 8.8 y 8.12).

En los gráficos no se puede saber a simple vista el desequilibrio de las fases ya que no es posible analizar el mismo observando valores pico. Para ese análisis se tiene que observar el valor RMS de la señal, el cual tiene en cuenta además de la fundamental a todos los armónicos.

Los valores eficaces de las corrientes para dichos horarios se resumen en la Tabla 2. Se observa que el mayor desequilibrio se da en el horario de las 8:00 p.m. en el cual $\frac{I_{2\text{ RMS}} - I_{1\text{ RMS}}}{I_{2\text{ RMS}}} \cdot 100 = 20,81 \%$.

La curva de carga - Fig. 8.17 - es la esperada para este tipo de instalación. Se observa como el nivel de consumo máximo se da entre las 12:00 del mediodía y las 4:00 de la tarde. Esta situación es muy distinta a la que tendría una instalación tipo residencial, donde el consumo máximo estaría en el horario de tarde-noche.

Hay una tendencia diaria de consumo dentro de los días hábiles de la semana comenzando aproximadamente de las 8:00 a.m. hasta las 8:00 p.m. cuando decrece sustancialmente. Se observa también que el día sábado, respecto de los otros días, no se tiene un consumo considerable, siendo este de aproximadamente la mitad.

El factor de potencia - Fig. 8.18 - también posee forma cíclica. Entre las 4:00 p.m. y las 8 p.m. el mismo presenta un mínimo que se repite todos los días de la semana, a excepción de los sábados.

Los valores observados de factor de potencia, no se encuentran dentro de lo admisible. De todas formas, esta acometida cuenta aguas arriba con un equipo automático de compensación de factor de potencia compuesto por un banco de capacitores que mantiene el mismo en la cercanía de 0.97. De este modo no se perturban las redes de distribución, ya que no se inyecta energía reactiva en exceso y se cumple con lo exigido por la empresa distribuidora para usuarios de categoría T3. La única desventaja de este tipo de compensación es que, dentro de la instalación eléctrica, esa energía reactiva continúa circulando, con las desventajas que esto conlleva.

Las corrientes - Fig. 8.19, 8.20, 8.21 y 8.22 -, también poseen una forma cíclica que se repite los días hábiles de la semana. Se puede observar que las fases 1 y 2 tienen un comportamiento similar mientras que la fase 3 tiene un comportamiento diferente para cada día de la semana, desequilibrando aún más al sistema.

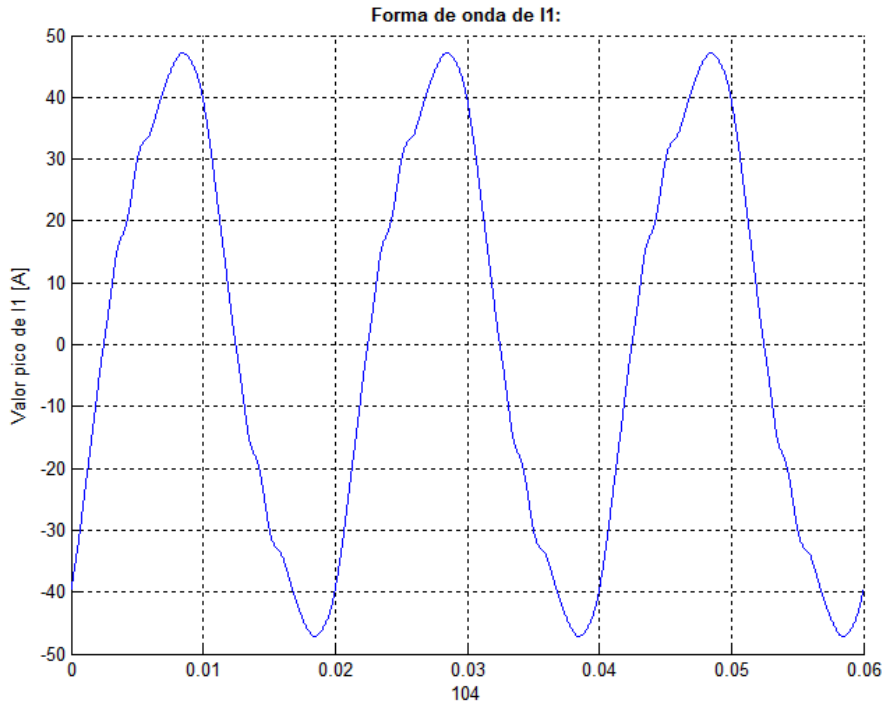
Además, comparando las Fig. 8.19, 8.20 y 8.21 se observa que la fase 3 se encuentra menos cargada que las otras dos, pero tiene un mínimo mayor. Durante la noche, la corriente normal que aporta esta fase ronda los 80 Ampere mientras que para las otras fases los 50 Ampere.

El THDR_i se encuentra entre el 5 y 15% para la fase 1 y 3, y entre el 10 y 20% para la fase 2. La variación más brusca del mismo se da para la fase 3, lo cual era esperable observando las variaciones de corriente.

7.1.2 Instituto de Investigaciones Biológicas (I.I.B.)

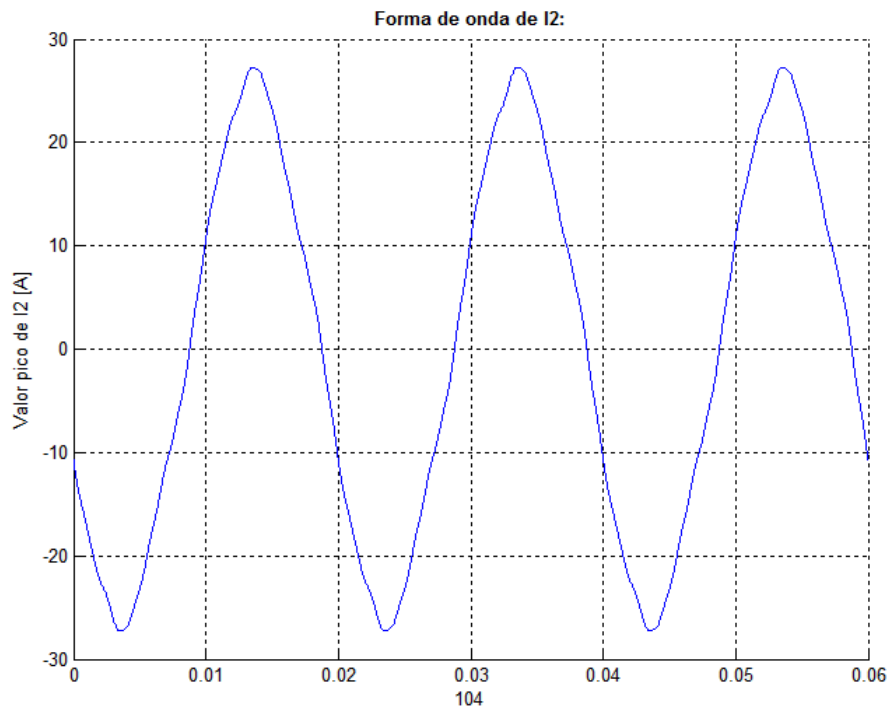
7.1.2.1 Formas de onda de corriente

Martes 09/09/2014– 8:00 a.m.



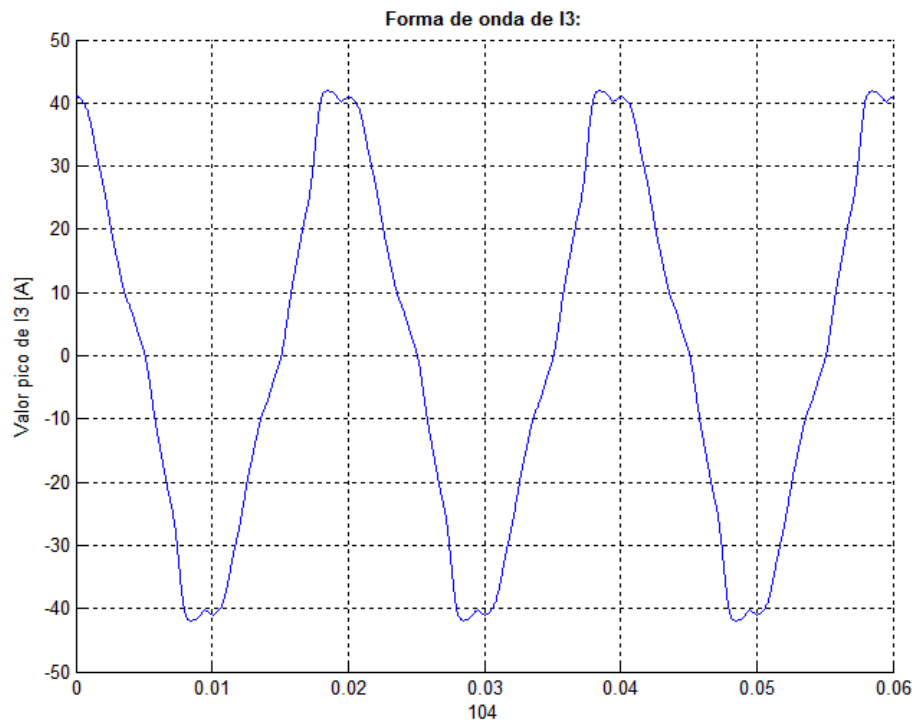
$$I_{RMS} = 32.65[A] \quad THD_f = 10.14 [\%]$$

Fig. 7.26. Forma de onda de I1. 8:00 a.m.



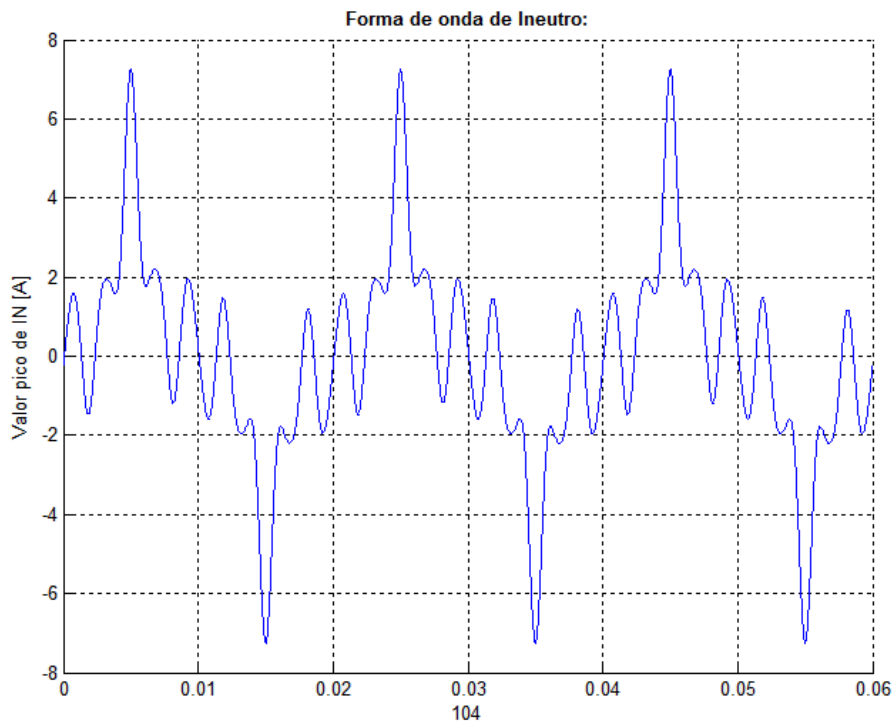
$$I_{RMS} = 18.19[A] \quad THD_f = 5.42 [\%]$$

Fig. 7.27. Forma de onda de I2. 8:00 a.m.



$$I_{RMS} = 28.43[A] \quad THD_f = 12.02 [\%]$$

Fig. 7.28. Forma de onda de I3. 8:00 a.m.



$$I_{RMS} = 5.2254[A]$$

Fig. 7.29. Forma de onda de Ineutro. 8:00 a.m.

Martes 09/09/2014- 12:00 p.m.

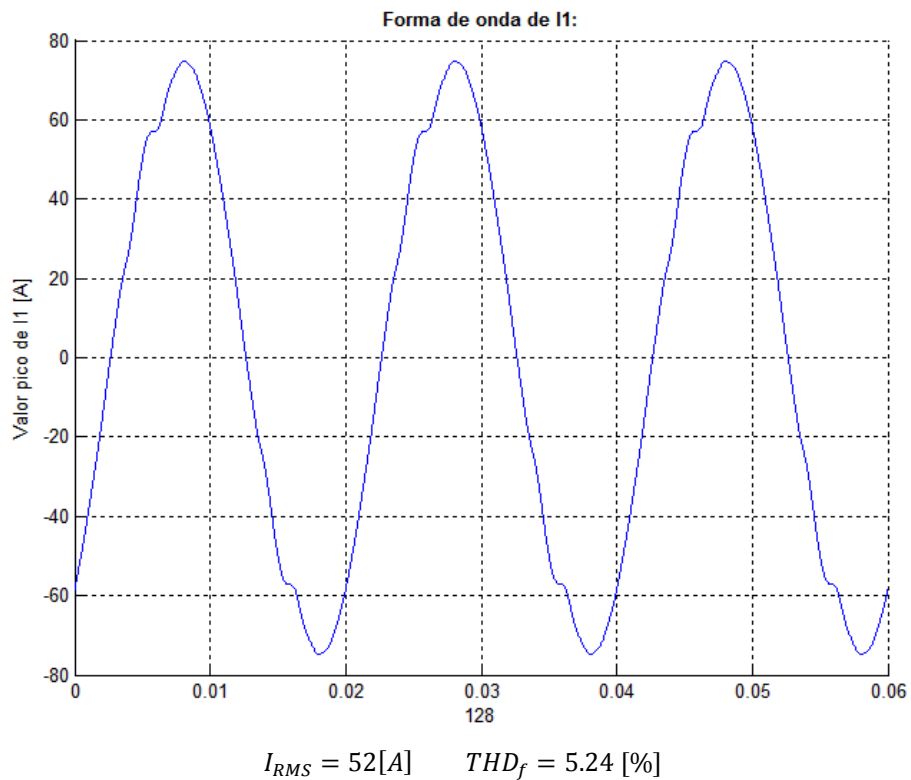


Fig. 7.30. Forma de onda de I1. 12:00 p.m.

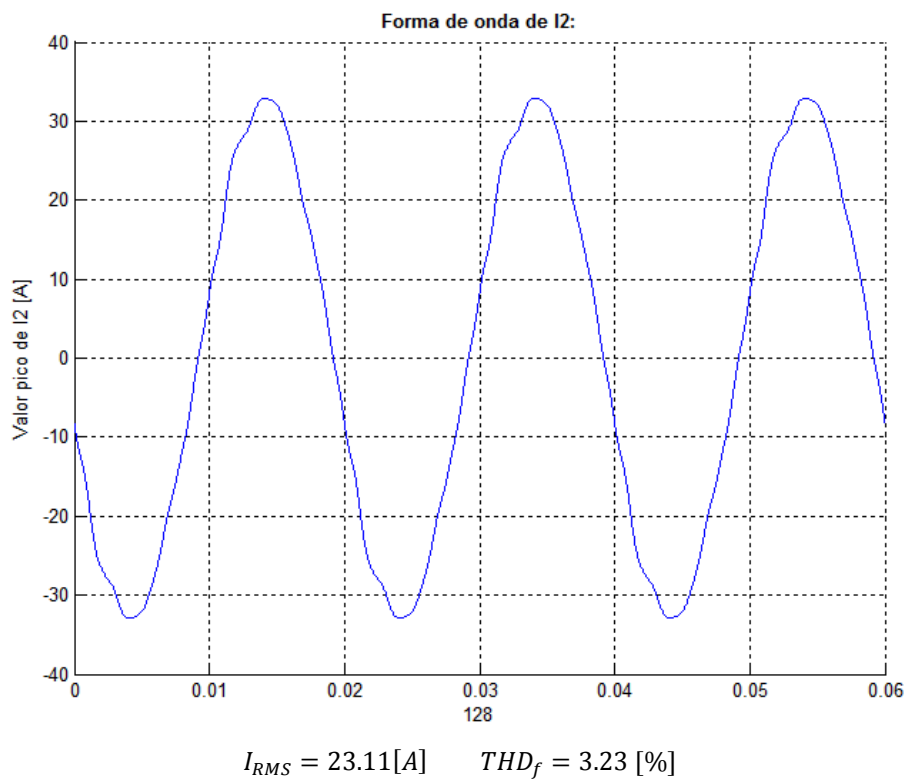
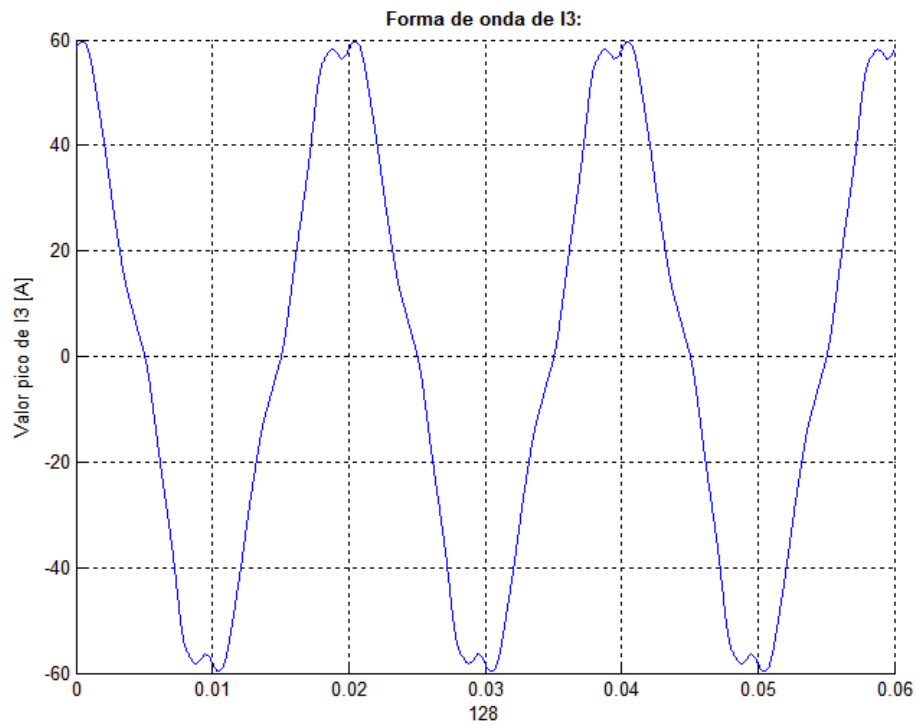
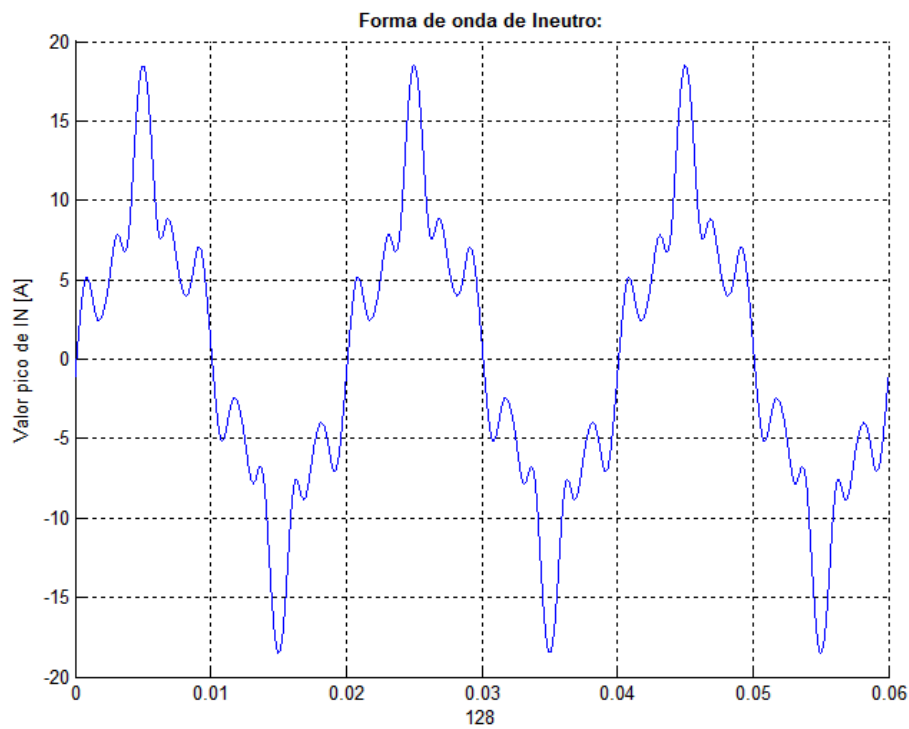


Fig. 7.31. Forma de onda de I2. 12:00 p.m.



$$I_{RMS} = 41.05[A] \quad THD_f = 10.23 [\%]$$

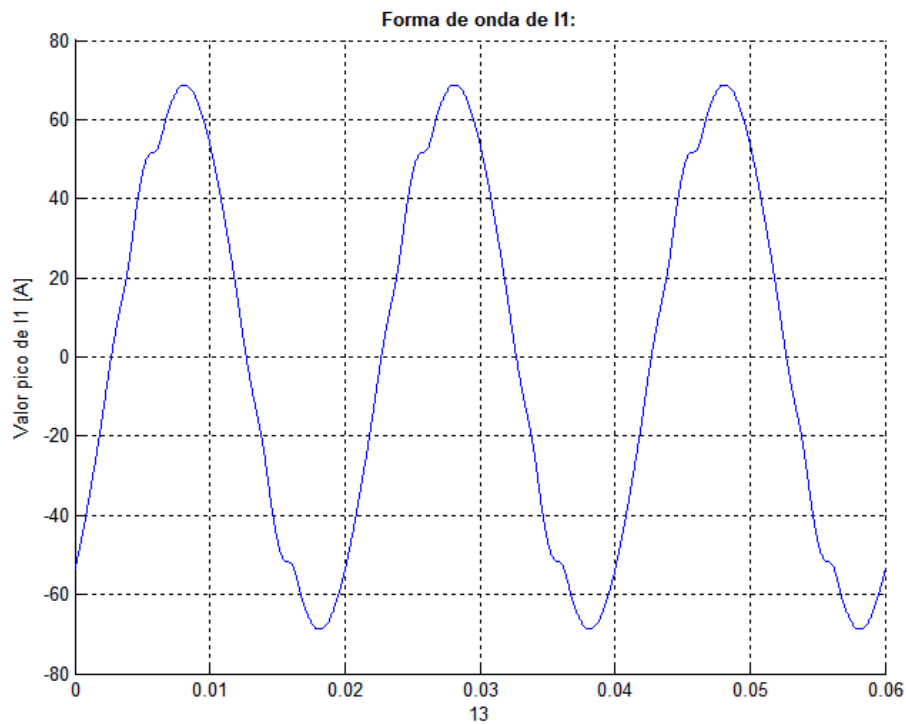
Fig. 7.32. Forma de onda de I3. 12:00 p.m.



$$I_{RMS} = 14.034 [A]$$

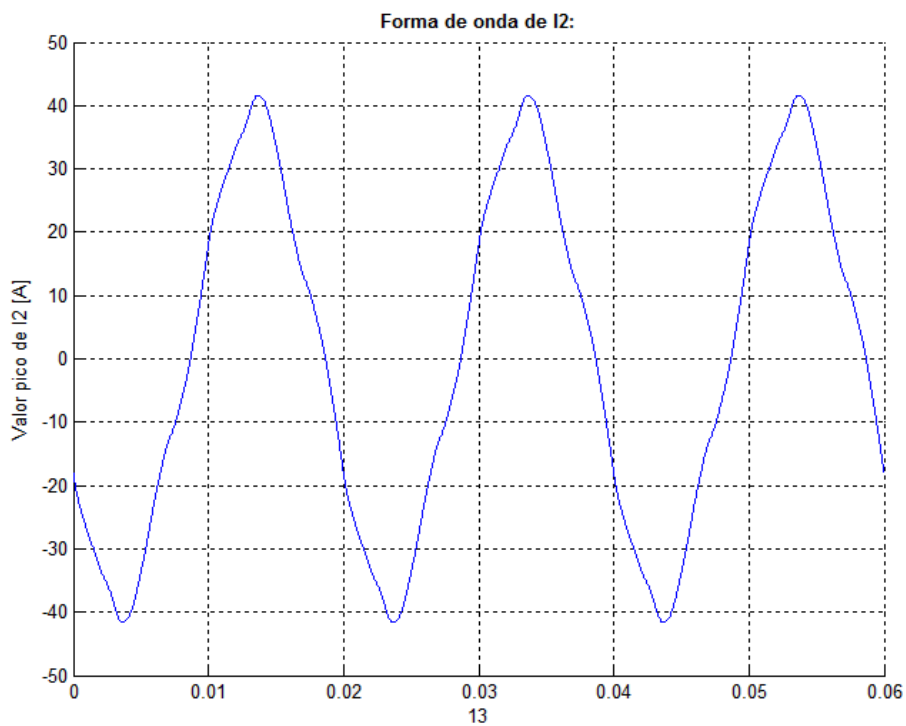
Fig. 7.33. Forma de onda de Ineutro. 12:00 p.m.

Martes 09/09/2014- 4:00 p.m.



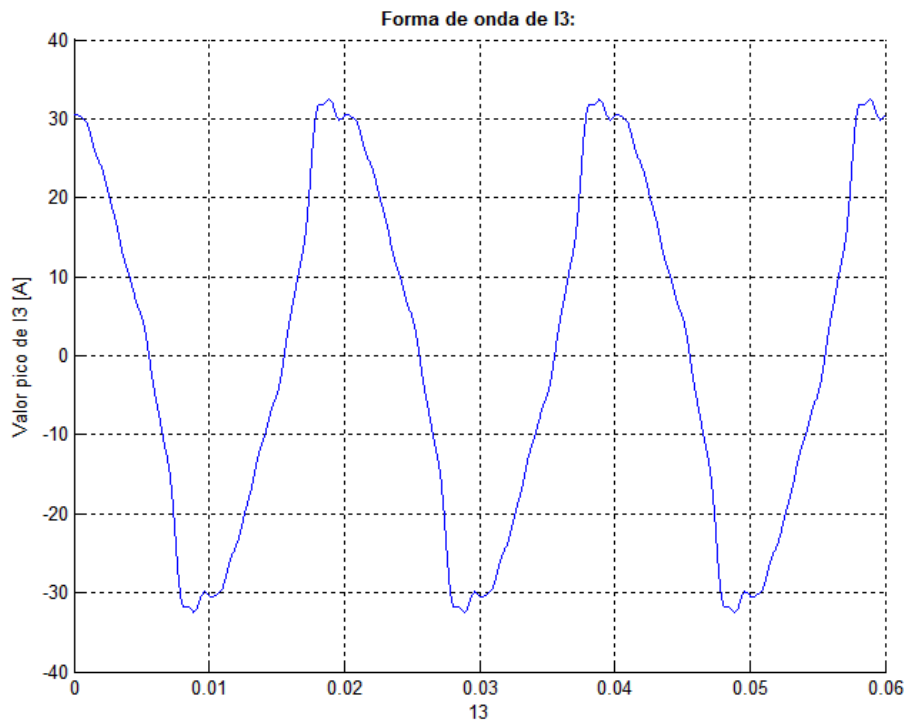
$$I_{RMS} = 47.87[A] \quad THD_f = 5.02 [\%]$$

Fig. 7.34. Forma de onda de I1. 4:00 p.m.



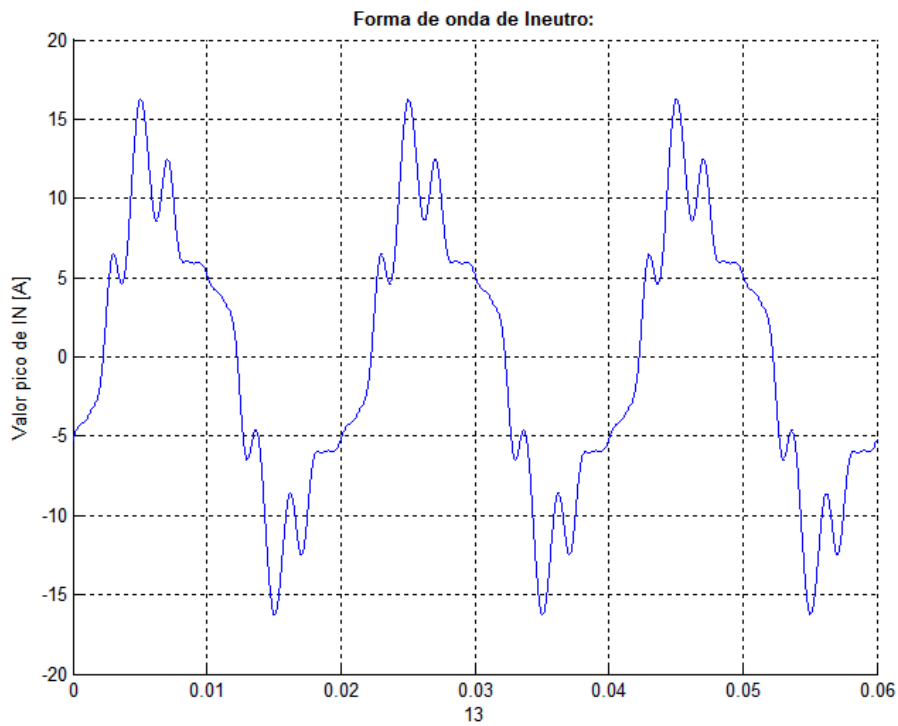
$$I_{RMS} = 26.90[A] \quad THD_f = 9.03 [\%]$$

Fig. 7.35. Forma de onda de I2. 4:00 p.m.



$$I_{RMS} = 22.23[A] \quad THD_f = 13.29 [\%]$$

Fig. 7.36. Forma de onda de I3. 4:00 p.m.



$$I_{RMS} = 28.93[A]$$

Fig. 7.37. Forma de onda de Ineutro. 4:00 p.m.

Martes 09/09/2014- 8:00 p.m.

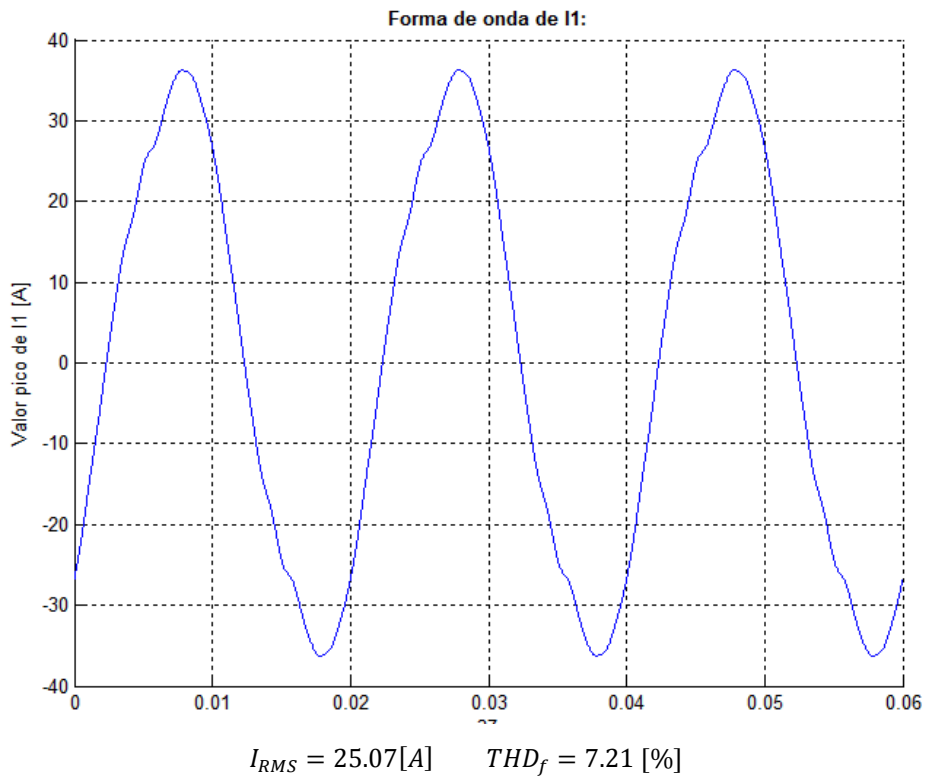


Fig. 7.38. Forma de onda de I1. 8:00 p.m.

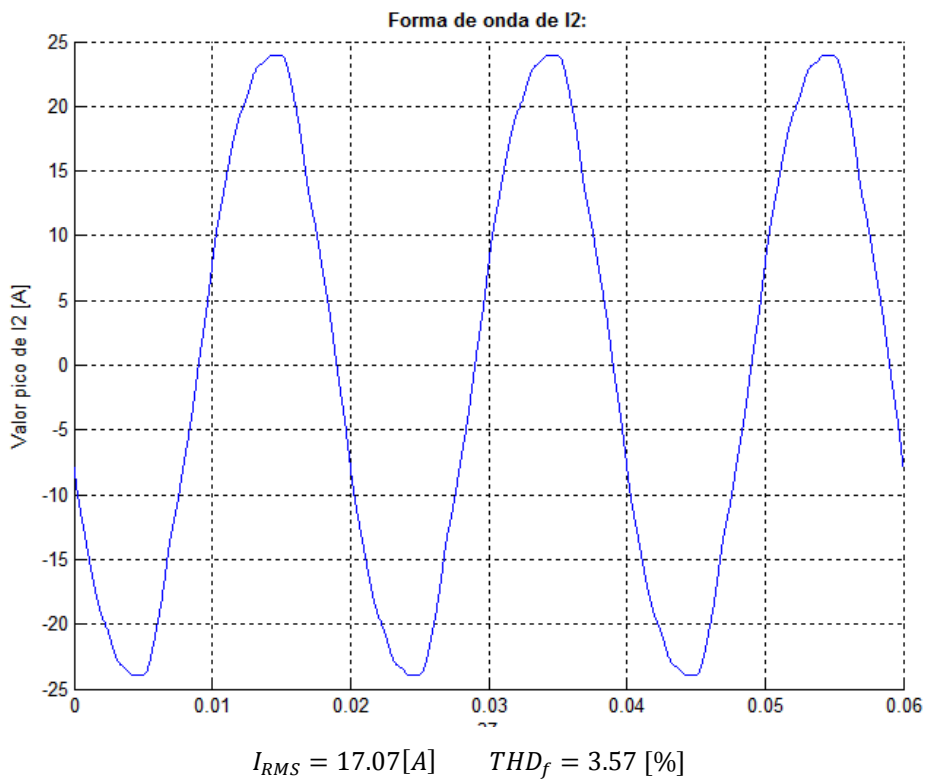


Fig. 7.39. Forma de onda de I2. 8:00 p.m.

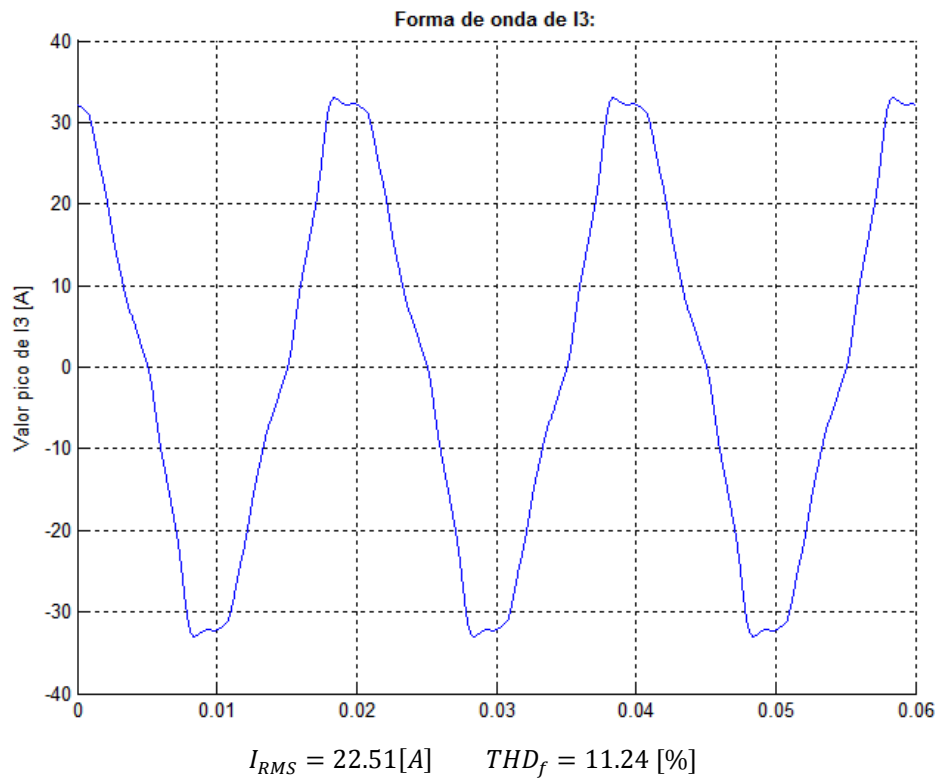


Fig. 7.40. Forma de onda de I3. 8:00 p.m.

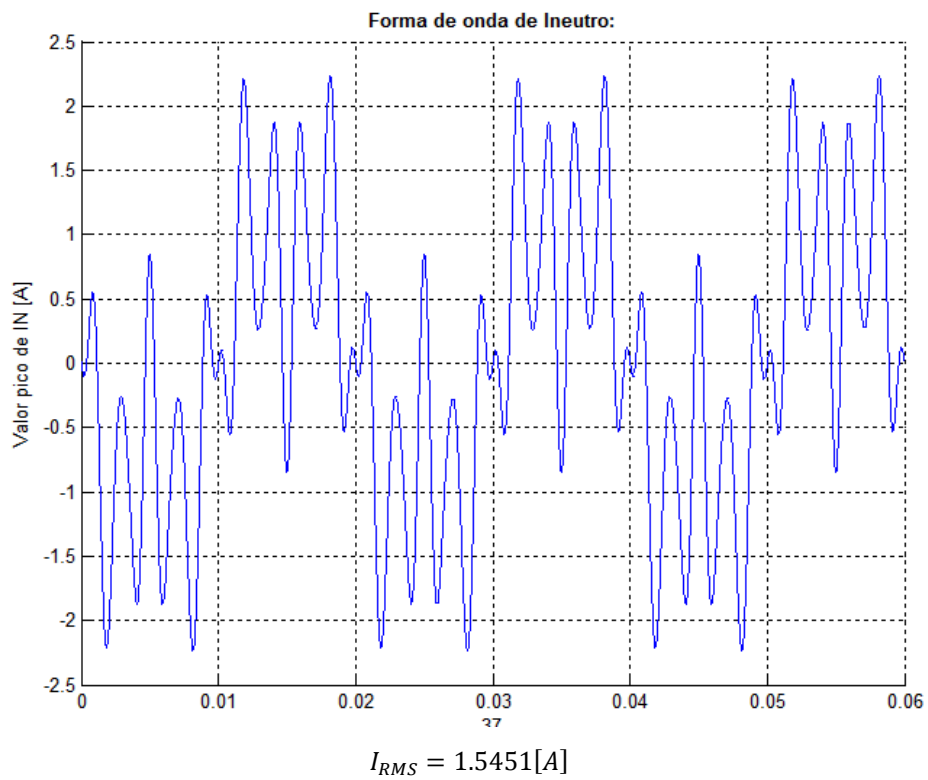


Fig. 7.41. Forma de onda de Ineutro. 8:00 p.m.

7.1.2.2 Resumen de valores presentes en las formas de onda previas (I.I.B.)

En la Tabla 3 se resumen los valores de corriente (RMS) y de distorsión armónica para las formas de onda previas correspondientes al Instituto de Investigaciones Biológicas, en sus cuatro horarios.

Horario	Fase 1 (I1)		Fase 2 (I2)		Fase 3 (I3)		Neutro
	I RMS [A]	THDf [%]	I RMS [A]	THDf [%]	I RMS [A]	THDf [%]	I RMS [A]
08:00 a.m.	32.64	10.14	18.19	9.42	28.43	12.01	5.2254
12:00 p.m.	52	5.24	23.11	3.23	41.05	10.23	14.034
04:00 p.m.	47.87	5.02	26.9	9.03	22.23	13.29	28.93
08:00 p.m.	25.07	7.21	17.07	3.57	22.51	11.24	1.5451

Tabla 3. Resumen de los valores en las formas de onda para el Instituto de Inv. Biológicas

7.1.2.3 Curva de carga

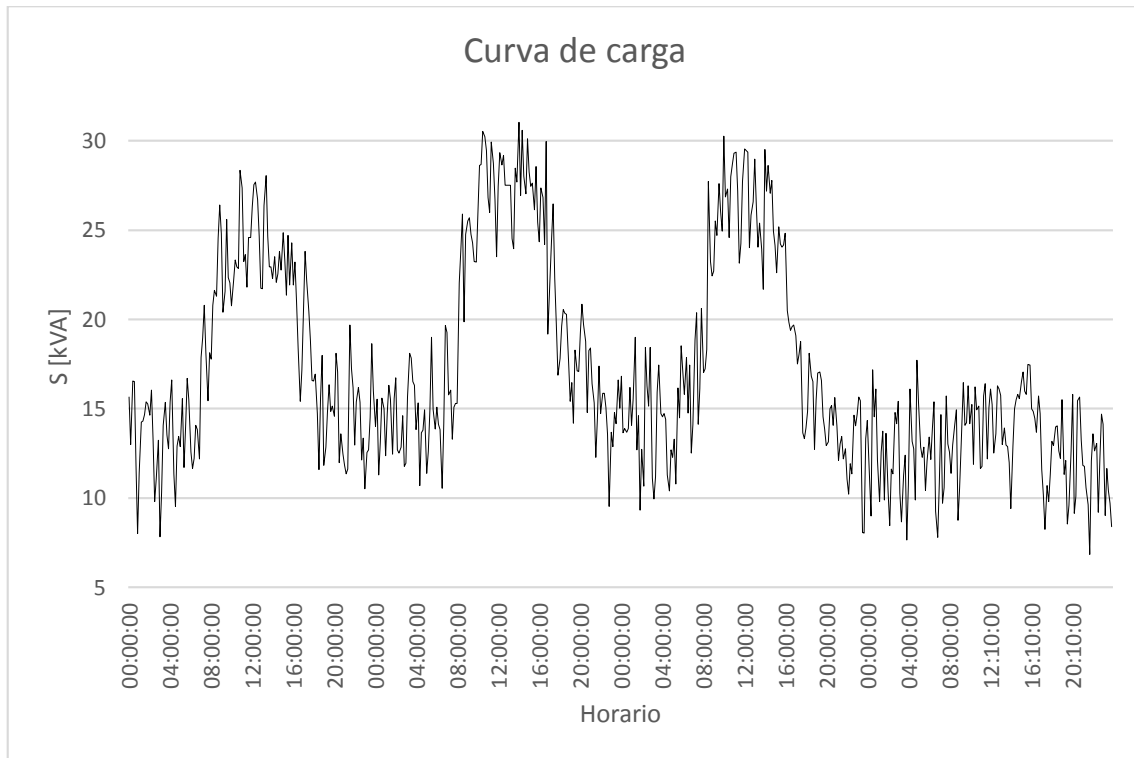


Fig. 7.42. Curva de carga Instituto de Investigaciones Biológicas

7.1.2.4 Curva de factor de potencia

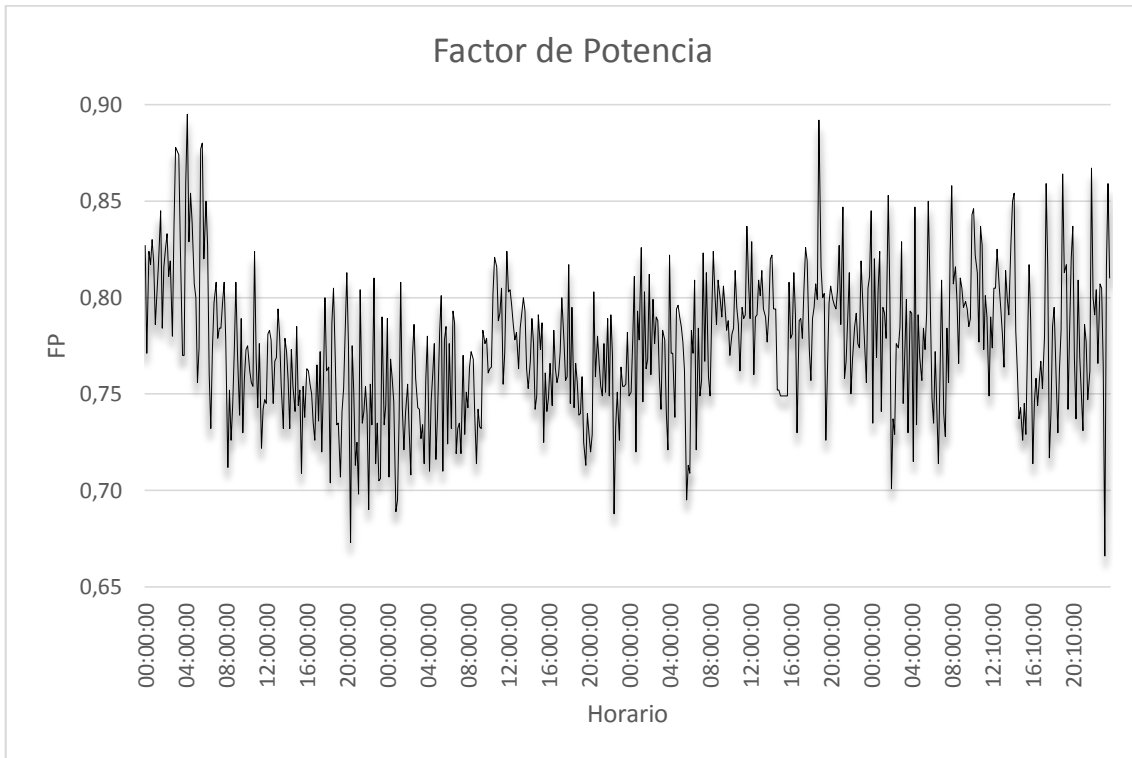


Fig. 7.43. Factor de potencia Instituto de Investigaciones Biológicas

7.1.2.5 Curva de corrientes

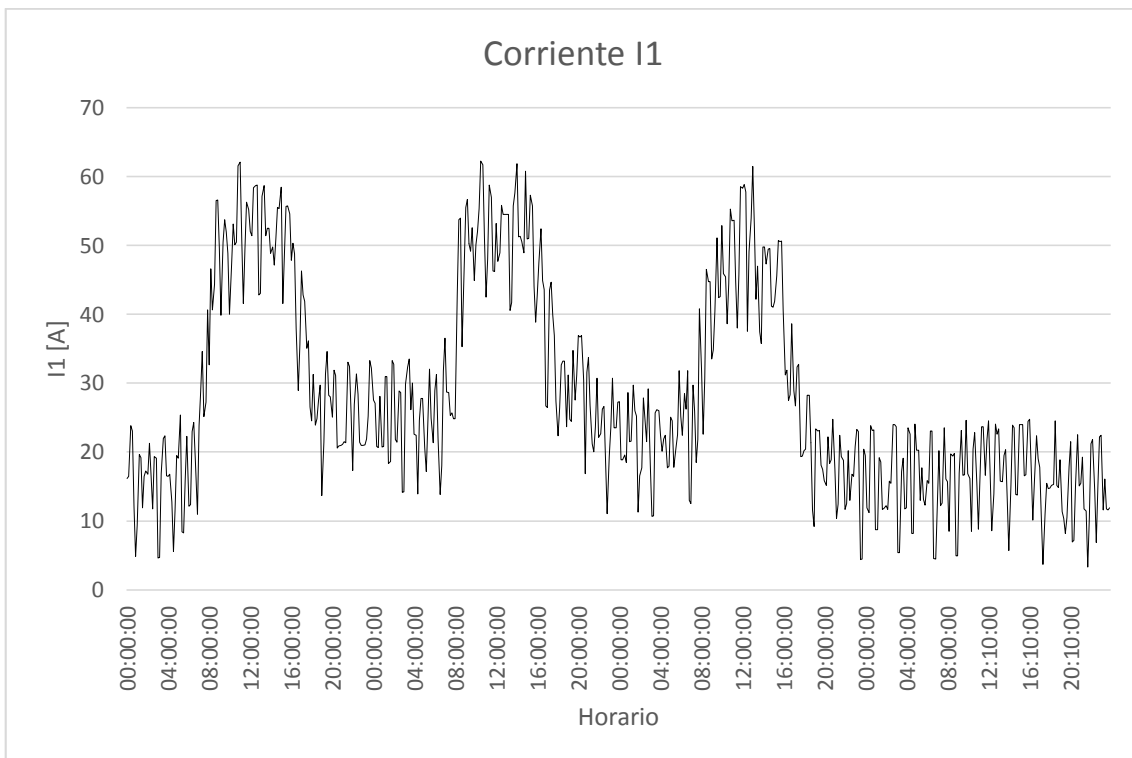


Fig. 7.44. Corriente I1 Instituto de Investigaciones Biológicas

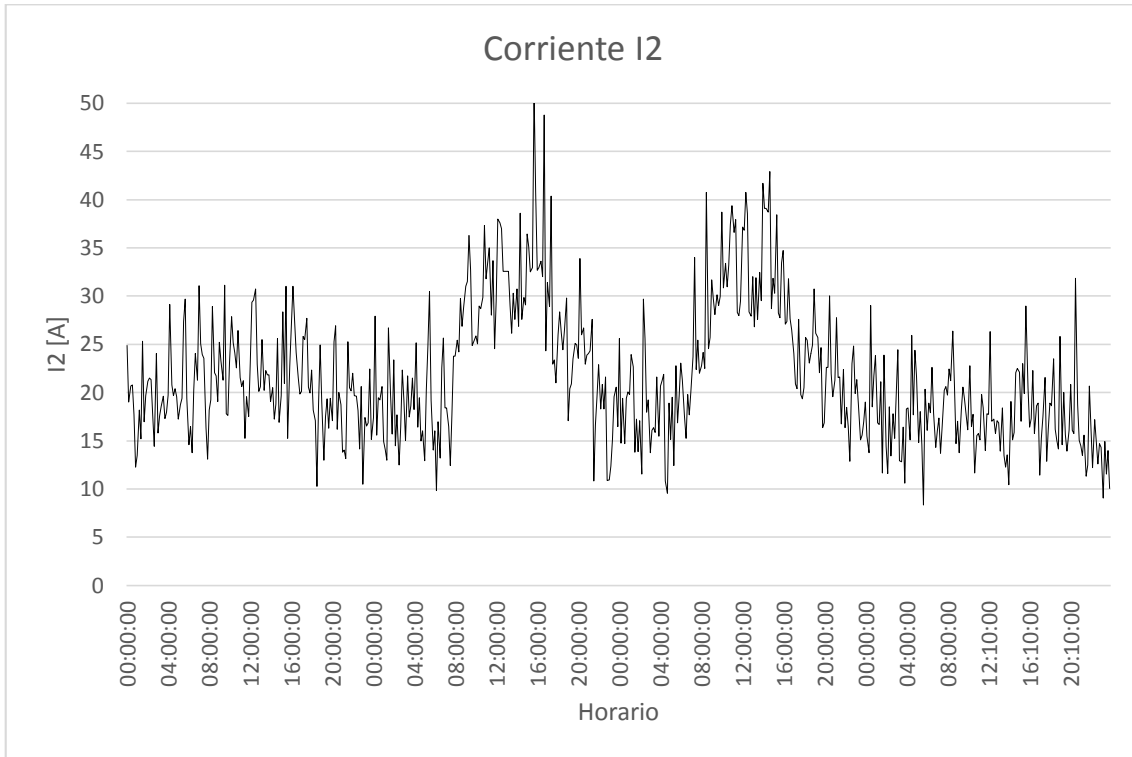


Fig. 7.45. Corriente I2 Instituto de Investigaciones Biológicas

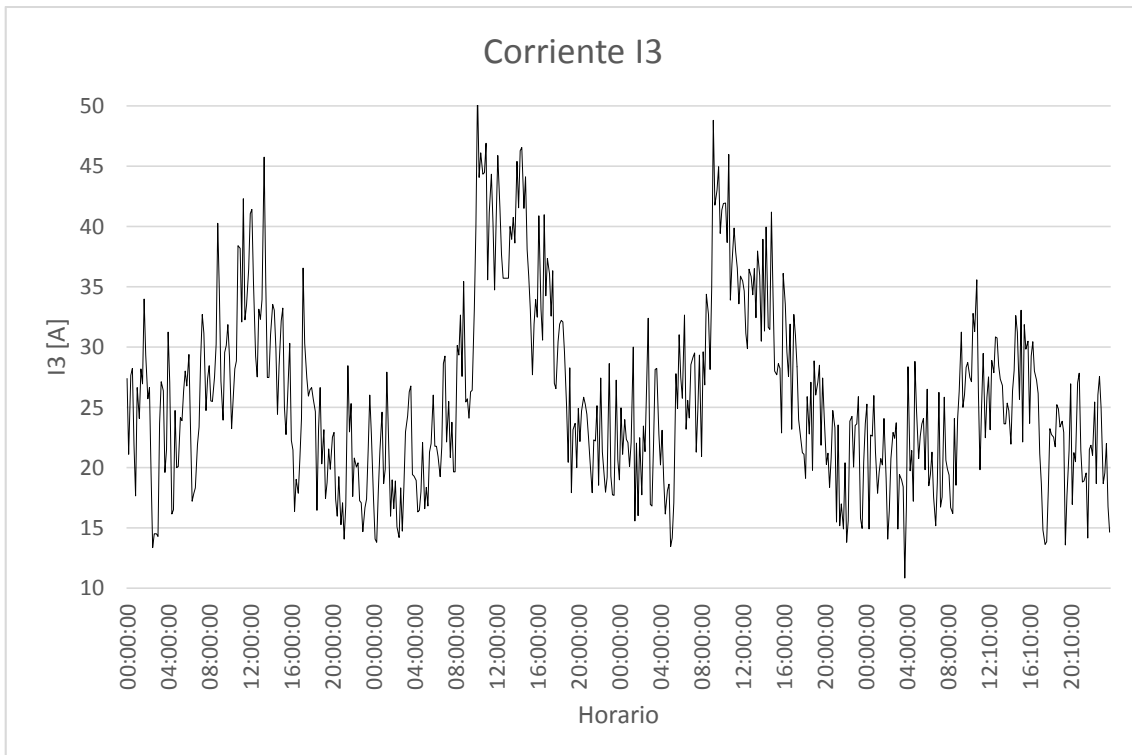


Fig. 7.46. Corriente I3 Instituto de Investigaciones Biológicas

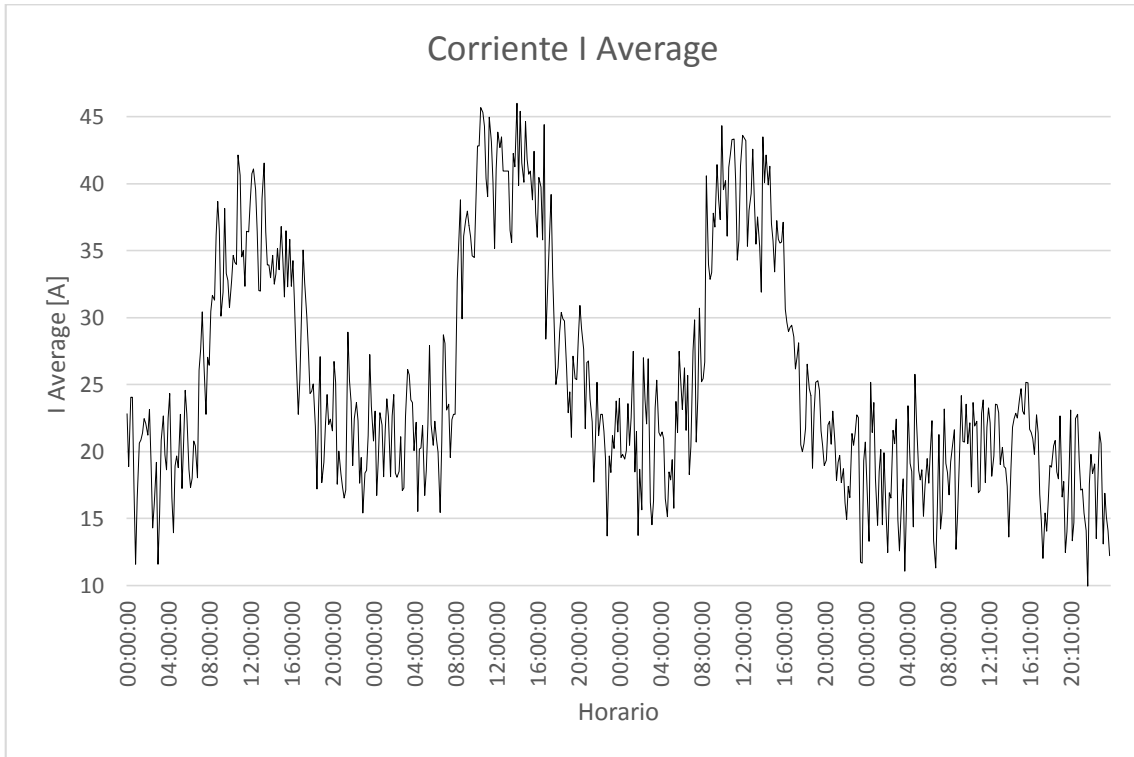


Fig. 7.47. Corriente I Average Instituto de Investigaciones Biológicas

7.1.2.6 Curva de THD

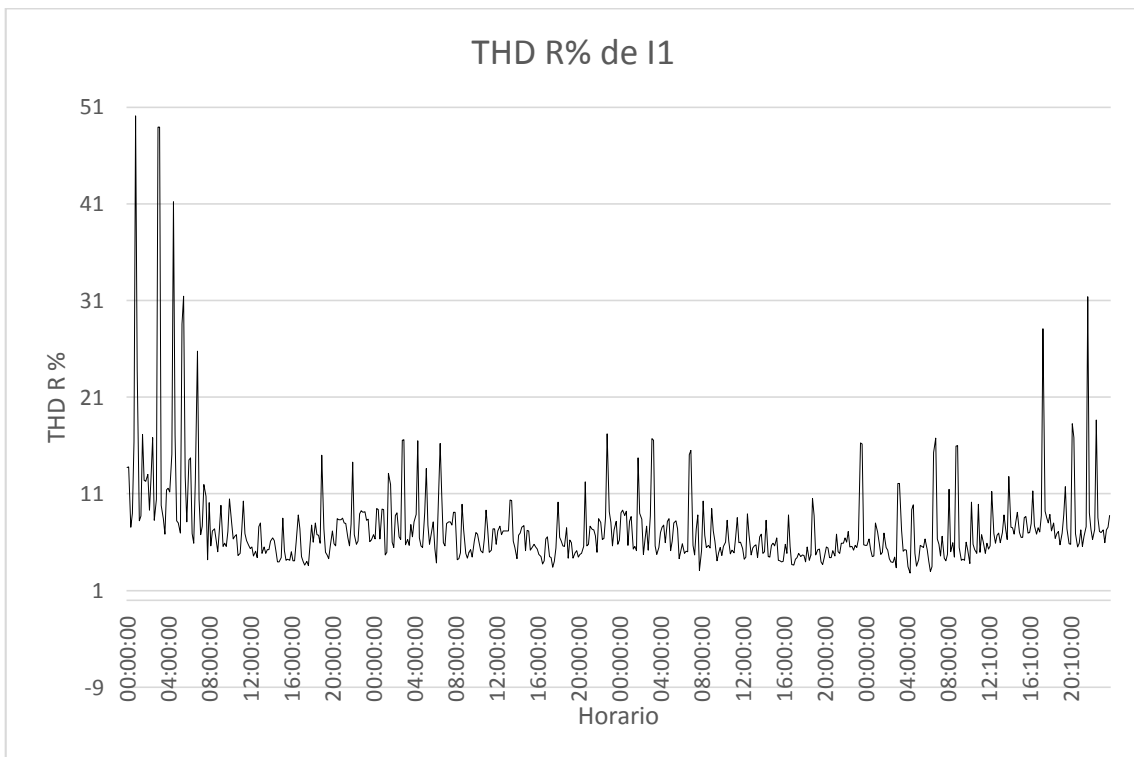


Fig. 7.48. THD R % de I1 Instituto de Investigaciones Biológicas

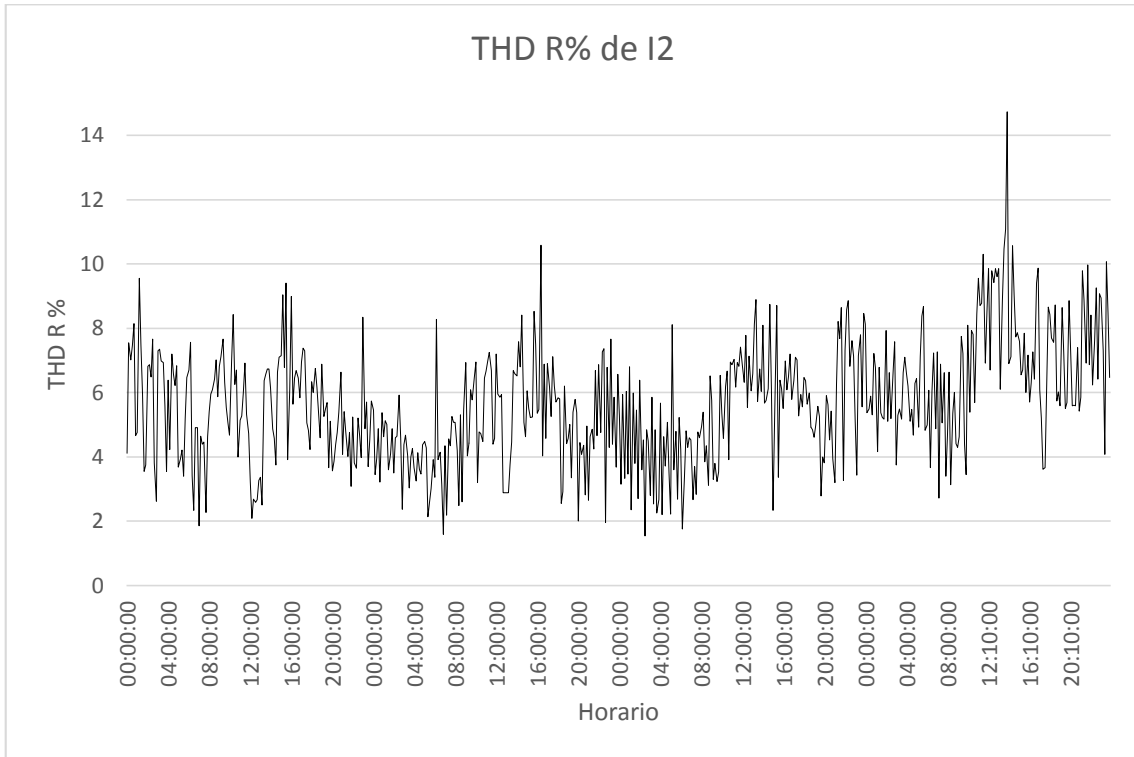


Fig. 7.49. THD R % de I2 Instituto de Investigaciones Biológicas

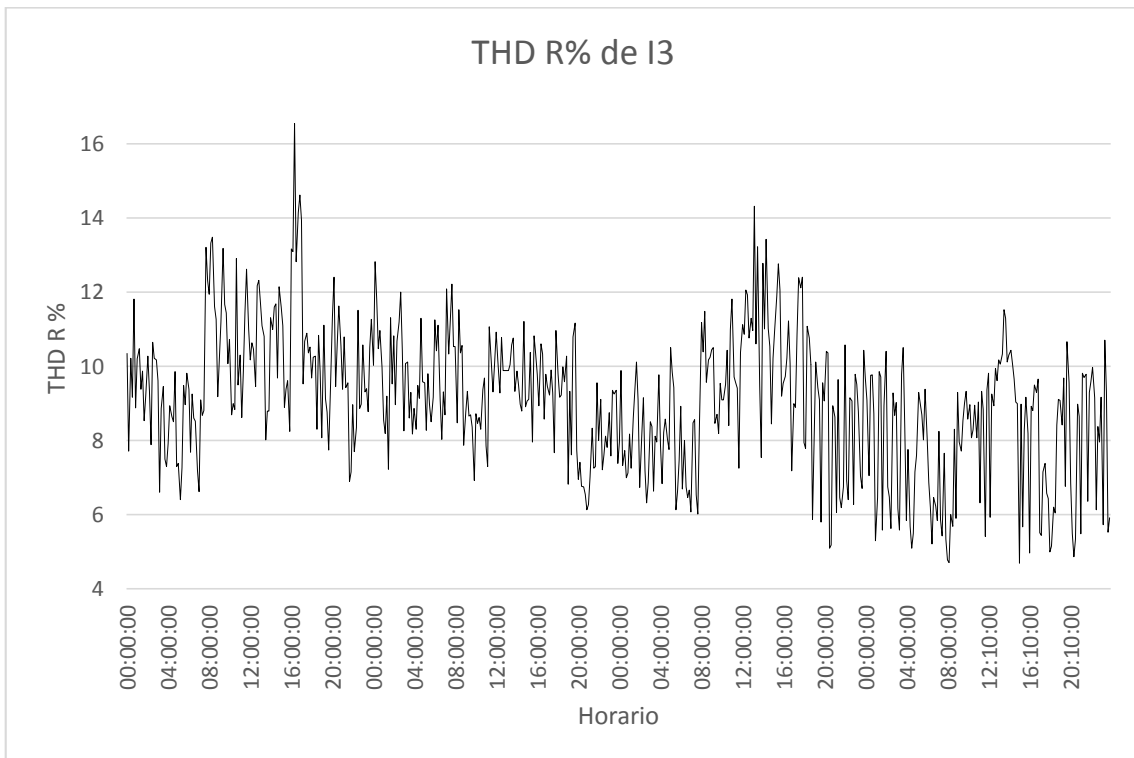


Fig. 7.50. THD R % de I3 Instituto de Investigaciones Biológicas

7.1.2.7 Análisis – Instituto de Investigaciones Biológicas (I.I.B.)

Al observar la forma de onda de las corrientes en distintos horarios del día, Fig. 8.26 a 8.41, se puede ver que para las fases la misma mantiene la forma senoidal.

La fase más afectada es la N°3 ya que como puede observarse en la Tabla 3, en los cuatro horarios del día analizados su THDf es el mayor en relación a las otras dos fases.

Haciendo un análisis por franjas horarias se observa en la Tabla 3 que el mayor valor de THDf corresponde al horario de las 04:00 p.m. (Fig. 8.36).

En el conductor de neutro a diferencia de las fases, la corriente se encuentra muy distorsionada (Fig. 8.29, 8.33, 8.37 y 8.41).

Para analizar el desequilibrio de fases es conveniente recurrir a la Tabla 3 para así comparar los valores de I RMS. Se observa que el mayor desequilibrio se da en el horario de las 04:00 p.m. en el cual $\frac{I_{1\text{ RMS}} - I_{3\text{ RMS}}}{I_{1\text{ RMS}}} \cdot 100 = 53,56 \%$.

Analizando la curva de carga - Fig. 8.42 - se observa una tendencia diaria de consumo dentro de los días hábiles de la semana comenzando aproximadamente de las 8:00 a.m. hasta las 8:00 p.m. cuando comienza a decrecer el mismo. Se observa también que el día sábado, respecto de los otros días, no se tiene un consumo considerable siendo este de aproximadamente la mitad.

El factor de potencia - Fig. 8.43 - no advierte ningún tipo de patrón de repetición, sino que varía en forma descontrolada durante toda la semana. Esto se debe a que en el IBB se alimentan distintos equipos eléctricos/electrónicos utilizados en investigación, con características muy distintas.

Los valores observados, no se encuentran dentro de lo admisible. De todas formas, esta acometida cuenta aguas arriba con un equipo automático de compensación como se explicó anteriormente.

En los gráficos de variación de corriente - Fig. 8.44, 8.45, 8.46 y 8.47 - se observa que las 3 fases se comportan de manera diferente en el transcurso del día, sin embargo, el comportamiento se aproxima bastante en la noche y la madrugada.

Como se mencionó anteriormente, el desequilibrio de fases es el principal problema de esta instalación.

Analizando la corriente de neutro llegamos a las mismas conclusiones: la carga en el Instituto de Investigaciones Biológicas se encuentra muy mal repartida entre las tres fases. Para el horario de las 08:00 p.m. la corriente de neutro vale 1,54 Amperes, resultando así la relación $\frac{I_{\text{Neutro}}}{I_{\text{fase menos cargada}}} \cdot 100 = 9\%$ mientras que en el horario de las 04:00 p.m. dicha relación da como resultado 130,14% (Presentando ambos horarios valores de THDf del mismo orden).

Las curvas de THDR% - Fig. 8.48, 8.49 y 8.50 – presentan picos extraños en distintos momentos del día. El caso más notorio es el correspondiente al de la Fig. 8.48. Entre las 00:00 a.m. y las 04:00 a.m. se dan picos muy altos de THDR%.

A ciencia exacta no se puede saber el porqué sin analizar los equipos que estaban prendidos en ese horario (lo que resulta prácticamente imposible y poco útil) pero se

puede atribuir dicho fenómeno al arranque sucesivo de algún equipo gran generador de armónicos.

Como en dicho horario la carga de iluminación es prácticamente nula, la corriente es baja, con lo cual una inyección de algún armónico importante puede dar lugar a valores de THD muy elevados.

7.1.3 Centro de Cómputos

7.1.3.1 Forma de onda de corriente

Martes 16/09/2014– 8:00 a.m.

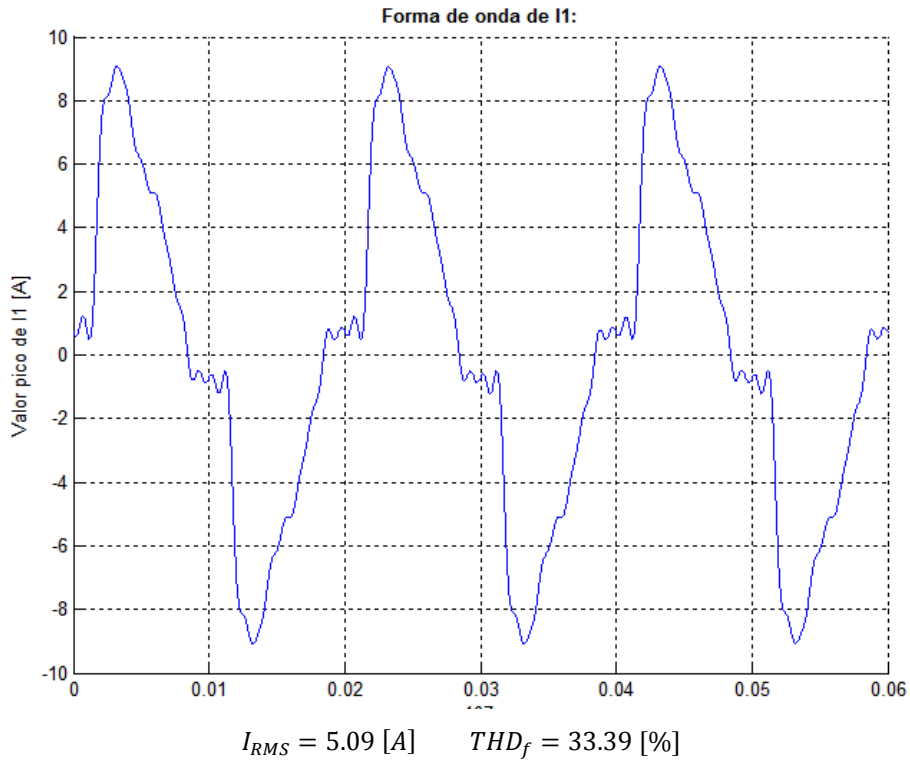


Fig. 7.51. Forma de onda de I1. 8:00 a.m.

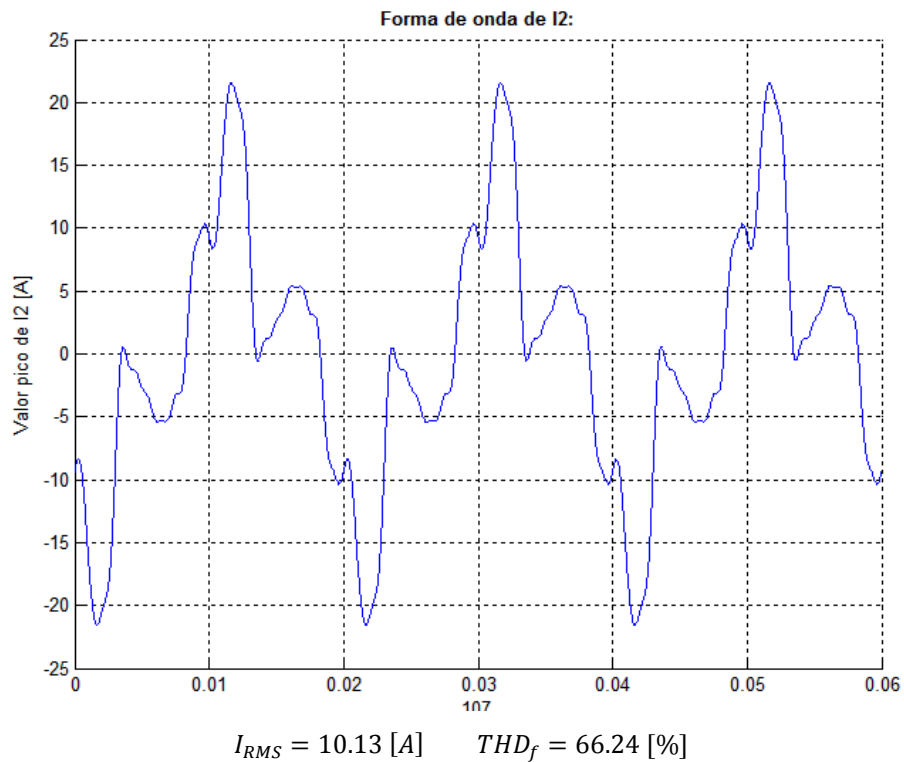


Fig. 7.52. Forma de onda de I2. 8:00 a.m.

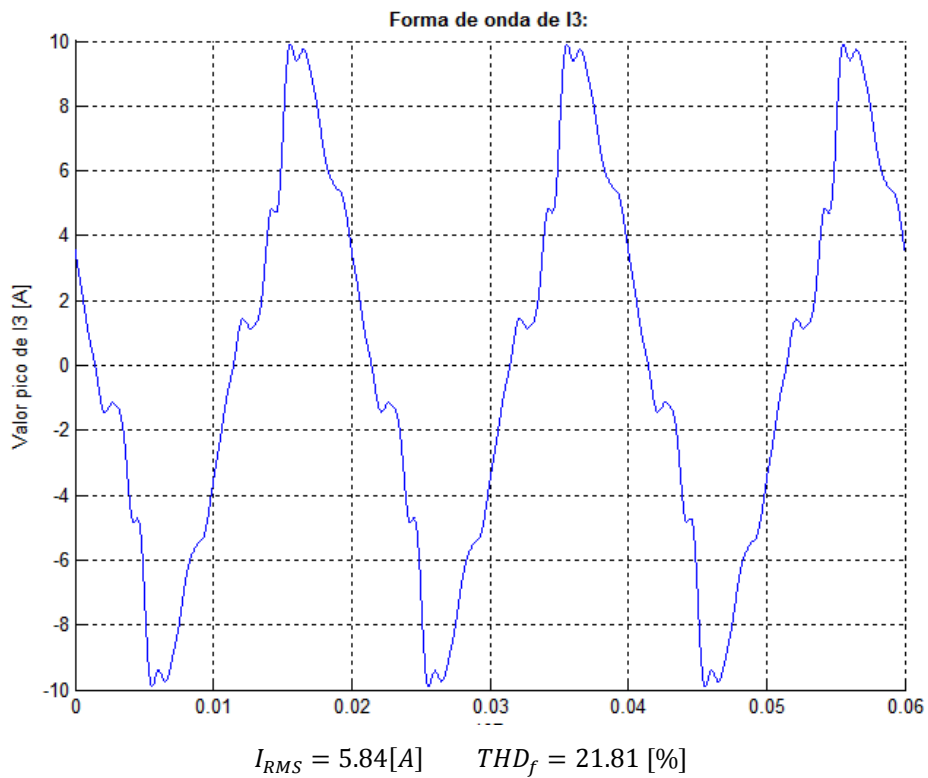


Fig. 7.53. Forma de onda de I3. 8:00 a.m.

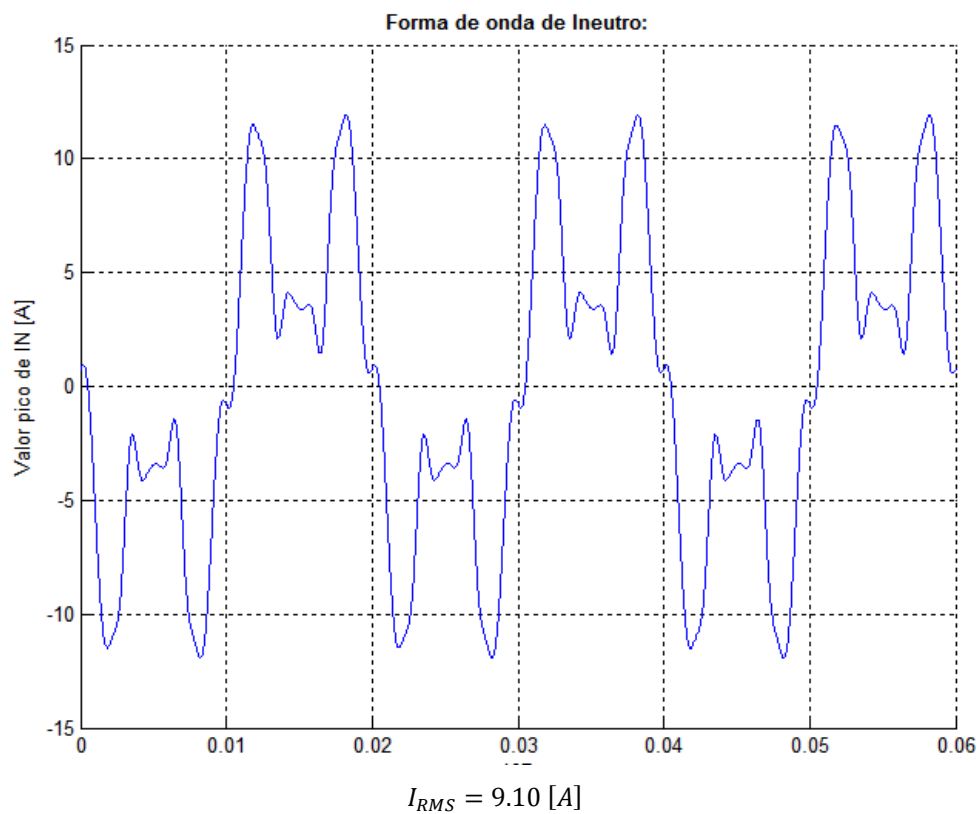
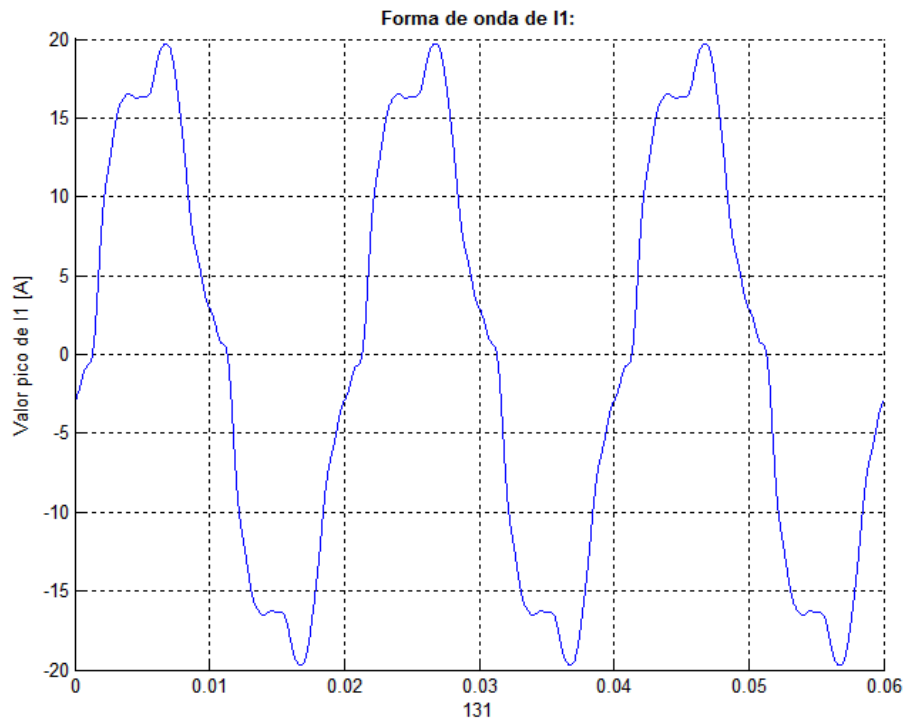


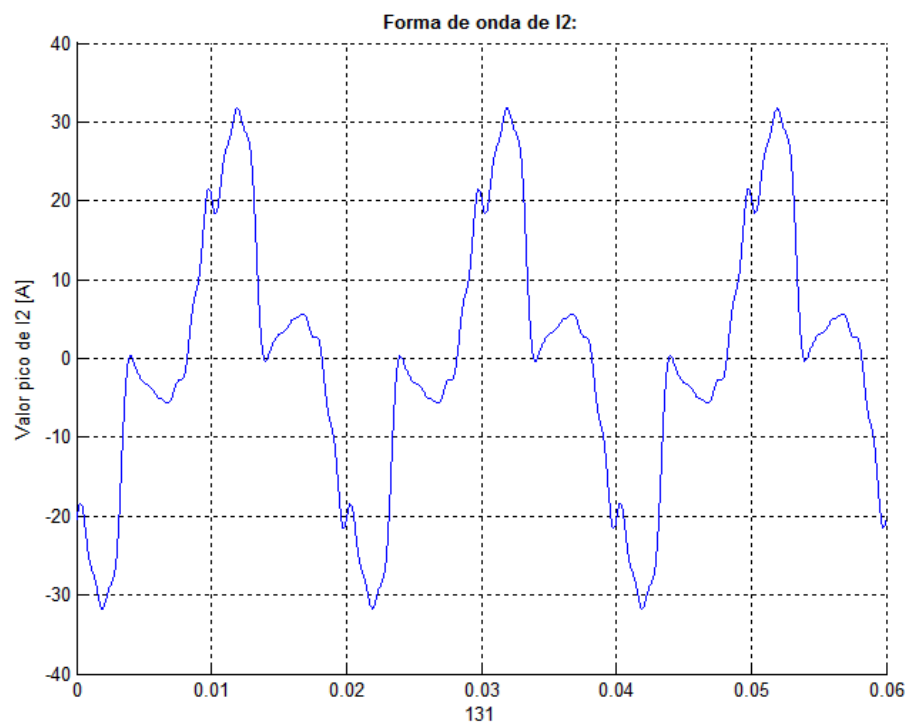
Fig. 7.54. Forma de onda de Ineutro. 8:00 a.m.

Martes 16/09/2014- 12:00 p.m.



$$I_{RMS} = 13.24 [A] \quad THD_f = 14.24 [\%]$$

Fig. 7.55. Forma de onda de I1. 12:00 p.m.



$$I_{RMS} = 16.39 [A] \quad THD_f = 53.66 [\%]$$

Fig. 7.56. Forma de onda de I2. 12:00 p.m.

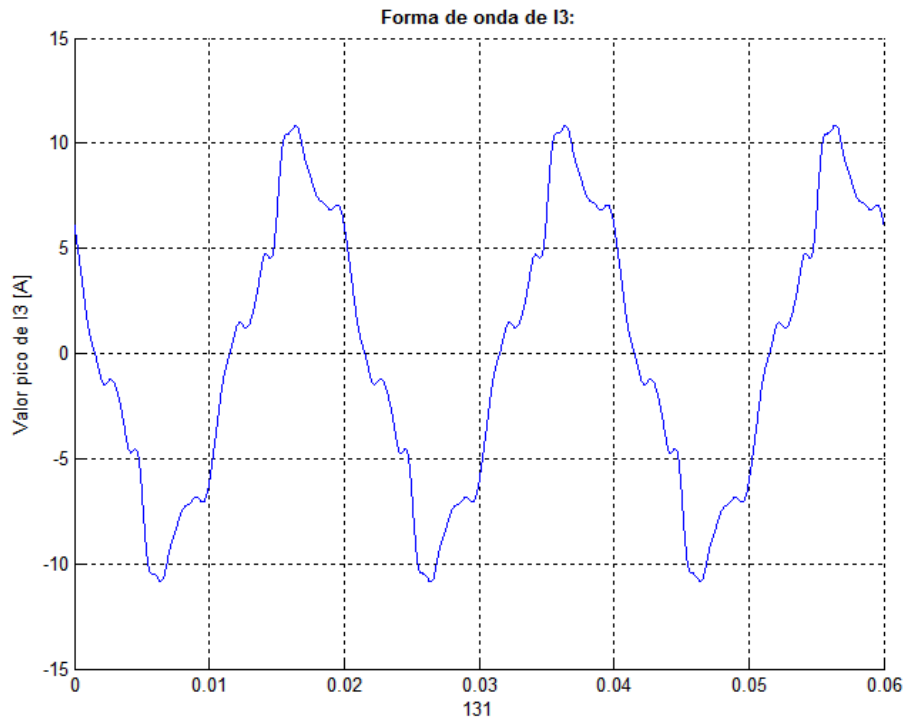
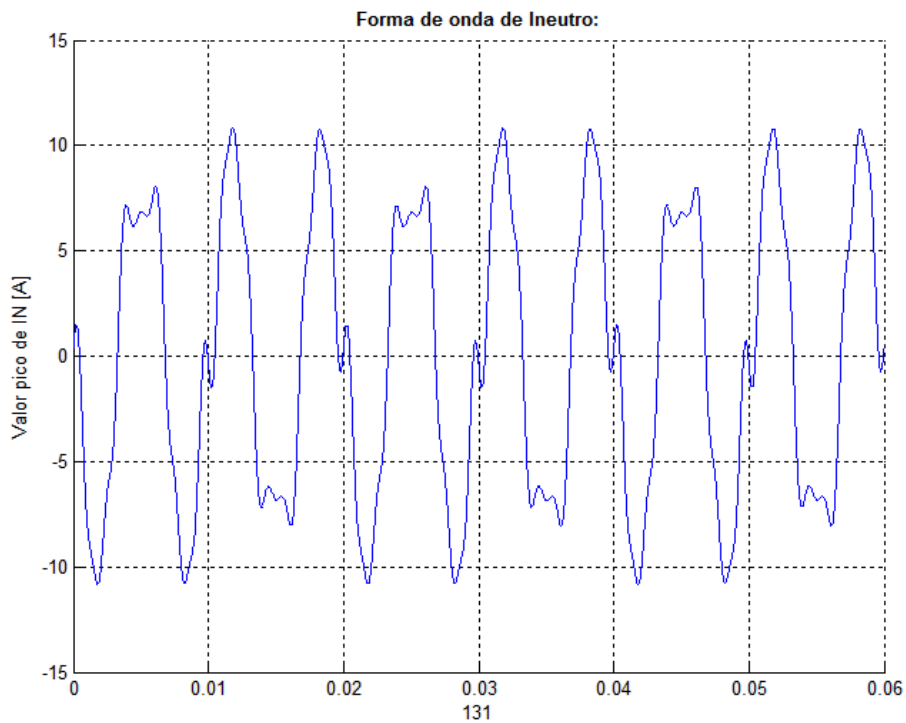


Fig. 7.57. Forma de onda de I3. 12:00 p.m.

$$I_{RMS} = 6.52 [A] \quad THD_f = 19.34 [\%]$$



$$I_{RMS} = 13.94 [A]$$

Fig. 7.58. Forma de onda de Ineutro. 12:00 p.m.

Martes 16/09/2014- 4:00 p.m.

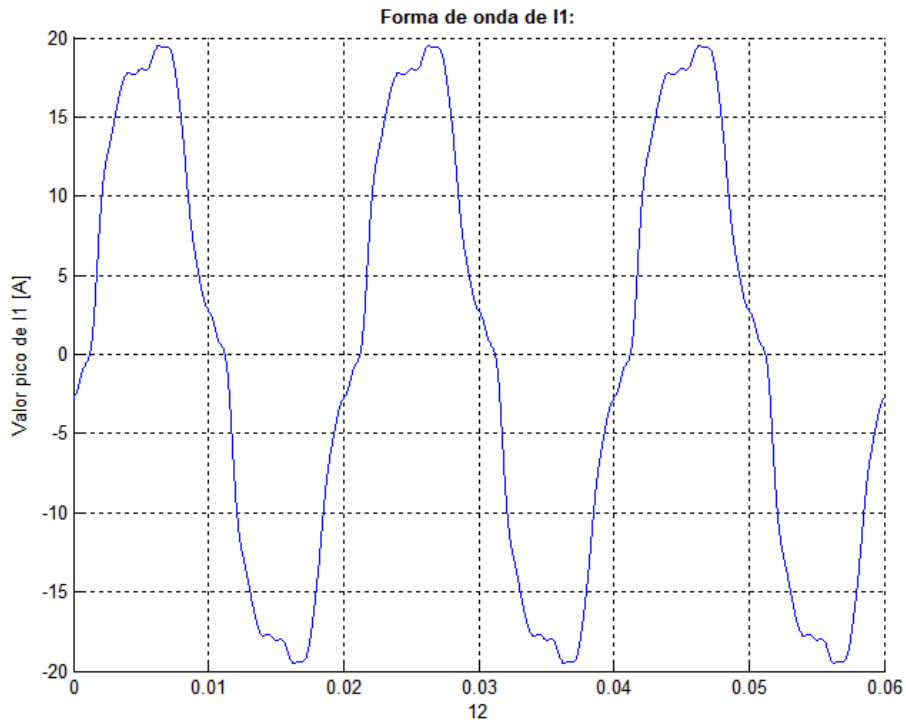
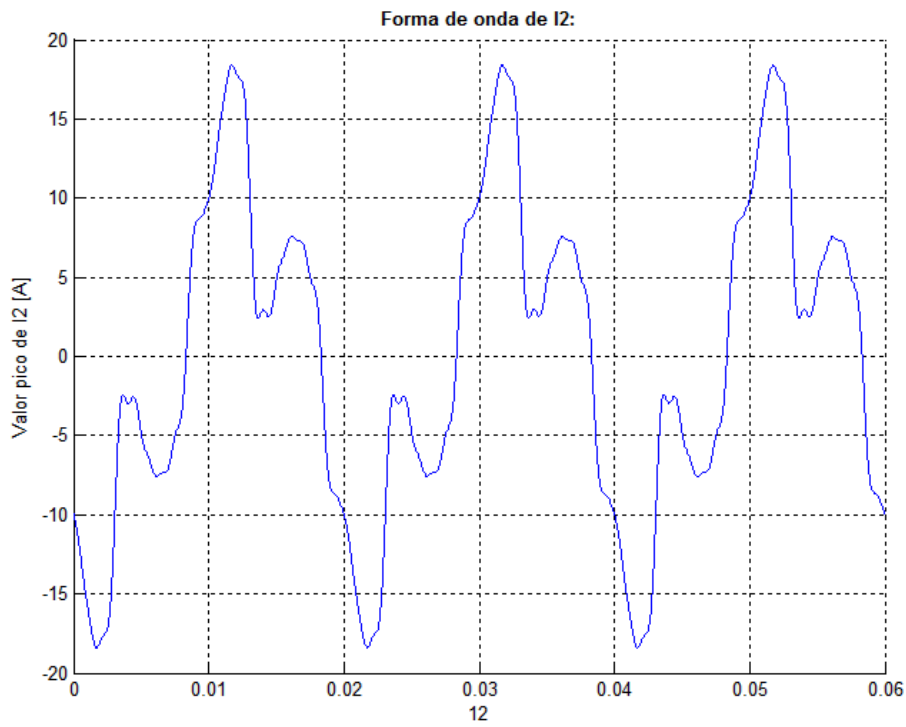


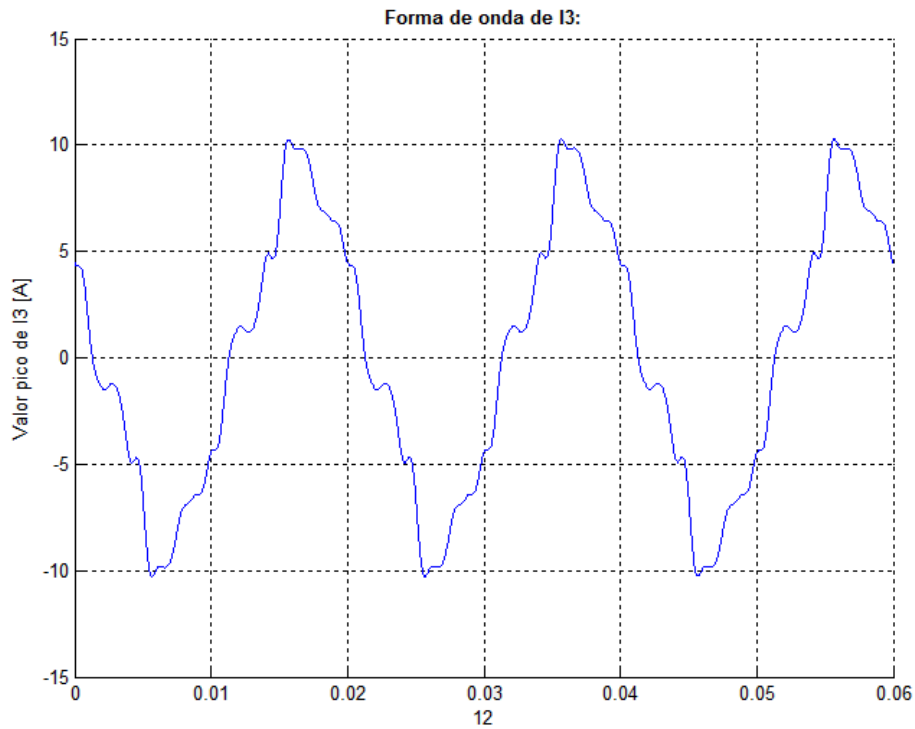
Fig. 7.59. Forma de onda de I1. 4:00 p.m.

$$I_{RMS} = 13.86 [A] \quad THD_f = 12.58 [\%]$$



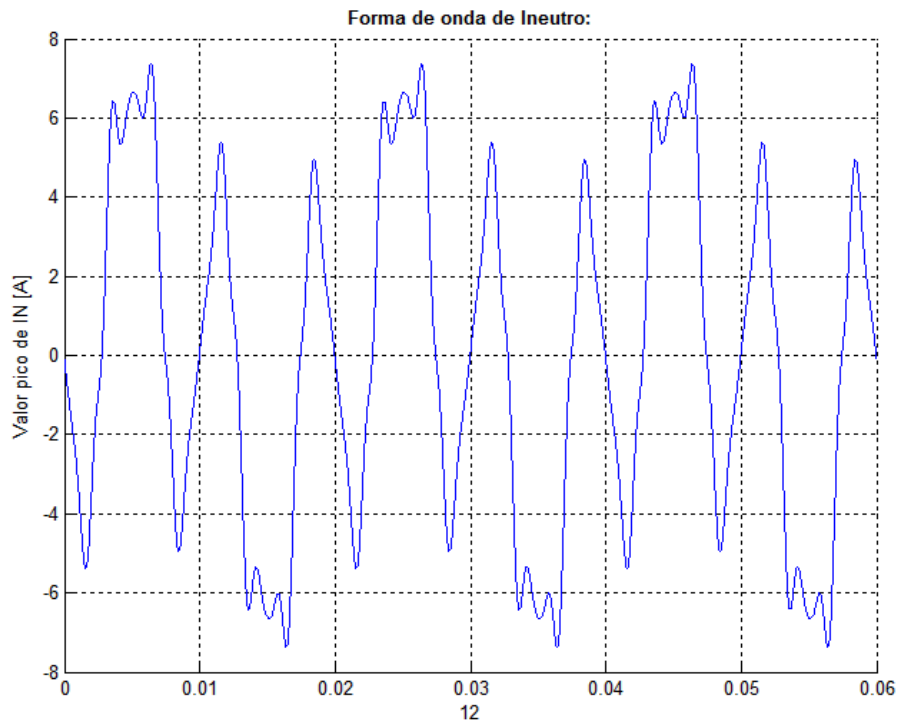
$$I_{RMS} = 10.03 [A] \quad THD_f = 53.77 [\%]$$

Fig. 7.60. Forma de onda de I2. 4:00 p.m.



$$I_{RMS} = 6.20 [A] \quad THD_f = 19.26 [\%]$$

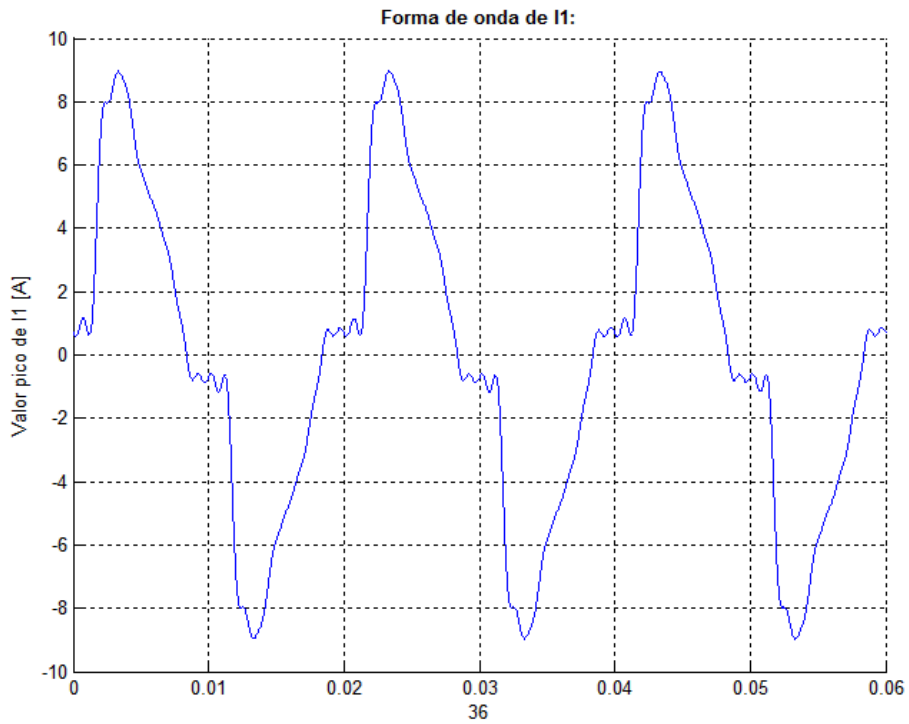
Fig. 7.61. Forma de onda de I3. 4:00 p.m.



$$I_{RMS} = 8.38 [A]$$

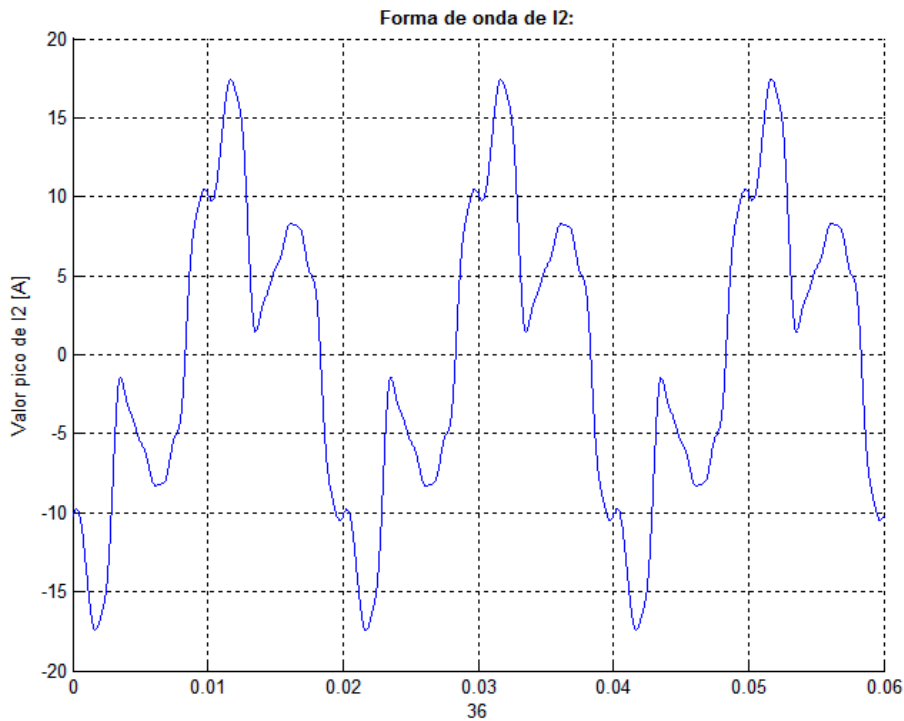
Fig. 7.62. Forma de onda de Ineutro. 4:00 p.m.

Martes 16/09/2014– 8:00 p.m.



$$I_{RMS} = 5.03 [A] \quad THD_f = 33.76 [\%]$$

Fig. 7.63. Forma de onda de I1. 8:00 p.m.



$$I_{RMS} = 9.36 [A] \quad THD_f = 57.29 [\%]$$

Fig. 7.64. Forma de onda de I2. 8:00 p.m.

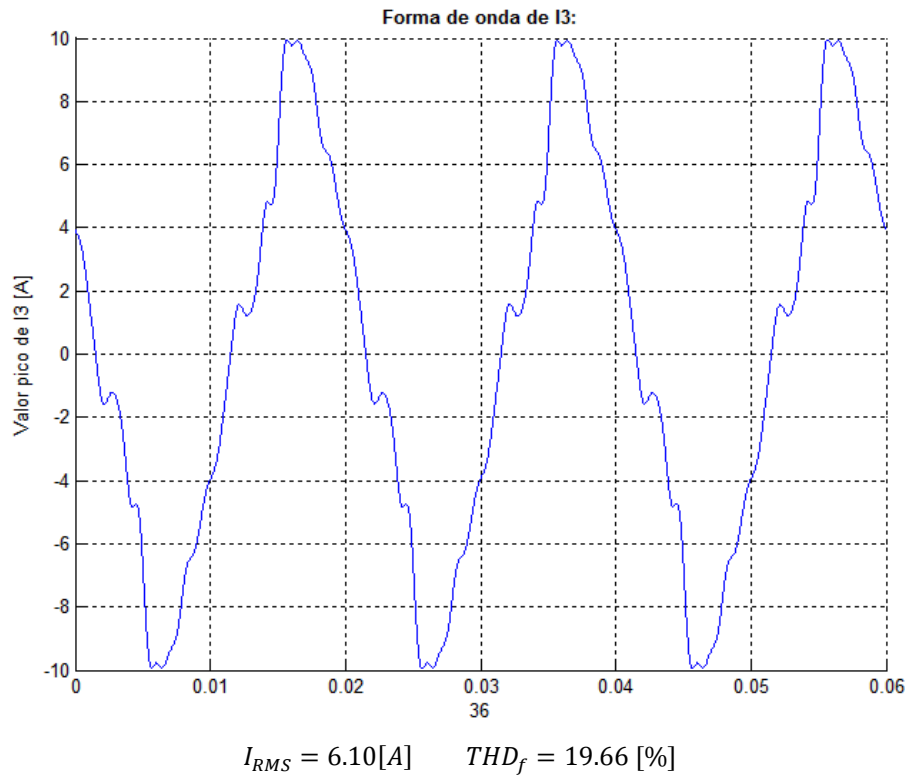


Fig. 7.65. Forma de onda de I3. 8:00 p.m.

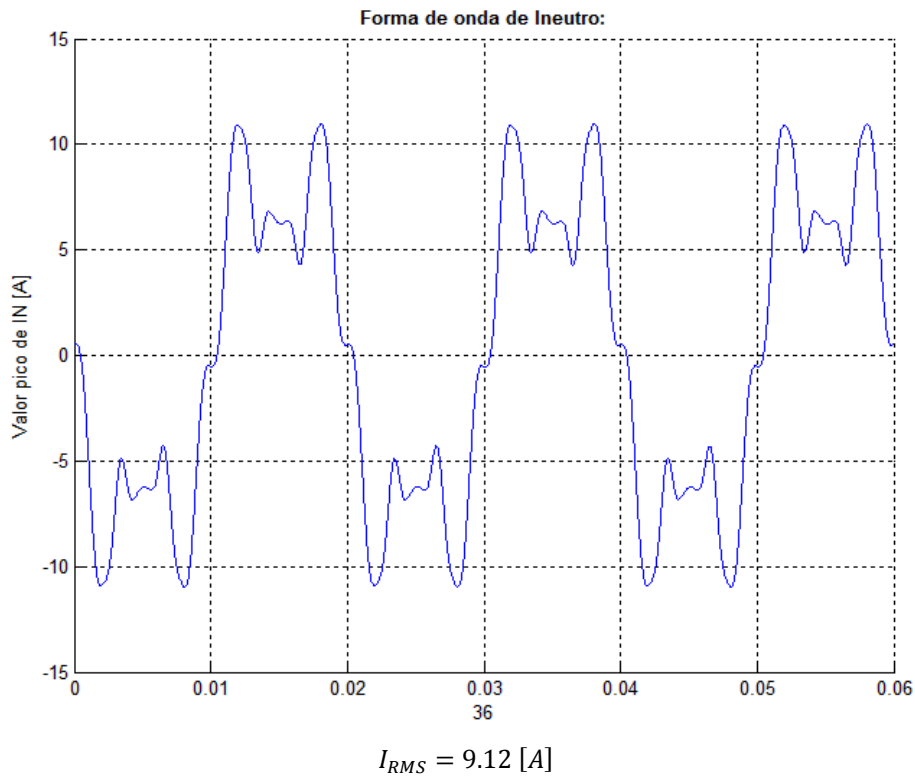


Fig. 7.66. Forma de onda de Ineutro. 8:00 p.m.

7.1.3.2 Resumen de valores presentes en las formas de onda previas (C.C.)

En la Tabla 4 se resumen los valores de corriente (RMS) y de distorsión armónica para las formas de onda previas correspondientes al Centro de Cómputos, en sus cuatro horarios.

Horario	Fase 1 (I1)		Fase 2 (I2)		Fase 3 (I3)		Neutro
	I RMS [A]	THDf [%]	I RMS [A]	THDf [%]	I RMS [A]	THDf [%]	I RMS [A]
08:00 a.m.	5.09	33.39	10.13	66.24	5.84	21.81	9.1
12:00 p.m.	13.24	14.24	16.39	53.66	6.52	19.34	13.94
04:00 p.m.	13.86	12.58	10.03	53.77	6.2	19.26	8.38
08:00 p.m.	5.03	33.76	9.36	57.29	6.1	19.66	9.12

Tabla 4. Resumen de los valores en las formas de onda para el Centro de Cómputos

7.1.3.3 Curva de carga

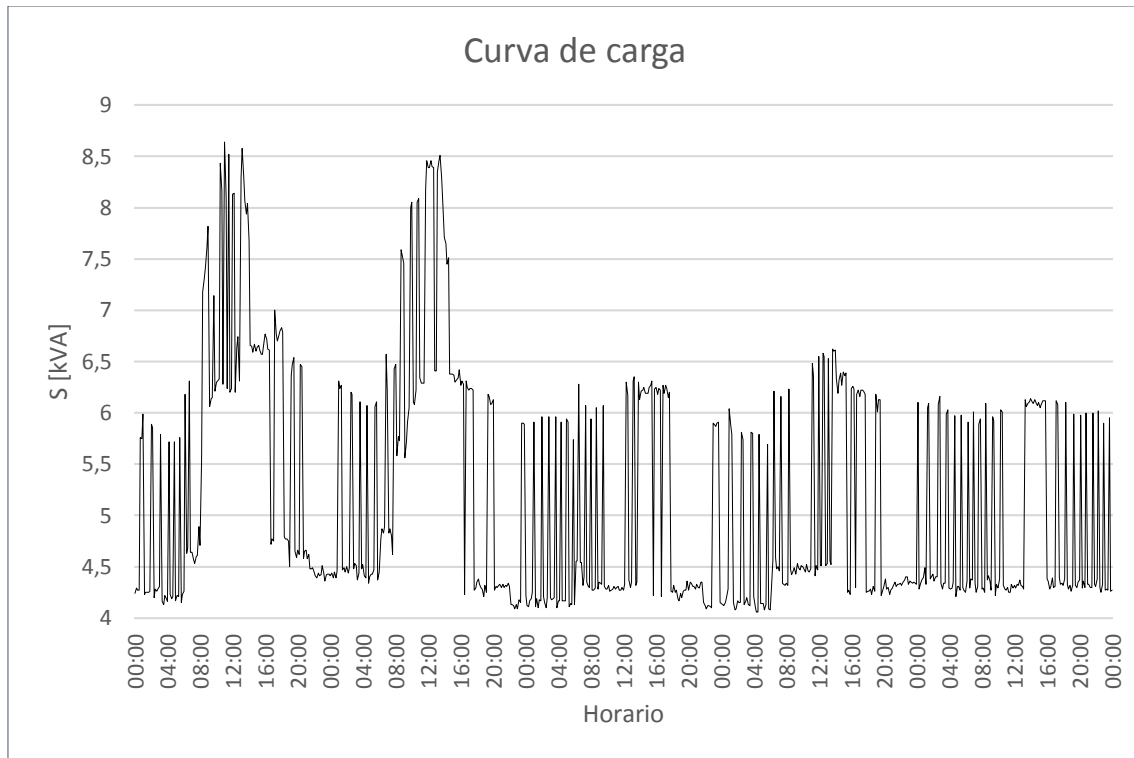


Fig. 7.67. Curva de carga Centro de Cómputos

7.1.3.4 Curva de factor de potencia

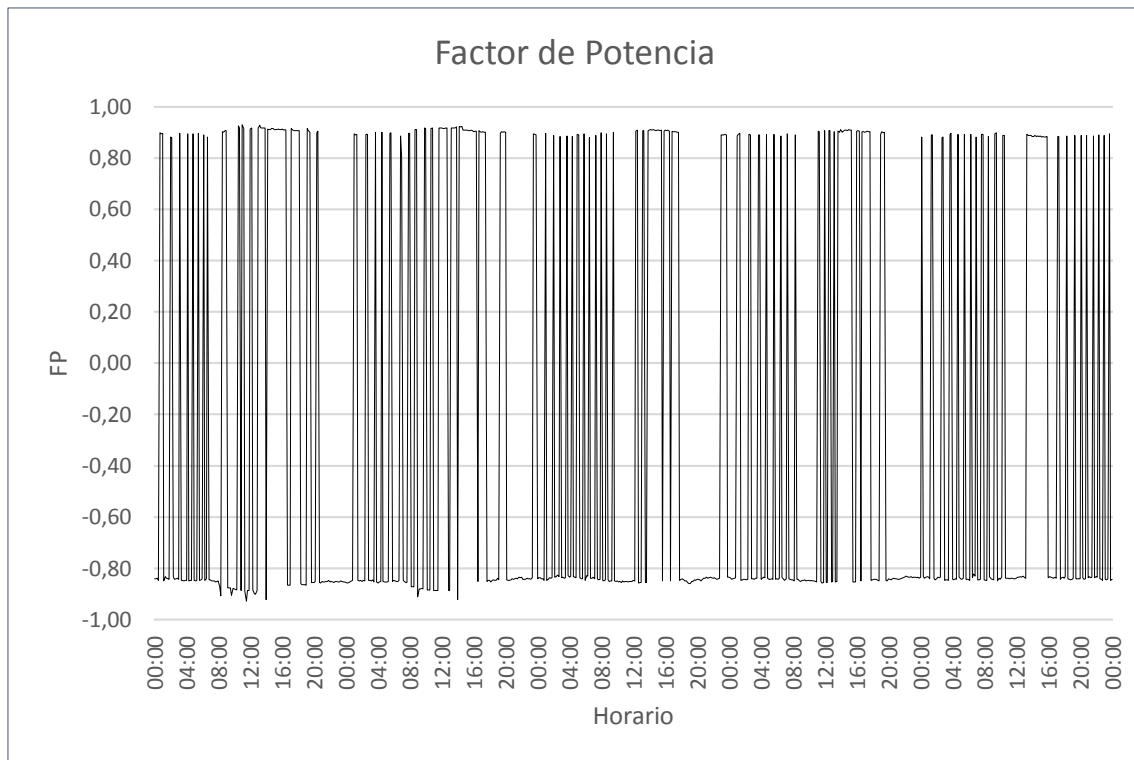


Fig. 7.68. Factor de Potencia Centro de Cómputos

7.1.3.5 Curva de corrientes

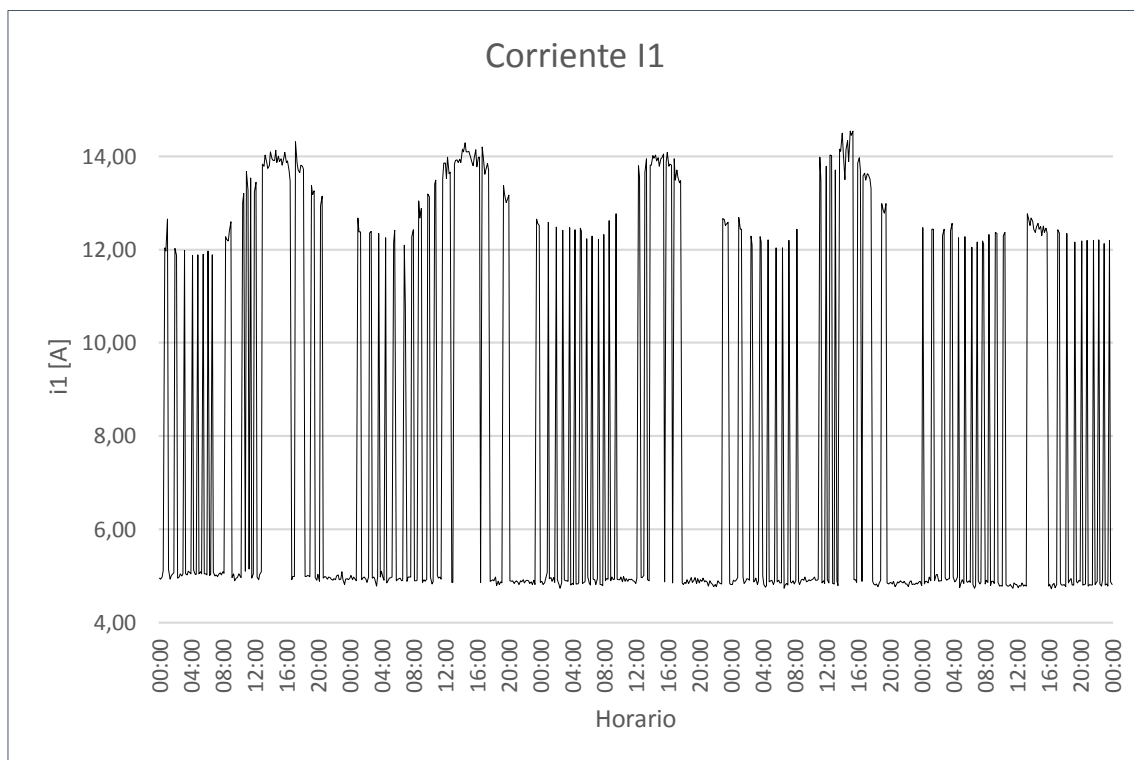


Fig. 7.69. Corriente I1 Centro de Cómputos

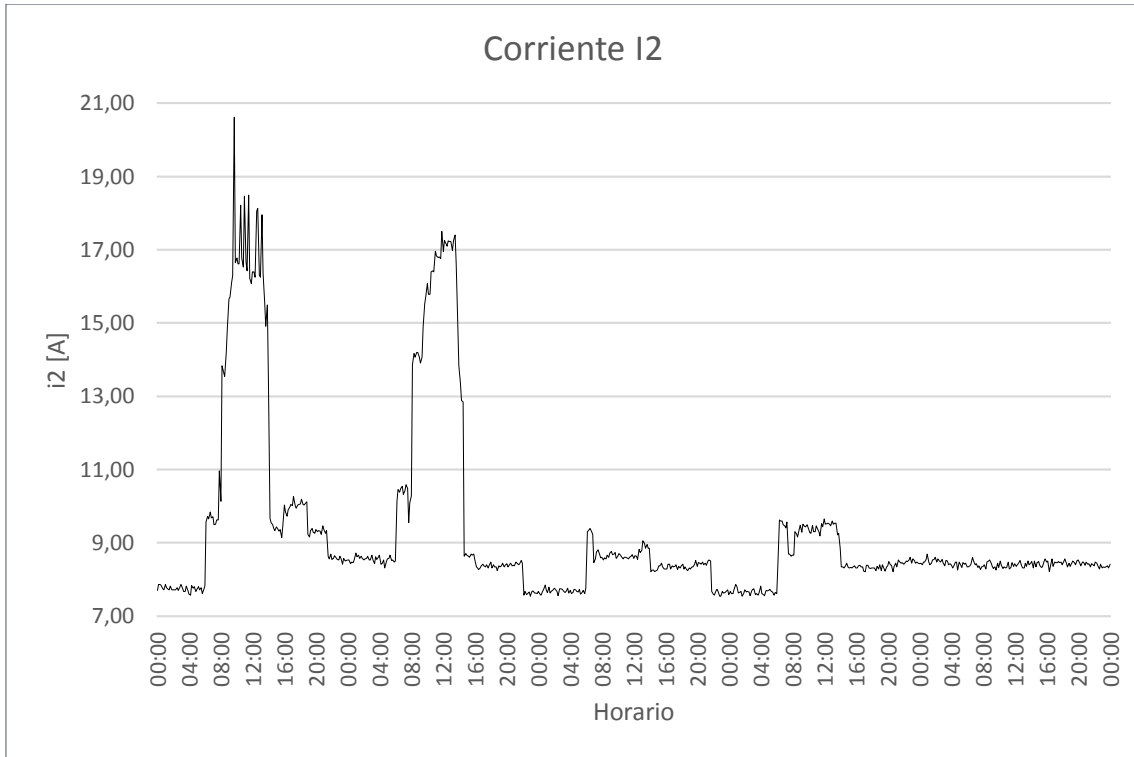


Fig. 7.70. Corriente I2 Centro de Cómputos

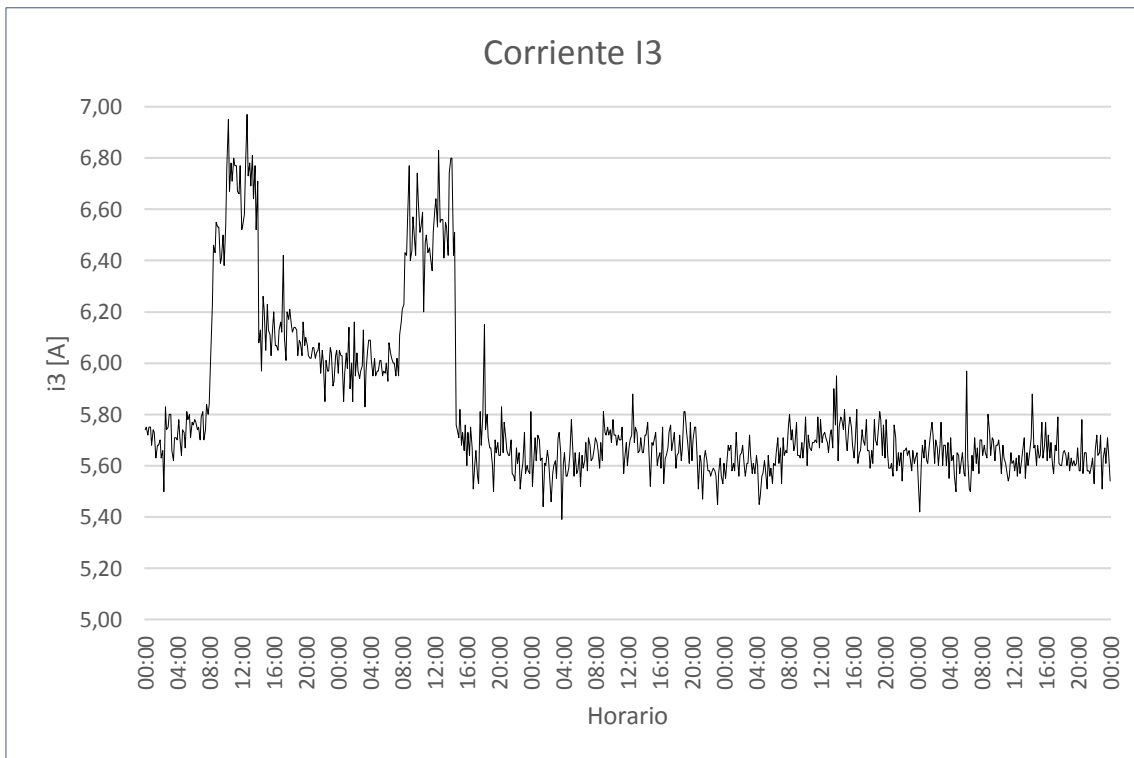


Fig. 7.71. Corriente I3 Centro de Cómputos

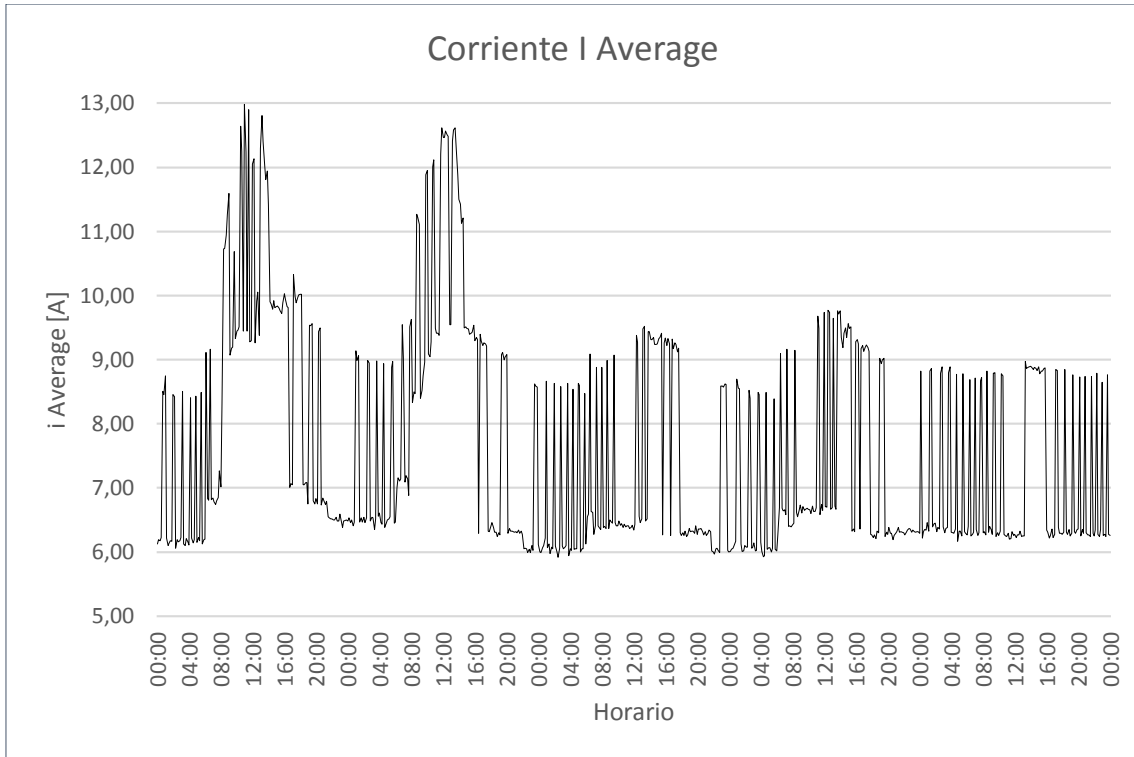


Fig. 7.72. Corriente I Average Centro de Cómputos

7.1.3.6 Curva de THD

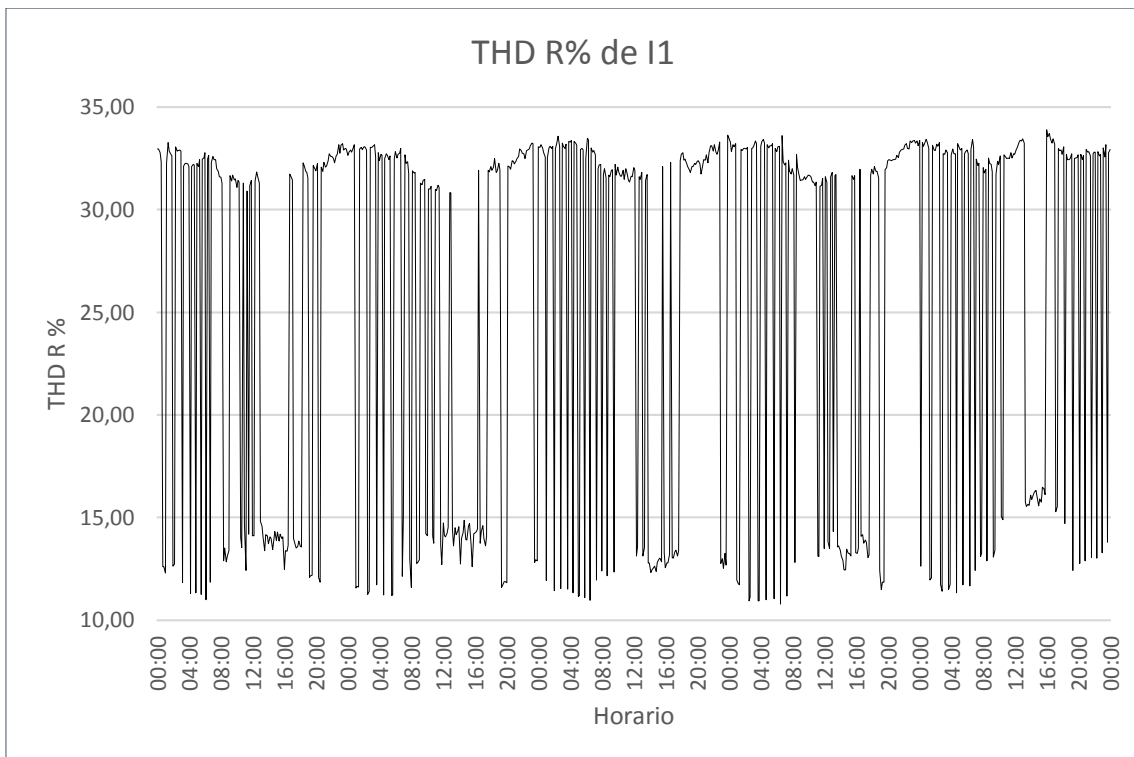


Fig. 7.73. THD R % de I1 Centro de Cómputos

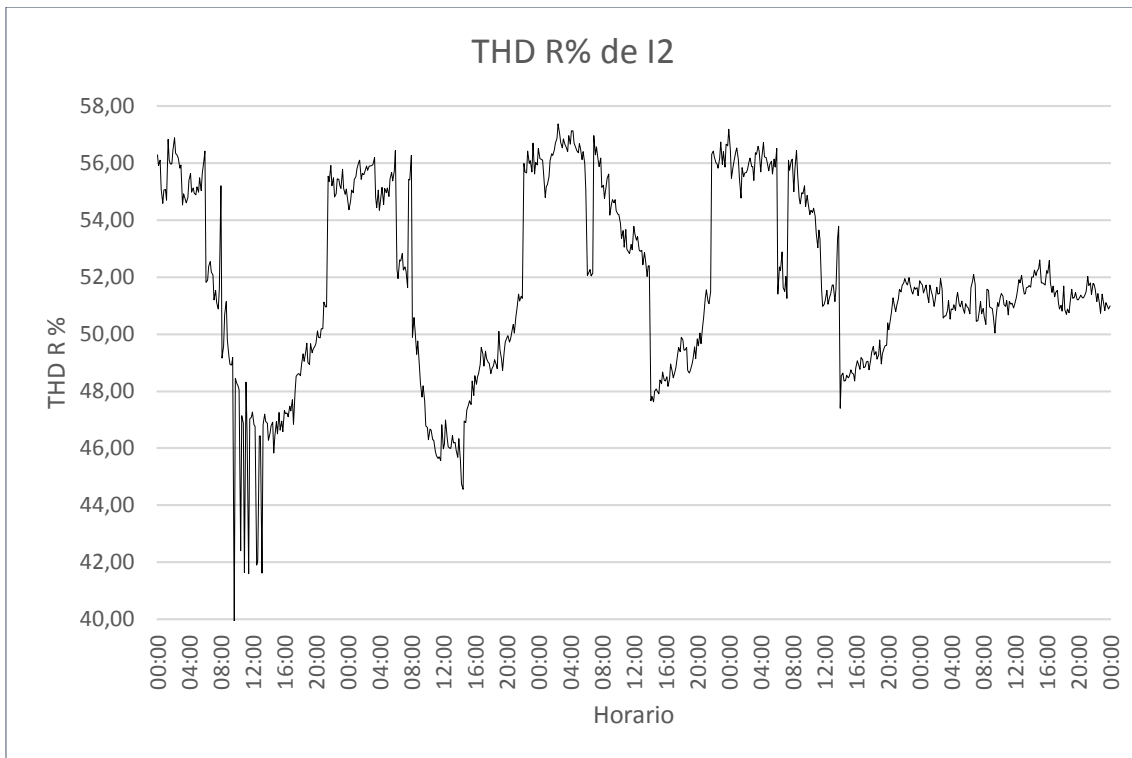


Fig. 7.74. THD R % de I2 Centro de Cómputos

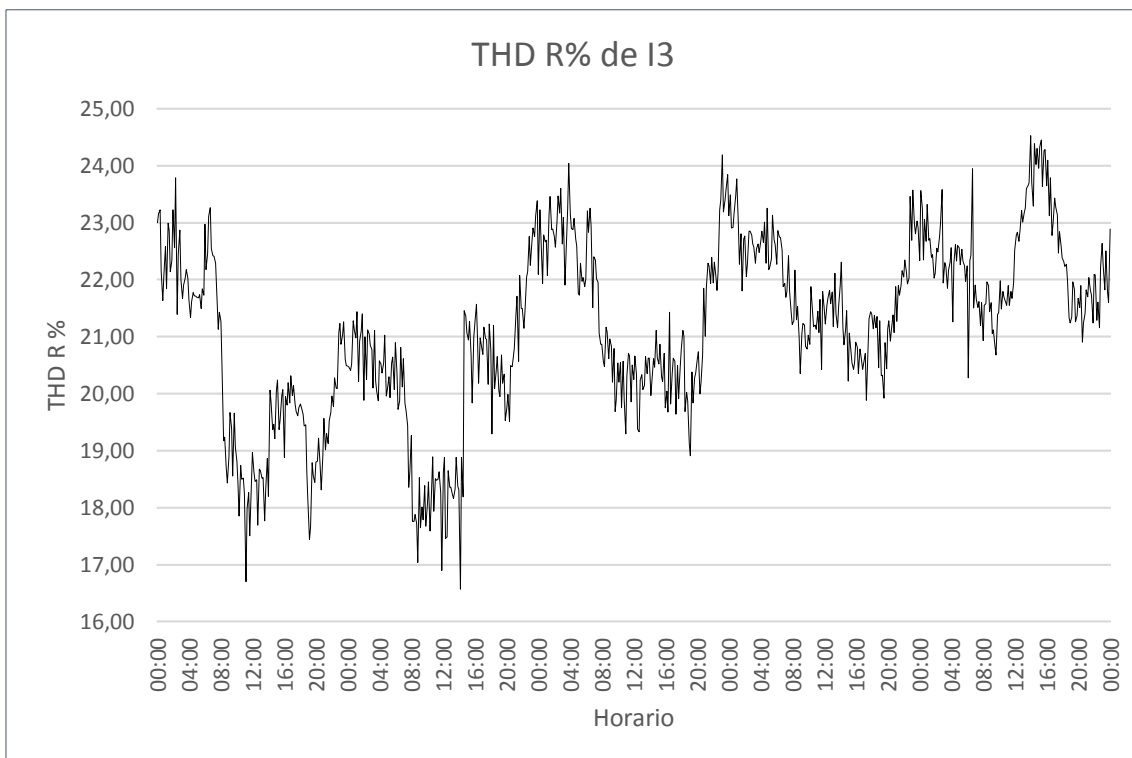


Fig. 7.75. THD R % de I3 Centro de Cómputos

7.1.3.7 Análisis – Centro de Cómputos

Al observar la forma de onda de las corrientes en distintos momentos del día - Fig. 8.51 a 8.66 - se puede ver que las mismas varían ampliamente para los distintos horarios y las distintas fases. Además, se presenta una similitud entre lo ocurrido en el horario de las 8:00 a.m. y las 8:00 p.m.

La forma de onda de la corriente en la fase 1 para el horario de las 08:00 a.m. y el de las 08:00 p.m. - Fig. 8.51 y 8.63 respectivamente - es la típica que se puede observar en la salida de una computadora, mientras que en las otras fases el fenómeno es más aleatorio.

Observando la Tabla 4 se ve claramente que la fase más afectada es la N°2 ya que su THDf es el mayor (en relación al valor de las otras dos fases) para los cuatro momentos del día considerados. La amplia diferencia en dichos valores de THDf resaltan una cuestión clara: la mayor concentración de computadoras está presente en la fase 2.

Haciendo un análisis por franjas horarias se observa en la Tabla 4 que el mayor valor de THDf corresponde al horario de las 08:00 a.m. (Fig. 8.52).

En el conductor de neutro, la corriente está muy distorsionada - Fig. 8.54, 8.58, 8.62 y 8.66 -. En algunos casos su forma se aleja completamente de la forma senoidal y pareciera que la frecuencia fundamental de la misma fue multiplicada, ya que en un mismo período (20 ms) se presentan varios picos y valles.

Para analizar el desequilibrio de fases es conveniente recurrir a la Tabla 4 para así comparar los valores de I RMS. Se observa que el mayor desequilibrio se da en el horario de las 04:00 p.m. en el cual $\frac{I_{1\text{ RMS}} - I_{3\text{ RMS}}}{I_{1\text{ RMS}}} \cdot 100 = 55,26\%$.

La curva de carga - Fig. 8.67 - presenta un mínimo de aproximadamente 4 kVA para el horario nocturno, y en el horario de clases el mismo tiende a duplicarse. En la curva de carga se pueden observar varios picos por día, los cuales se pueden atribuir a los horarios de las diferentes clases que se dan en el Centro de Cómputos. El período de mayor carga es también el que se encuentra entre las 8:00 a.m. y las 8:00 p.m.

El factor de potencia varía entre 0.95 inductivo y 0.95 capacitivo, a razón de varias veces por hora. Este comportamiento que a simple vista parecería completamente anormal, es típico de las computadoras.

Las curvas de las corrientes - Fig. 8.69, 8.70, 8.71 y 8.72 - son muy distintas para las diferentes fases. El desequilibrio de fases es muy pronunciado.

La fase 1 presenta una característica del tipo "ON/OFF". La corriente llega a su máximo en períodos cortos, y vuelve a un valor piso a razón de varias veces por día. El valor piso puede atribuirse a la presencia de un servidor que funciona las 24 hs. del día.

En la fase 2 y 3, la variación no es tan brusca como en la fase 1. En las mismas, se observa la presencia de un pico que se mantiene durante varias horas, para luego plancharse en un valor de aproximadamente el 40% del valor pico durante la noche.

Las corrientes, también poseen una forma cíclica que se repite los días hábiles de la semana.

El $THDR_i$ - Fig. 8.73, 8.74 y 8.75 - es coherente con el comportamiento de las corrientes de las fases. En la fase 1, tiene el mismo comportamiento "ON/OFF" ya mencionado, llegando a valer casi 35% en ciertos momentos y 10% en otros.

En las otras fases los valores máximos de THD se dan en la noche, lo cual es atribuible a que varias computadoras quedan prendidas en ese horario y no así la iluminación, siendo de esta forma la corriente en horario nocturno muy distorsionada, pero de baja amplitud.

Para la fase 2, los valores varían entre 40 y 57%, mientras que para la fase 3 varían entre 17 y 24%.

7.2 Análisis de la Emisión de Armónicos según ENRE 99/97

7.2.1 Introducción

El Subanexo 4 del Contrato de Concesión establece las responsabilidades de la DISTRIBUIDORA en cuanto al control de las perturbaciones (flicker y armónicos) presentes en las redes de suministro.

En vista que las citadas perturbaciones son producidas fundamentalmente por usuarios con consumos que demandan intensidades fluctuantes o con cargas de respuesta no lineal, en la Base Metodológica de la resolución ENRE 99/97 se establecen:

- Los Límites Admisibles de Emisión Individuales por parte de los usuarios para fluctuaciones de tensión (flicker) y corrientes armónicas, de acuerdo a las distintas tarifas y tensiones de suministro.
- Un Método de Seguimiento y Control
- Las Fases de Implementación
- La Determinación de Sanciones

Dado que la red tiene cierta capacidad de absorber perturbaciones sin que se superen los Niveles de Referencia, dicha capacidad debiera ser repartida equitativamente entre los diferentes usuarios de la red mediante la asignación a tal efecto de un Límite de Emisión Individual de Perturbación, basado en criterios objetivos y no discriminatorios.

En la resolución ENRE 99/97 se establecen dichos límites, como así también la metodología de control de la emisión de perturbaciones y las sanciones que pudieran corresponder a los usuarios que no cumplieren con los límites fijados.

Para el caso de usuarios que incumplieran con los Límites de Emisión Individuales establecidos, se deberá realizar la correspondiente verificación a través de una medición normalizada, de acuerdo al procedimiento indicado. En caso de comprobarse una emisión excesiva, el usuario perturbador deberá realizar las acciones correctoras necesarias para reducir el nivel de emisión de perturbación, caso contrario y previa autorización del ENRE, podrá ser penalizado llegando incluso a la interrupción del suministro por parte de la DISTRIBUIDORA si no realiza dichas acciones en los plazos establecidos. [11]

7.2.2 Límite de Emisión Individual

Se define el **Límite de Emisión Individual** de un usuario como aquel nivel de perturbación que puede inyectar en la red en su punto de suministro, y que no podrá ser superado en más de un 5% del tiempo total del período de medición. [11]

7.2.3 Límites de Emisión Individuales para Corrientes Armónicas

El Límite de Emisión Individual asignado a un usuario conectado a una red se obtiene para cada intensidad armónica y se determina en función de su potencia contratada, y el nivel de tensión (BT, MT o AT).

En los puntos siguientes se establecen los diferentes Límites de Emisión Individuales para cada usuario según su tipo de tarifa contratada y según el nivel de tensión del punto de suministro (BT, MT o AT) [11].

7.2.4 Límites de Emisión Individuales según usuario

Para usuarios con tarifa: T-1, T-2 conectados en BT y T-3 conectados en BT ($U \leq 1\text{kV}$), MT ($1\text{kV} < U < 66\text{kV}$) o AT ($66\text{kV} \leq U \leq 220\text{kV}$) se establecen como Límites de Emisión Individuales las intensidades armónicas especificadas en la tabla "Límites de Emisión Individuales de Intensidades Armónicas para usuarios con tarifa T-1, T-2 y T-3." de la resolución 99/97 del ENRE.

En esta tabla se fijan las intensidades armónicas como valores en unidad de corriente (A) para usuarios con tarifa T1.

Para usuarios en tarifas T2 y T3, se fijan como valores porcentuales respecto de la intensidad de carga demandada por el usuario, obtenida a partir de la potencia contratada (para cada banda horaria según corresponda), y considerando un $\cos(\varphi)$ de 0,85 [11].

A continuación, se reproduce dicha tabla

Orden de la armónica	Usuarios T1	Usuarios T2 y T3 en BT y MT	Usuarios T3 en AT
(n)	Intensidad armónica máxima, en (A)	Intensidad armónica máxima, como % de la corriente de carga contratada.	Intensidad armónica máxima, como % de la corriente de carga contratada.
IMPARES NO MÚLTIPLOS DE 3			
5	2,28	12,0	6,0
7	1,54	8,5	5,1
11	0,66	4,3	2,9
13	0,42	3,0	2,2
17	0,26	2,7	1,8
19	0,24	1,9	1,7
23	0,20	1,6	1,1
25	0,18	1,6	1,1
> 25	4,5/n	0,2+0,8*25/n	0,4
IMPARES MÚLTIPLOS DE 3			
3	4,60	16,6	7,5
9	0,80	2,2	2,2
15	0,30	0,6	0,8
21	0,21	0,4	0,4
> 21	4,5/n	0,3	0,4
PARES			
2	2,16	10,0	10,0
4	0,86	2,5	3,8
6	0,60	1,0	1,5
8	0,46	0,8	0,5
10	0,37	0,8	0,5
12	0,31	0,4	0,5
> 12	3,68/n	0,3	0,5
TDTI (en %)	-	20,0	12,0

Tabla 5. Límites de Emisión Individuales de Intensidades Armónicas para usuarios con tarifa T-1, T-2 y T-3

7.2.5 Situación tarifaria del Complejo de la UNMdP

Se obtuvo por medio del "Departamento de Obras y Seguridad e Higiene" de la Universidad Nacional de Mar del Plata una copia de la factura de EDEA S.A. (Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A.) correspondiente a la subestación ubicada en la calle Funes 3230, subestación de la cual se alimenta la Acometida General Económicas

(TG2-1/2), para el período de medición. En la Fig. 7.76 puede observarse una copia de dicha factura.

La tarifa correspondiente resulta **T3BT**.

EDEA

PUNTO DE VENTA 0018
AV. LURO 5867 - 7600 - MAR DEL PLATA

MAR DEL PLATA
AV. INDEPENDENCIA 1541/49

NUMERO: **48853508**

POR SUMINISTRO DE
ENERGIA ELECTRICA

FECHA DE EMISION
29/09/2014

DOMICILIO POSTAL

TITULAR: **UNIV. NAC. MDP**

DOMICILIO: **J.B. ALBERDI 2695**

7600 - MAR DEL PLATA - BUENOS AIRES

HOJA 1 DE 1

SUC	REM	RUTA	CUENTA	PERIODO	DOMICILIO DE CONSUMO	TENSION	TARIFA	IVA	C.U.I.T.	I.B.
73	8708	8510	9005709	09/14	FUNES 3230	00380	T3BT	EXE	30-58676172-9	EXE

POTENCIA CONTRATADA			TARIFAS APLICADAS					
Fecha desde	Cargo fijo	Potencia Pico	Pot fuera Pico	Energia Pico	Energia Resto	Energia Valle	Exc.E.React	
13/08/14	129.640000	47.490000	20.350000	0.102100	0.094900	0.092800	0.032000	
			TARIFAS SIN SUBSIDIO					
13/08/14	129.640000	47.520000	20.370000	0.360900	0.355200	0.350500	0.032000	

DETALLE DE CONSUMOS: 31 días, desde 12/08/2014 hasta 12/09/2014								CONCEPTOS FACTURADOS		IMPORTE
Cpto.	Medidor	Est/Cons Anterior	Est/Cons Actual	Leído	Factor	Cons/Dem	Un			
EAT	2018	27130.000	28484.000	1354.000	40.00	54160	Kwh	C.F +ENERGIA SIN SUBSIDIO		28.778,93
EP	2018	5228.000	5489.000	261.000	40.00	10440	Kwh	GDES.DEM.B.TENSION C.FIJO		123,64
PIP	2018	2.480	2.980	2.880	40.00	115	Kw	ENERGIA EN PICO	10440,00	1.065,92
PAP	2018	58.330	61.210	2.880	40.00	115	Kw	ENERGIA EN VALLE	9360,00	868,61
ER	2018	17108.000	17987.000	889.000	40.00	34380	Kwh	ENERGIA EN RESTO	34360,00	3.260,76
PIR	2018	3.300	3.830	3.830	40.00	153	Kw	POTENCIA EN PICO	100,00	4.749,00
PAR	2018	78.790	82.620	3.830	40.00	153	Kw	EXCESO POTENCIA PICO	15,00	1.068,53
EV	2018	4794.000	5028.000	234.000	40.00	9360	Kwh	POTENCIA FUERA DE PICO	108,00	2.197,89
PV	2018	1.550	1.590	1.590	40.00	64	Kw	EXCESO POTENCIA FUERA	45,00	1.373,63
PAV	2018	35.480	37.070	1.590	40.00	84	Kw	INCREMENT COSTO MAYORISTA	54160,00	2.886,73
ERT	2018	4405.000	4711.000	306.000	40.00	12240	Kvarh	RES MI 206/13*	153,00	1.224,00
EAT	487443	27219.600	28578.900	1357.300	40.00	54292	Kwh	*SUBSIDIO ESTADO NACIONAL		-14.065,04
									* SUBTOTAL COSTO ENERGIA	18.824,62
									IVA DEBITO FISCAL	21,00
									LEY 23681	0,60
									LEY 11769 ART 74	0,60
									LEY 11769 ART 75	6,00
									LEY 11769 FDO. COMP.	3,00
									* SUBTOTAL IMPUESTOS	5.873,29
									TOTAL FACTURA	24697,91
									TOTAL A PAGAR:	\$*****24.697,91
									VENCIMIENTO:	20/10/2014
									EXCESO DEM. EN PICO C/S RECARGO 50%	15 Kw
									EXCESO DEM. F. PICO C/S RECARGO 50%	45 Kw
									ENERGIA REACTIVA EXCEDENTE:	Kvarh
									COS FI REGISTRADO:	0,97
									ENERGIA ACTIVA TOTAL (EAT):	54160 Kwh

CONSUMO CON SUBSIDIO NACIONAL AL COSTO DE GENERACION
RES.SE/652/09 \$ 14065.04

Los usuarios tienen derecho a reclamar indemnización en caso de sumas o conceptos indebidos y reclamar la devolución de los montos y conceptos indebidos abonados

El presente suministro no registra deuda vencida a la fecha de emisión de la presente

* SU FACTURA SERA DEBITADA POR DEBITO DIRECTO

CUENTA BANCARIA NRO.: 0443506

Liquidación de Servicios Públicos B 0099-0001646125
C.E.S.P. N° 25387000209512 - Vto. CESP 30/09/2014

LA PRÓXIMA FACTURA VENCE EL **20/11/2014** EN CASO DE NO RECIBIRLA CON 4 DIAS DE ANTICIPACION DEBE RECLAMARLA EN NUESTRAS OFICINAS COMERCIALES

*La totalidad de los fondos recaudados a partir de la **Res MI 206/13** serán destinados exclusivamente a obras de infraestructura eléctrica y/o mantenimiento correctivo.

CENTROS DE ATENCION AL CLIENTE EN MAR DEL PLATA: MALVINAS 1580

MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS

* EL MONTO DE IVA DISCRIMINADO NO PUEDE COMPUTARSE COMO CREDITO FISCAL

LUGARES DE PAGO: C.A.C. Mar del Plata Av. Independencia 1541/49 - Av. Colón 2535 - Balcarce 3140 - Talcahuano 13
Moreno 3183 - Bco. Credicoop (MDP y Miramar) - Bco. Ind. de Azul - Bco. Itau

EDEA

SUC	REM	RUTA	CUENTA	FACTURA
73	8708	8510	9005709	48853508
TARIFA		PERIODO		
T3BT		09/14		
VENCIMIENTO		IMPORTE		
20/10/2014		\$*****24.697.91		

MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS

73488535081114102000024697915

Fig. 7.76. Factura período 09/14. Subestación Funes

7.2.6 Análisis detallado de una factura Tarifa T3

A continuación, en la Fig. 7.77, se detalla el contenido de una factura correspondiente a una Tarifa T3BT para comprender con exactitud las secciones de la misma.

The image shows a detailed electricity bill from EDEA. Key sections include:

- Header:** EDEA logo, number 45724258, service type 'POR SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA', and issue date '17/10/2013'.
- Customer Info (5):** 'DOMICILIO POSTAL' for 'DEGRAEFF S.A.' at 'BELGRANO 2350'.
- Consumption (6):** 'DETALLE DE CONSUMOS: 33 días desde 22/09/2013 hasta 24/09/2013' table showing daily usage.
- Tariffs (9):** 'TARIFAS APLICADAS' table with columns for date, load type, and various power and energy rates.
- Billed Concepts (11):** 'CONCEPTOS FACTURADOS' table listing items like 'ENERGIA SIN SUBSIDIO', 'ENERGIA EN VALLE', and 'SUBSIDIO ESTADO NACIONAL' with their respective amounts.
- Contracted Power (14):** 'POTENCIA CONTRATADA' table showing two power levels: 70 kW for PICO (17/09/10) and 70 kW for FUERA DE PICO (17/09/10).

Fig. 7.77. Detalle del contenido de una factura Tarifa T3

Como se observa en la factura de ejemplo, en el "ítem 14" se indica la potencia contratada. A su vez la misma se divide en dos potencias:

PP: Potencia contratada en horario PICO (de 18:00 a 23:00 hs)

PF: Potencia contratada en horario FUERA DE PICO (de 23:00 a 18:00 hs)

7.2.7 Cálculo de la Corriente de Carga Contratada

Como se observa en lo dispuesto por el ENRE, los Límites de Emisión Armónica para una categoría T3BT (la contratada por la UNMDP para la acometida de la calle Dean Funes) vienen dados en función de la **Corriente de Carga Contratada**.

En la factura del mes de septiembre, las potencias contratadas son:

$$PP = 100 [kW]$$

$$PF = 108 [kW]$$

La potencia (PP o PF) resulta entonces

$$PP/PF = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_{CP/CF} \cdot \cos(\varphi) \quad (7.5)$$

Siendo:

- V_L : Tension de linea,
- I_{CP} : Corriente de carga contratada en PICO
- I_{CF} : Corriente de carga contratada FUERA DE PICO
- $\cos(\varphi)$: Se tomara en ambos casos igual a 0.85 segun lo especificado por el ENRE

$$I_{CP} = \frac{100 [kW] \cdot 1000 [W/kW]}{\sqrt{3} \cdot 380 [V] \cdot 0.85} = 178,74 [A] \quad (7.6)$$

$$I_{CF} = \frac{108 \cdot 1000 [W]}{\sqrt{3} \cdot 380 [V] \cdot 0.85} = 193,04 [A] \quad (7.7)$$

Basándonos en la información aportada por EDEA, se adopta horario pico de 18:00 a 23:00 hs y horario fuera de pico de 23:00 a 18:00 hs.

7.2.8 Cálculo del valor máximo para cada armónica

Con los valores de **Corriente de Carga Contratada** calculados previamente para ambas franjas horarias y los valores porcentuales (admisibles) en función de la Corriente de Carga Contratada establecidos por el ENRE en la resolución 99/97, se calculó para cada armónica (en ambas franjas horarias) cual era el valor máximo que podían tomar.

Por ejemplo, según la Tabla 5, el valor máximo que puede tomar la 3er armónica es del 16,6% de la corriente de carga contratada, lo cual significa que:

En el horario de 18:00 a 23:00 hs. (Horario Pico) la corriente máxima que puede tomar el 3er armónico es de:

$$I_{MÁX}(3^{\circ} P)[A] = \frac{16,6\%}{100} \cdot I_{CP} = 0,166 \cdot 178,74 [A] = 29,67 [A] \quad (7.8)$$

Mientras que en el horario de 23:00 a 18:00 hs. (Horario Fuera de Pico) la corriente máxima que puede tomar el 3er armónico es de:

$$I_{MÁX}(3^{\circ} FP)[A] = \frac{16,6\%}{100} \cdot I_{FP} = 0,166 \cdot 193,04 [A] = 32,05 [A] \quad (7.9)$$

A continuación, en la Tabla 6, se muestra el resultado de dicho cálculo para todas las armónicas medidas

Armónica nro.	3	5	7	9	11	13	15	17	19
Máx. según ENRE 99/97 (como % de la corriente de carga contratada)	16,60%	12%	8,50%	2,20%	4,30%	3%	0,60%	2,70%	1,90%
Máx. admisible en horario pico (18:00 a 23:00 hs.) [A]	29,67	21,45	15,19	3,93	7,69	5,36	1,07	4,83	3,40
Máx. admisible en horario fuera de pico (23:00 a 18:00 hs.) [A]	32,05	23,17	16,41	4,25	8,30	5,79	1,16	5,21	3,67

Tabla 6. Valor máximo para cada armónica, en función de la corriente de carga contratada

7.2.9 Comparación de los niveles admisibles con los actuales

A modo de recordatorio se define nuevamente el **Límite de Emisión Individual** de Armónicos:

*"Se define el **Límite de Emisión Individual** de un usuario como aquel nivel de perturbación que puede inyectar en la red en su punto de suministro, y que no podrá ser superado en más de un 5% del tiempo total del período de medición"*

En definitiva, se analizaron todas las mediciones para contabilizar el tiempo (medido en "veces" de 10 minutos) en el que la situación se apartaba de la admisible.

Si en algún momento alguna (una o varias) armónica en una, dos o las tres fases superaba el admisible, **esa vez** era registrada (el hecho de que varias armónicas se pasen en simultaneo en un mismo período de medición se debe contabilizar una sola vez).

Por último, se contabilizó la cantidad de veces en las que se dio una **situación inadmisibile** y se calculó que porcentaje del total representaba, para así poder compararlo con el 5% que establece la resolución.

Para hacer esto, debido a que se contaba con una gran cantidad de datos a procesar, se procedió a crear una planilla en Excel en la cual se comparó cada valor de cada armónica, con su admisible (teniendo en cuenta que el valor admisible para cada armónica es distinto para las dos franjas horarias).

El resultado de este análisis, puede observarse en la Tabla 7.

Inicio	Lunes 1 de septiembre del 2014, 01:50 p.m.	
Fin	Sábado 6 de septiembre del 2014, 11:50 p.m.	
Total de mediciones	784	
Situaciones inadmisibles		
Fecha	Hora	Observaciones
02/09/2014	07:50	En todas las situaciones se repite el mismo fenómeno. En la fase 2, la 15va armónica se encuentra por encima del valor admisible
02/09/2014	14:50	
03/09/2014	17:10	
04/09/2014	08:30	
04/09/2014	12:10	
05/09/2014	10:30	
Cantidad de situaciones inadmisibles	6	

Tabla 7. Resultados de las mediciones y resumen de las situaciones inadmisibles

Como se observa en la Tabla 7, solo 6 mediciones respecto de las 784 que conforman el total medido superan los valores admisibles establecidos en la Resolución ENRE 99/97.

La cantidad de mediciones en las que se dio una situación inadmisibile representan entonces el 0,765% del total medido, con lo cual se puede concluir que este valor es inferior al 5% establecido por el ENRE.

Con los niveles de potencia contratada actuales no se está en infracción en cuanto a niveles de emisión de armónicas.

7.3 Simulaciones

Para realizar las simulaciones se trabajó con el programa ATP (Analysis Transient Program).

EMTP es un programa de computadora destinado al análisis de circuitos eléctricos, especialmente en régimen transitorio. El programa permite modelar matemáticamente sistemas eléctricos, mecánicos y de control, monofásicos y polifásicos. Su nombre proviene del acrónimo inglés Electro Magnetic Transients Program.

El programa EMTP-ATP utiliza el método de integración trapezoidal para resolver las ecuaciones diferenciales del sistema simulado.

Resulta una herramienta comparable a cualquier programa comercial, con la ventaja de su costo nulo.

Uno de los métodos de estudio es el dominio de la frecuencia. Para esto, ATP posee las opciones FREQUENCY SCAN (barrido en frecuencia con amplitud de fuente constante), y el HARMONIC FREQUENCY SCAN (HFS), donde las fuentes pueden tomar valores a voluntad del usuario.

A continuación, se describe cómo se simularon diferentes componentes de una instalación eléctrica para efectuar estudios de armónicas con el ATP, utilizando la opción HFS.

7.3.1 Simulación Acometida General Económicas (TG2-1/2)

Se continuará con el análisis del tablero general de la Facultad de Ciencias Económicas. Al revisar los resultados de las mediciones se observa que en todos los casos siempre el tercer armónico es el mayor de todos en amplitud. Por tanto, se tomará como caso de análisis la medición en el cual el tercer armónico presenta el mayor módulo, respecto de todas las mediciones de la semana.

7.3.1.1 Simulación del Transformador

Con los datos de chapa del transformador y basándonos en la bibliografía se modeló el transformador de la siguiente manera:

Datos de chapa:

- Potencia: 630 KVA
- Grupo de conexión: DyN11
- I nominal primaria: 27.56 A
- I nominal secundaria: 909 A
- Ucc% = 4%
- Tomas:
 - Punto 1:13860 V
 - Punto 2:13530 V
 - Punto 3:13200 V

- Punto 4:12870 V
- Punto 5:12540 V

Se utilizó el modelo Híbrido de transformador ATP

Hybrid Transformer - XFMR:

“Transformer model with topologically-correct core implementation. Leakage inductance similat to BCTRAN, optional frequency dependent winding resistance, capacitance, and core model based on an extended Frolich equation. Includes fitting to test report data”.

En cuanto a los datos de resistencia e inductancia, nos basamos en lo descripto por el boletín técnico:

EPE - ETN-28a –Transformadores trifásicos de distribución de media y baja tensión. El cual en función de la potencia del transformador nos brinda las pérdidas de vacío y en carga del transformador, indicando estas pérdidas, ATP calcula los parámetros del transformador [18].

Potencia Nominal (kVA)	Corriente de vacío (%In)	Pérdidas de vacío (W)	Pérdidas debidas a la carga (W)	Impedancia de cortocircuito (%)
63	2,9	270	1350	4
160	2,3	500	2500	4
250	2,1	700	3500	4
315	2,0	850	4250	4
630	1,8	1450	7250	4
1000	1,7	2000	10500	5

Tabla 8. Transformadores con tensión primaria 13,2 kV

Respecto a la curva de magnetización del mismo, como solo se conoce las pérdidas para un solo valor de corriente, la característica flujo corriente del transformador se toma totalmente lineal. De todas formas, para el caso de estudio, no influye significativamente en los resultados la curva de magnetización del transformador.

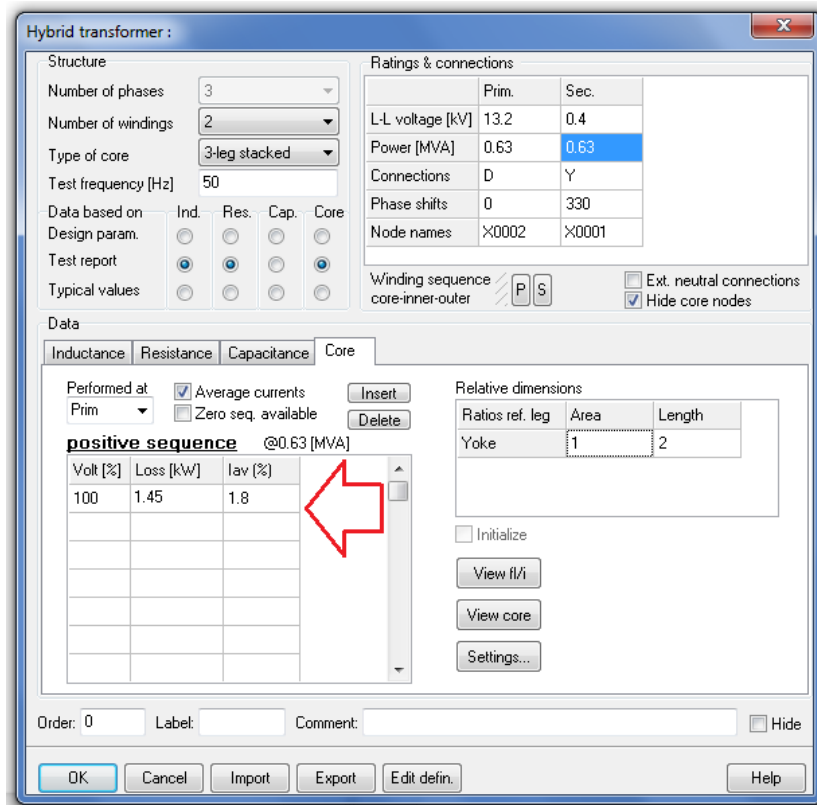


Fig. 7.78. Configuración Hybrid Transformer ATP

7.3.1.2 Simulación de la línea de baja tensión

En función del relevamiento realizado en el tablero se pudieron obtener los datos de los cables de acometida del Tablero General de Económicas en cuanto a marca y sección de los cables. Por tanto se recurrió a los catálogos del fabricante para la obtención de resistencia e inductancia [19].

En este caso:

$$R_{80C} = 0.203 \left[\frac{\Omega}{km} \right] = 0.000203 \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (7.10)$$

$$X_L = 0.140 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (7.11)$$

$$L = \frac{X_L}{\omega} = \frac{X_L}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad (7.12)$$

$$L = \frac{0.140 \left[\frac{\Omega}{km} \right]}{100\pi} = 4.4563 \times 10^{-4} \left[\frac{H}{km} \right] \quad (7.13)$$

$$L = 4.4563 \times 10^{-4} \left[\frac{mH}{m} \right] = 0.000445633 \left[\frac{mH}{m} \right] \quad (7.14)$$

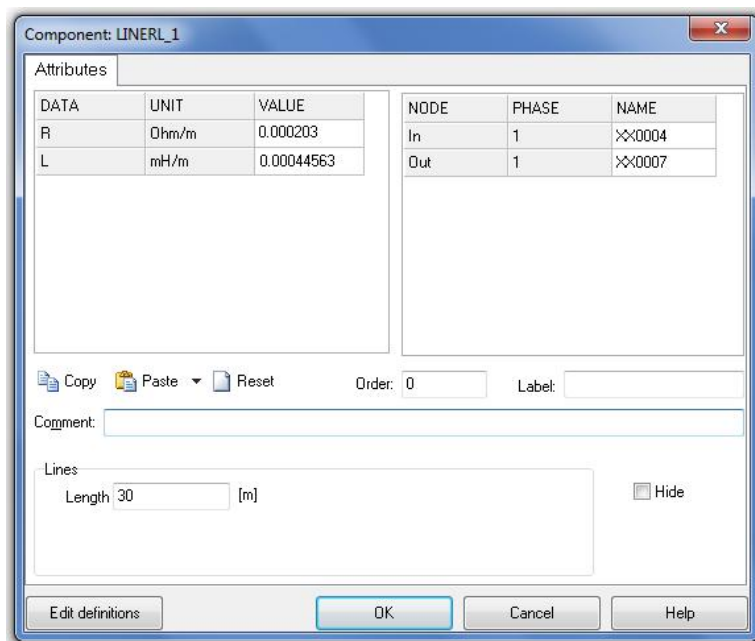


Fig. 7.79. Configuración Line LR ATP

7.3.1.3 Simulación de la carga alineal

La carga con contenido armónico se simuló a partir de los datos relevados con el analizador de redes mediante fuentes tipo HFS en modo de fuente de corriente.

Name: HFS_Sour-Harmonic frequency scan source. TYPE 14.

En cada una de estas fuentes se debe especificar la frecuencia, la amplitud en valores pico y la fase.

Notar que ATP usa como referencia de fase los 90° , es decir que, a los datos de fase obtenidos con el analizador de redes, se le deben sumar 90° para que la simulación sea exitosa.

En la Tabla 9 se pueden observar los datos cargados en cada fuente de corriente HFS.

F	Observación	Número de Armónico									
		1	3	5	7	9	11	13	15	17	19
1	I1 RMS [A]	172.28	16.59	2.57	1.66	1.25	1.93	1.96	0.61	1.05	0.49
	I1 PICO [A]	243.64	23.46	3.63	2.35	1.77	2.73	2.77	0.86	1.48	0.69
	Fase	-30.65	-115.12	23.85	13.24	-150.69	87.23	-111.74	175.07	85.81	-60.13
	Fase + 90°	59.35	-25.12	113.85	103.24	-60.69	177.23	-21.74	265.07	175.81	29.87
2	I2 RMS [A]	195.85	28.71	13.25	4.89	3.52	1.86	0.66	0.44	0.83	0.50
	I2 PICO [A]	276.97	40.60	18.74	6.92	4.98	2.63	0.93	0.62	1.17	0.71
	Fase	-144.09	-177.70	85.85	-41.84	171.60	58.22	-149.94	179.23	-99.10	-106.99
	Fase + 90°	-54.09	-87.70	175.85	48.16	261.60	148.22	-59.94	269.23	-9.10	-16.99
3	I3 RMS [A]	142.30	17.26	2.85	3.74	2.66	2.08	1.66	0.20	0.64	0.75
	I3 PICO [A]	201.24	24.41	4.03	5.29	3.76	2.94	2.35	0.28	0.91	1.06
	Fase	102.86	-163.92	113.56	126.50	40.75	-52.17	36.52	18.60	-3.34	77.31
	Fase + 90°	192.86	-73.92	203.56	216.50	130.75	37.83	126.52	108.60	86.66	167.31

Tabla 9. Valores de corriente de carga - Acometida General Económicas

Finalmente el circuito a simular es el que se presenta en la Fig. 7.80.

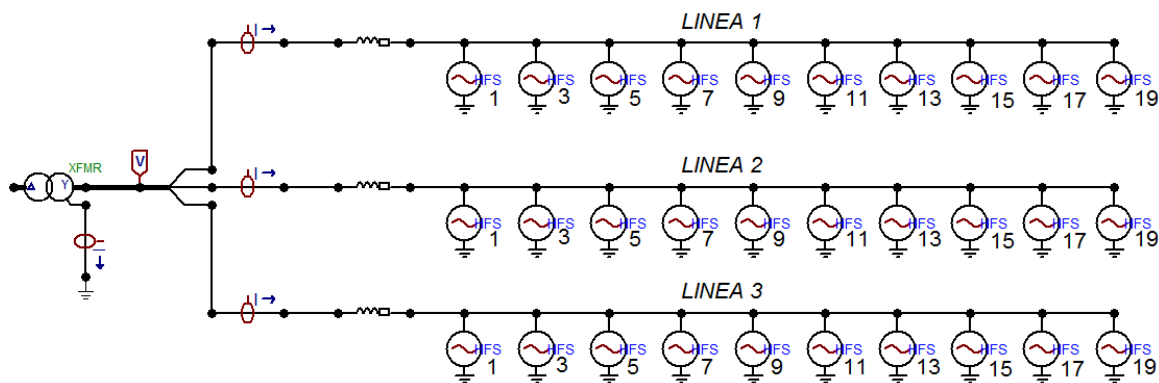


Fig. 7.80. Circuito a simular

Luego de ejecutar la misma, con el programa auxiliar **MC'sPlot XY** se pueden graficar las distintas formas de onda de corriente y su respectivo espectro en frecuencias como se aprecia en las siguientes figuras.

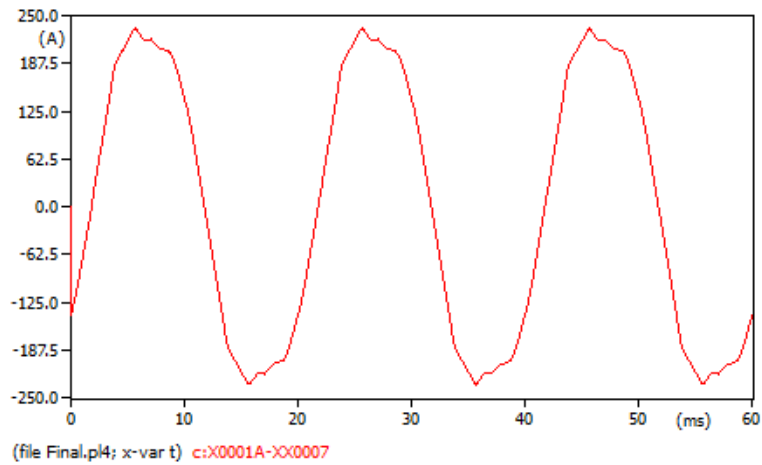


Fig. 7.81. Forma de onda de la corriente en la Línea 1

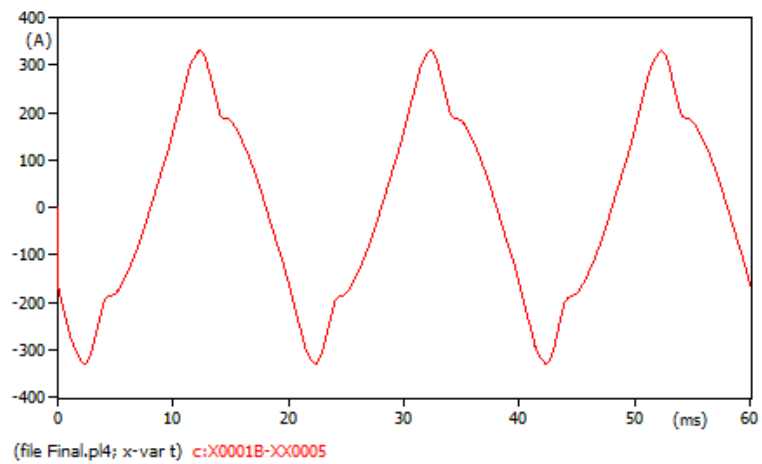


Fig. 7.82. Forma de onda de la corriente en la Línea 2

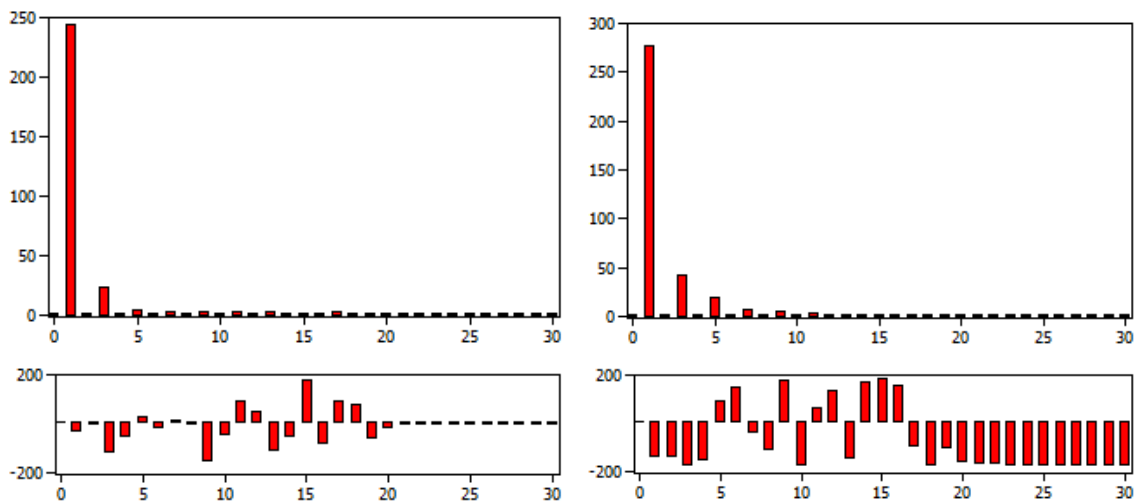


Fig. 7.83. Espectro de frecuencias, modulo y fase Línea 1 y Línea 2

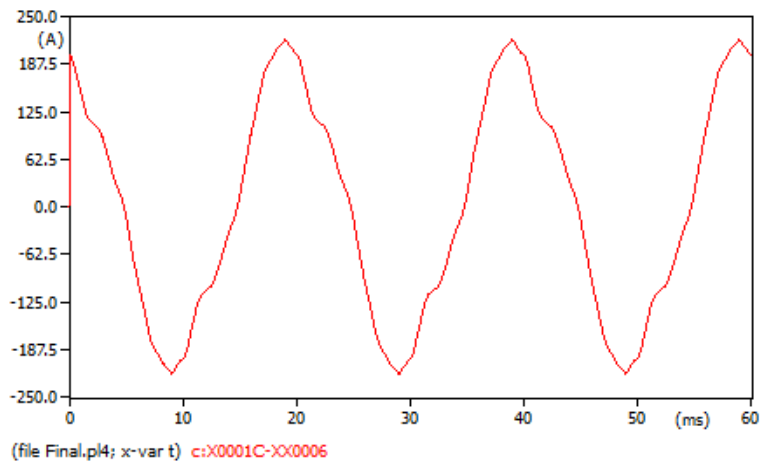


Fig. 7.84. Forma de onda de la corriente en la Línea 3

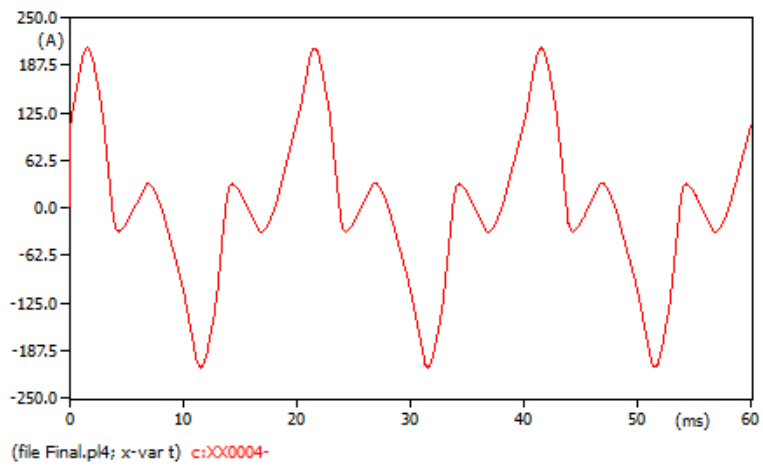


Fig. 7.85. Forma de onda de la corriente en el neutro

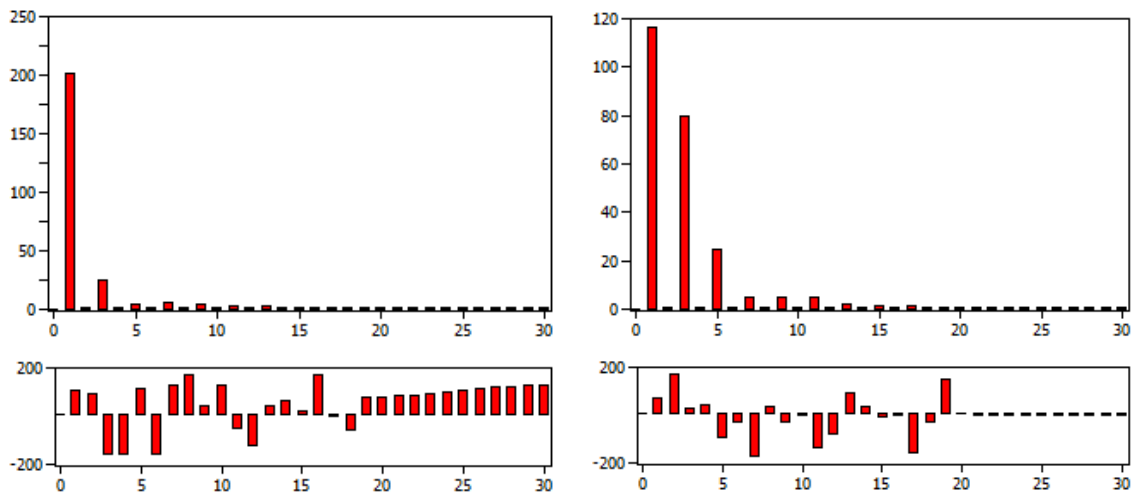


Fig. 7.86. Espectro de frecuencias, modulo y fase Línea 3 y Neutro

Como puede verse en la Fig. 7.86, por el conductor de neutro están circulando aproximadamente 80 Amperes pico de tercer armónico, con lo cual el paso siguiente es analizar si es factible la colocación de un filtro armónico.

7.3.2 Simulación Instituto de Investigaciones Biológicas (I.I.B.)

Continuando con el mismo análisis realizado para la simulación de la Acometida General de Económicas, se muestra a continuación el resultado de la simulación del Instituto de Investigaciones Biológicas (I.I.B.), tomando como caso de estudio la medición que resultó tener la tercera armónica con mayor amplitud.

La simulación de líneas y transformadores ya fueron explicados previamente. Se conservó el formato del circuito a simular con la salvedad de que, además de modificar los parámetros de las fuentes HFS, se adicionó un tramo de línea que corresponde a la alimentación del tablero del I.I.B.

En la Tabla 10 se pueden observar los datos cargados en cada fuente de corriente HFS.

F	Observación	Número de Armónico									
		1	3	5	7	9	11	13	15	17	19
1	I1 RMS [A]	41.51	4.03	1.10	0.70	0.49	0.10	0.32	0.18	0.17	0.13
	I1 PICO [A]	58.70	5.70	1.56	0.99	0.69	0.14	0.45	0.25	0.24	0.18
	Fase	7.34	116.66	-144.01	-62.93	107.74	-31.72	-111.74	175.07	85.81	-60.13
	Fase + 90°	97.34	206.66	-54.01	27.07	197.74	58.28	-21.74	265.07	175.81	29.87
2	I2 RMS [A]	26.12	0.47	0.30	0.54	0.22	0.20	0.12	0.03	0.07	0.09
	I2 PICO [A]	36.94	0.66	0.42	0.76	0.31	0.28	0.17	0.04	0.10	0.13
	Fase	-158.29	91.69	157.24	15.10	-15.72	125.22	55.23	27.11	177.75	-119.29
	Fase + 90°	-68.29	181.69	247.24	105.10	74.28	215.22	145.23	117.11	267.75	-29.29
3	I3 RMS [A]	38.70	3.12	2.17	0.90	0.45	0.28	0.41	0.20	0.14	0.16
	I3 PICO [A]	54.73	4.41	3.07	1.27	0.64	0.40	0.58	0.28	0.20	0.23
	Fase	96.80	126.68	-50.59	-61.01	1.37	-162.47	-77.96	-2.11	46.44	102.49
	Fase + 90°	186.80	216.68	39.41	28.99	91.37	-72.47	12.04	87.89	136.44	192.49

Tabla 10. Valores de corriente de carga - I.I.B.

El circuito a simular, puede observarse en la Fig. 7.87.

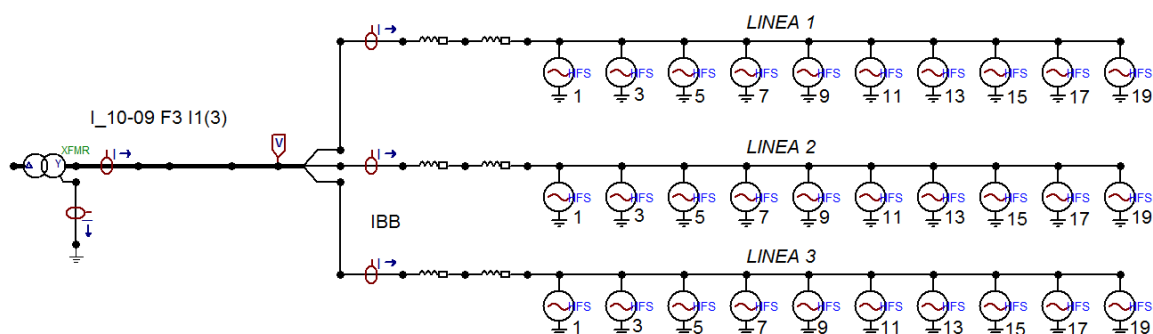


Fig. 7.87. Circuito a simular, Instituto de Inv. Biológicas (I.I.B.)

Luego de ejecutar la simulación, con el programa auxiliar **MC'sPlot XY** se pueden graficar las distintas formas de onda de corriente y su respectivo espectro en frecuencias, como se aprecia en las siguientes figuras:

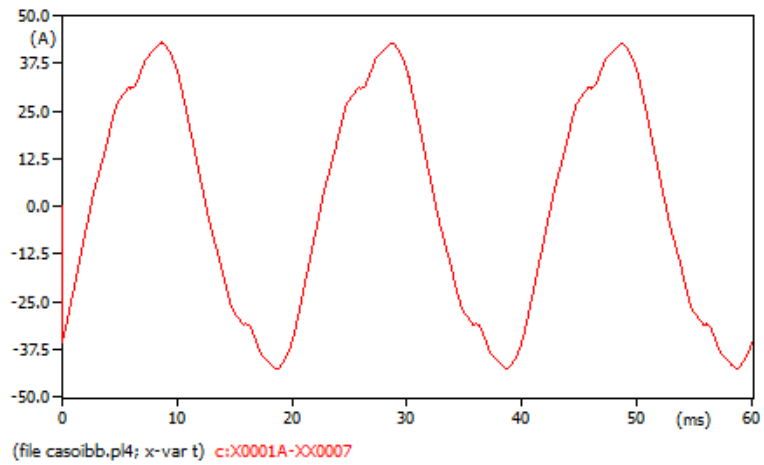


Fig. 7.88. Forma de onda de la corriente en la Línea 1

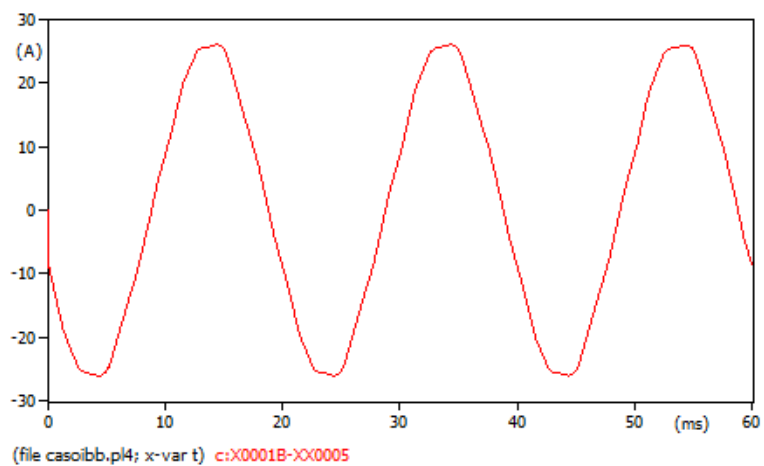


Fig. 7.89. Forma de onda de la corriente en la Línea 2

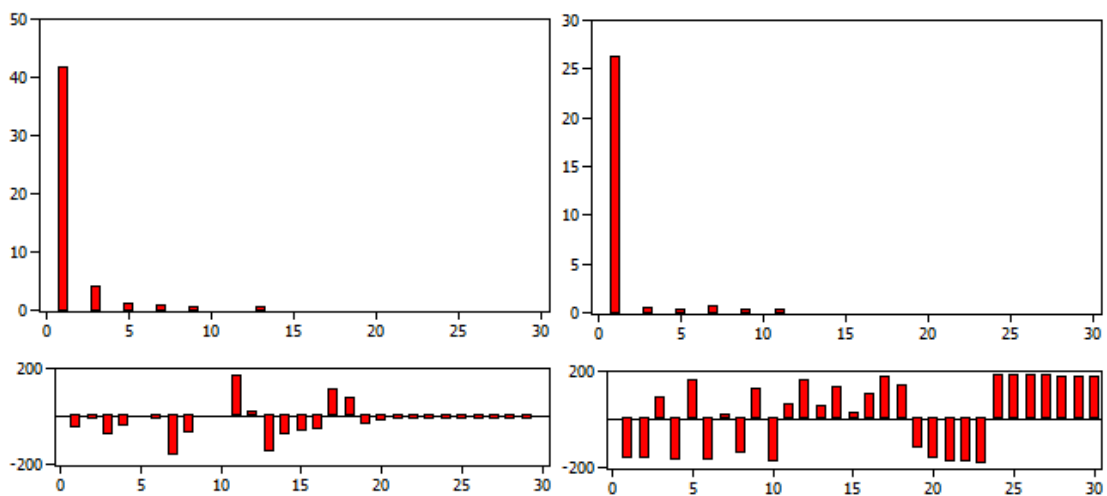


Fig. 7.90. Espectro de frecuencias, modulo y fase Línea 1 y Línea 2

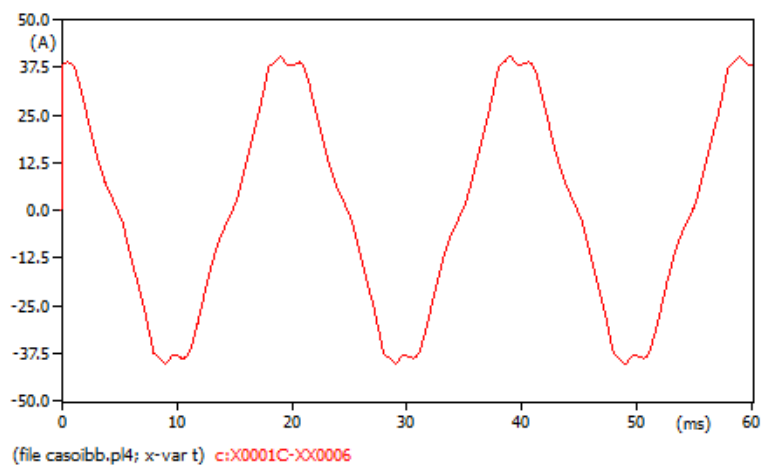


Fig. 7.91. Forma de onda de la corriente en la Línea 3

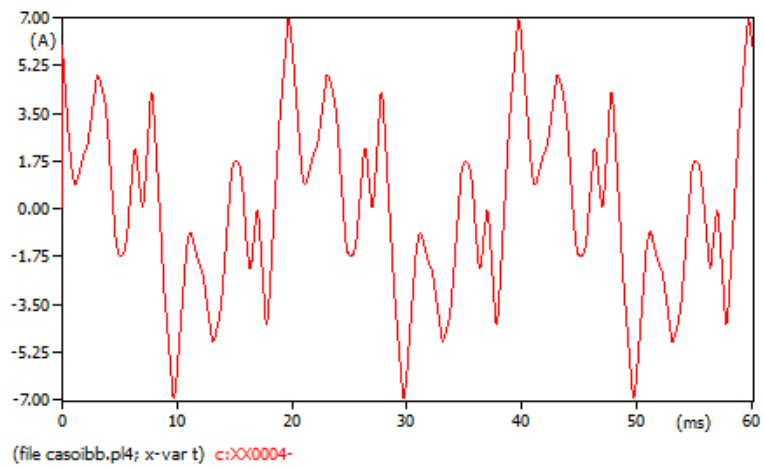


Fig. 7.92. Forma de onda de la corriente en el Neutro

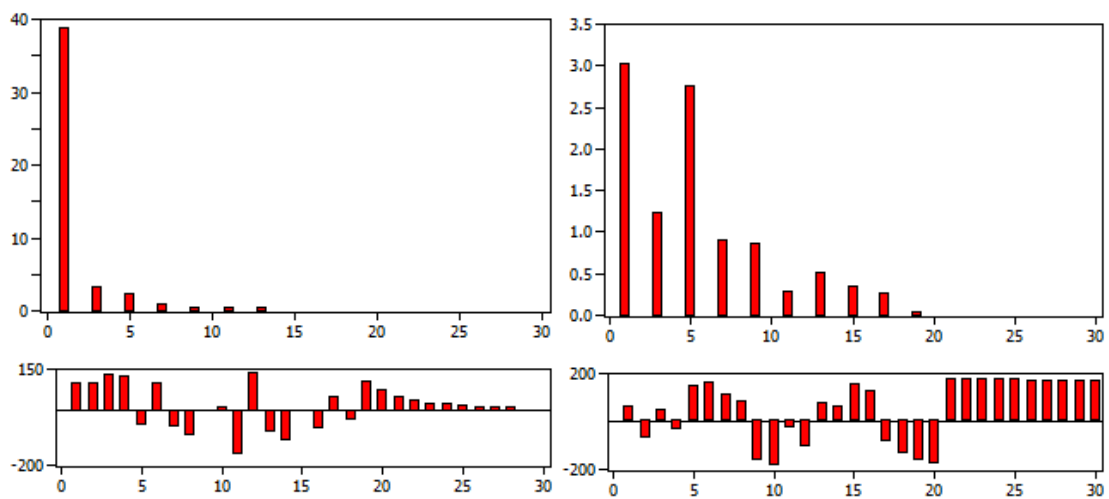


Fig. 7.93. Espectro de frecuencias, modulo y fase - Línea 3 y Neutro

La mayor distorsión se da para el conductor de neutro, lo cual era lo esperado. Igualmente, por más que la corriente en el neutro se encuentre muy distorsionada, el valor de la misma no es significativo. Para los valores actuales, no se justifica el estudio de la factibilidad de la instalación de un filtro de armónicos.

En cuanto al desequilibrio, se observa que las fases 1 y 3 están aproximadamente un 60% más cargadas que la fase 2.

7.3.3 Simulación Centro de Cómputos

De la misma manera se tomó como caso de estudio la medición que resulto tener la tercera armónica con mayor amplitud.

En la Tabla 11 se pueden observar los datos cargados en cada fuente de corriente HFS.

F	Observación	Número de Armónico									
		1	3	5	7	9	11	13	15	17	19
1	I1 RMS [A]	13.74	0.29	1.61	0.40	0.23	0.29	0.16	0.14	0.06	0.12
	I1 PICO [A]	19.43	0.41	2.28	0.57	0.33	0.41	0.23	0.20	0.08	0.17
	Fase	-10.07	143.98	173.34	178.26	67.97	3.25	-49.00	-140.37	179.91	160.80
	Fase + 90°	79.93	233.98	263.34	268.26	157.97	93.25	41.00	-50.37	269.91	250.80
2	I2 RMS [A]	15.47	7.60	2.38	1.52	0.77	0.49	0.42	0.49	0.22	0.37
	I2 PICO [A]	21.88	10.75	3.37	2.15	1.09	0.69	0.59	0.69	0.31	0.52
	Fase	-121.19	-157.27	73.42	-35.50	-171.67	91.17	-66.62	-123.65	13.14	-19.55
	Fase + 90°	-31.19	-67.27	163.42	54.50	-81.67	181.17	23.38	-33.65	103.14	70.45
3	I3 RMS [A]	6.41	0.43	0.82	0.20	0.24	0.32	0.21	0.20	0.02	0.04
	I3 PICO [A]	9.07	0.61	1.16	0.28	0.34	0.45	0.30	0.28	0.03	0.06
	Fase	143.72	-102.61	99.10	88.67	34.46	-106.32	54.55	-124.28	32.61	-152.26
	Fase + 90°	233.72	-12.61	189.10	178.67	124.46	-16.32	144.55	-34.28	122.61	-62.26

Tabla 11. Valores de corriente de carga - C.C.

El circuito a simular para el Centro de Cómputos es el de la Fig. 7.94.

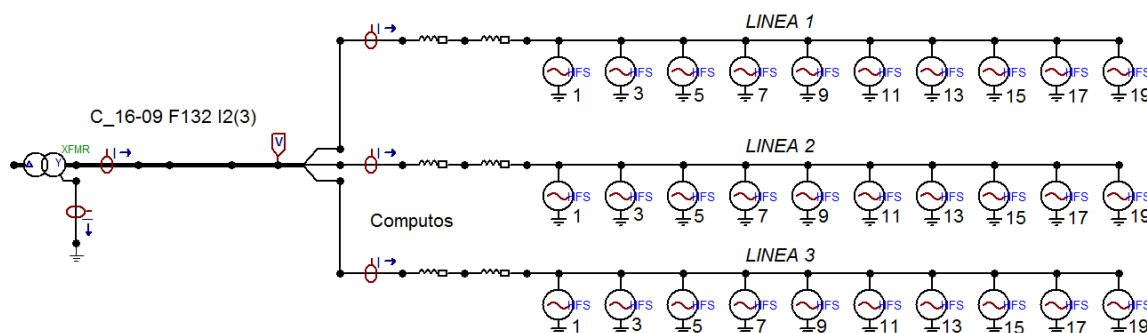


Fig. 7.94. Circuito a simular, Sala de Cómputos

La forma de onda resultante para las tres líneas y el neutro puede observarse en la figura 7.107-108-110 y 111 y sus respectivos espectros de módulo y fase en las Fig. 7.109 y 7.112.

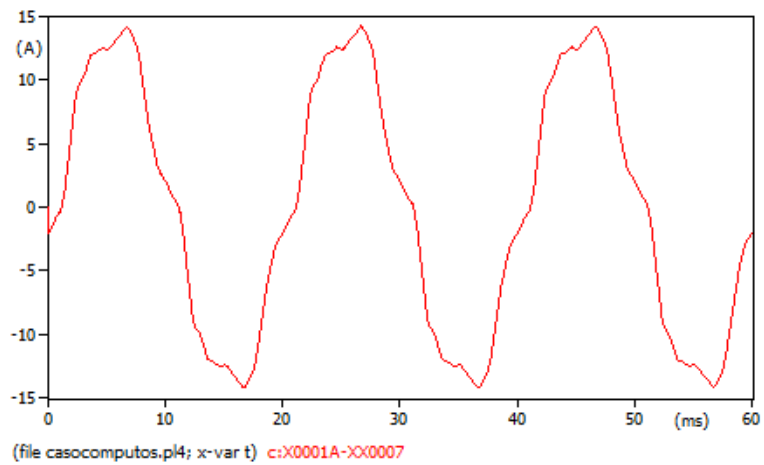


Fig. 7.95. Forma de onda de la corriente en la Línea 1

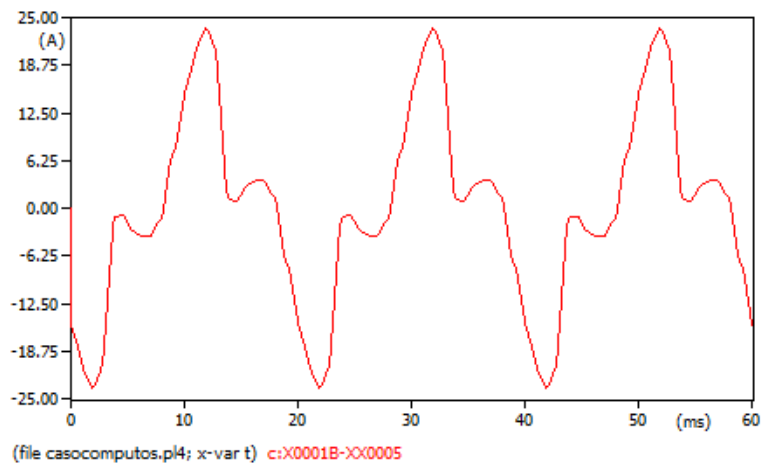


Fig. 7.96. Forma de onda de la corriente en la Línea 2

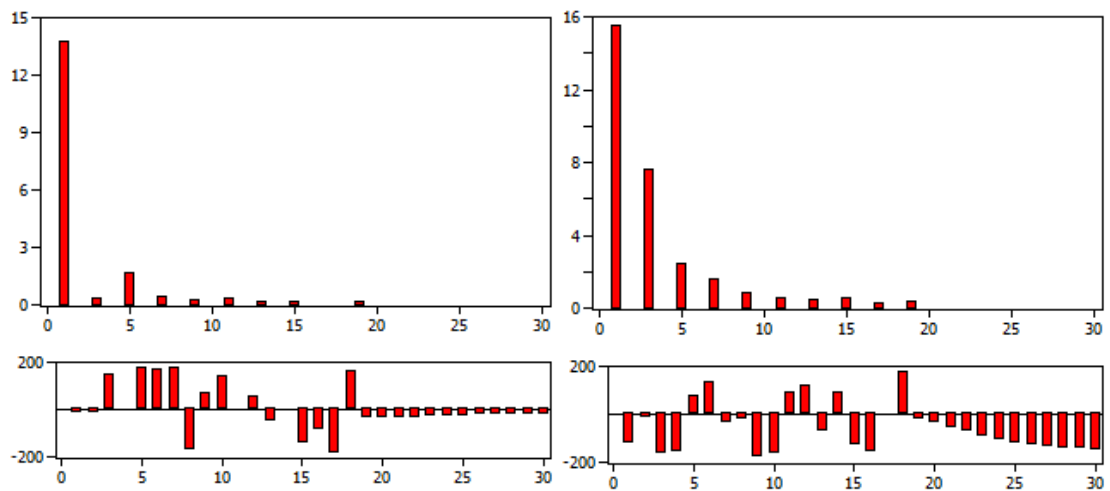


Fig. 7.97. Espectro de frecuencias, modulo y fase - Línea 1 y 2

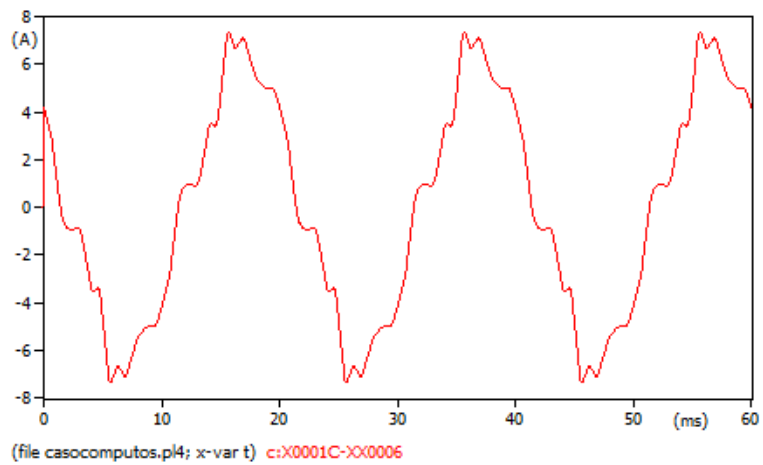


Fig. 7.98. Forma de onda de la corriente en la Línea 3

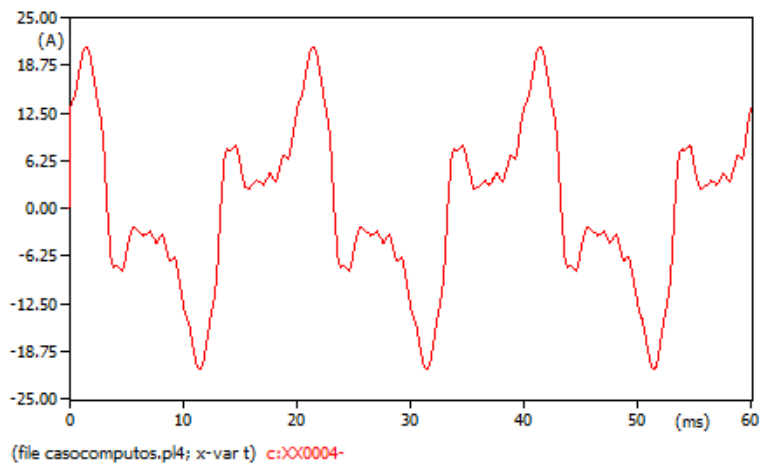


Fig. 7.99. Forma de onda de la corriente en el Neutro

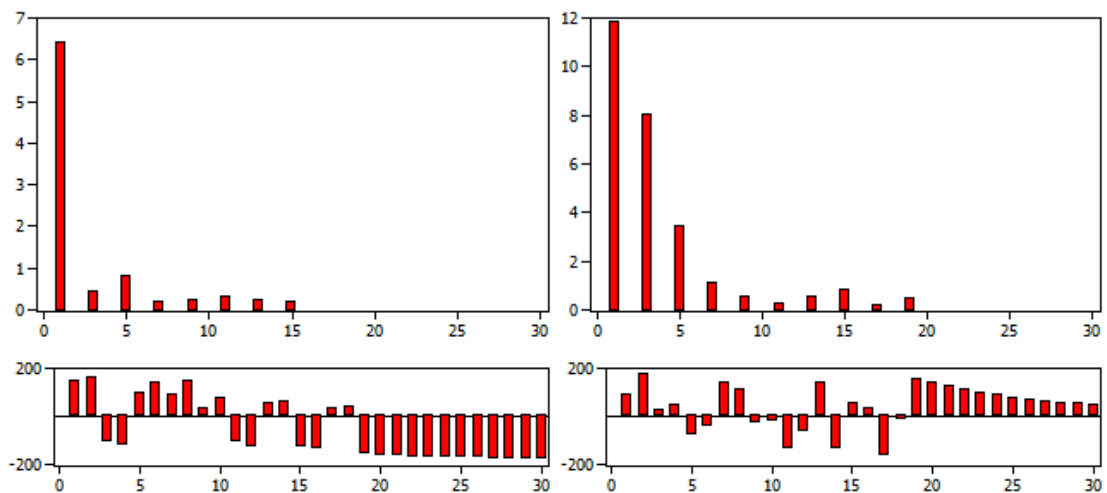


Fig. 7.100. Espectro de frecuencias, modulo y fase - Línea 3 y Neutro

En la alimentación al Centro de Cómputos, se observa que la forma de onda de corriente está muy distorsionada para las tres fases y el neutro. Esta distorsión es típica de las computadoras, siendo estas el tipo de carga predominante.

El problema que puede ocasionar esta situación está relacionado con la caída de tensión en la red aguas arriba, que resultaría distorsionada, producto de la circulación de una corriente distorsionada por una impedancia lineal. Con los valores de corriente demandados, y las impedancias del sistema, la situación es normal. No se recomienda ninguna intervención fuera de lo estándar, controlar el equilibrio de las cargas.

7.3.4 Diseño y Simulación de un filtro pasivo

Como ya se mencionó previamente, en general la carga del Complejo Universitario de la UNMDP es completamente variable y desequilibrada, por ejemplo, en las Fig. 7.17 y Fig. 7.18 se puede observar como varía la potencia aparente y el factor de potencia a lo largo de una semana de medición.

Por esta razón se torna imposible la implementación de un filtro pasivo en este caso ya que el mismo se calcula en función de la potencia para un determinado estado de carga - esto se tratará detalladamente en esta misma sección-. Por este motivo se analizará la posibilidad de implementar un filtro pasivo para una carga puntual y equilibrada.

Se estudiará el caso particular y típico de un grupo de computadoras, el cual podría darse por ejemplo en el Centro de Cómputos. Es objetivo de este análisis diseñar un filtro pasivo y verificar su funcionamiento.

7.3.4.1 Modelo eléctrico de una PC

Para realizar la simulación se adoptó un modelo de carga alineal como es el de una computadora estándar. El modelo fue adoptado del artículo "Análisis de la Calidad de Energía en un Centro de Cómputos" [20].

Este modelo se compone de una combinación de un circuito rectificador tipo puente monofásico, capacitores, resistencias e inductancias. El circuito eléctrico representativo puede verse en la Fig. 7.101.

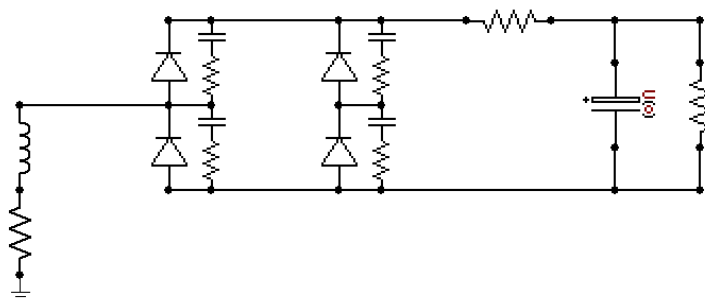


Fig. 7.101. Modelo eléctrico de una PC

Para realizar un trabajo de simulación más limpio, se realizó una "compresión"³ del circuito, transformándolo en un bloque representativo del mismo con una entrada y una salida, como puede verse en la Fig. 7.102.

³ Compresión: Denominación utilizada en ATP para agrupar diferentes circuitos en uno solo.

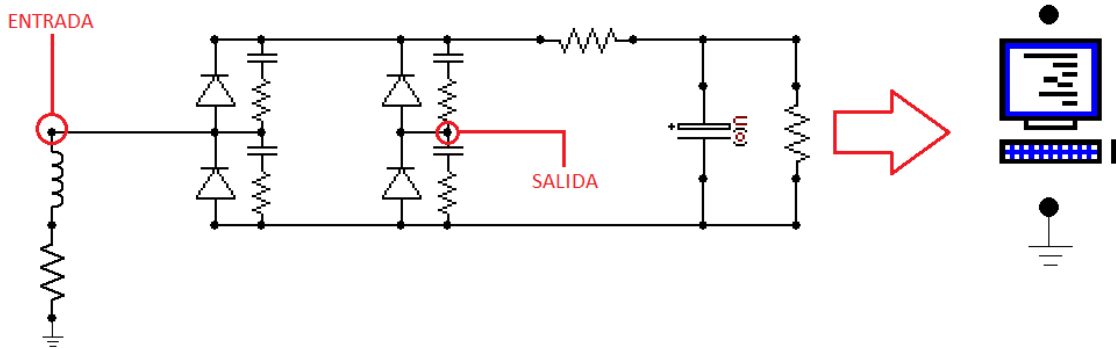


Fig. 7.102. Compresión del circuito en un bloque

Se optó por simular un caso en que se tengan ocho computadoras por fase. El circuito a simular en ATP resulta el de la Fig. 7.103.

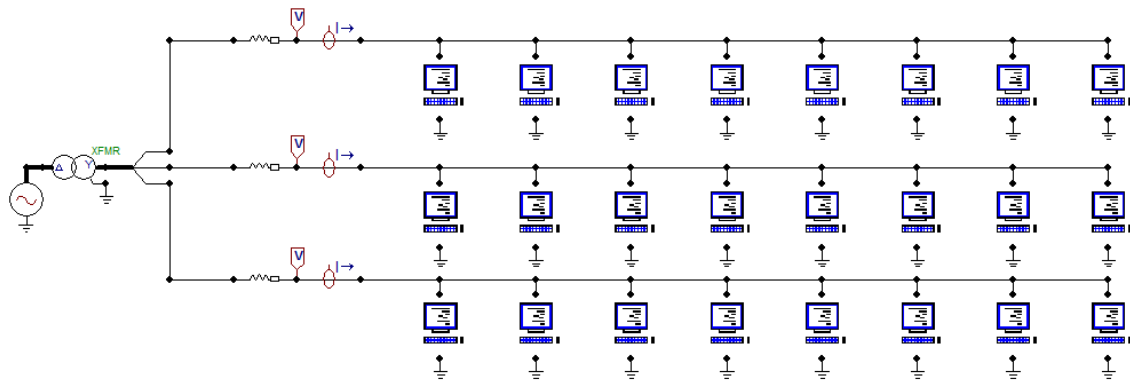


Fig. 7.103. Circuito a simular en ATP – 8 PC's/fase

A continuación en la Fig. 7.104 y la 7.105 podemos ver la forma de onda y el espectro de frecuencias de corriente por fase para este caso. Cabe destacar la similitud en la forma de onda que se logra con este modelo, si se compara con lo simulado previamente en la sección 6.3.2 “Fig. 6.7. Forma de onda de corriente Computadora PC”.

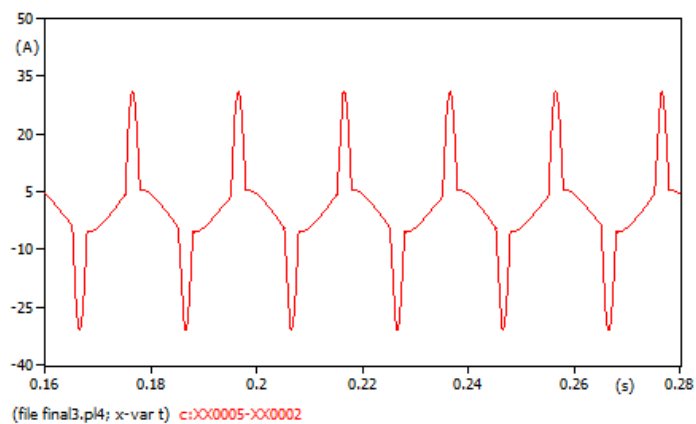


Fig. 7.104. Forma de onda de corriente para 8 PC's

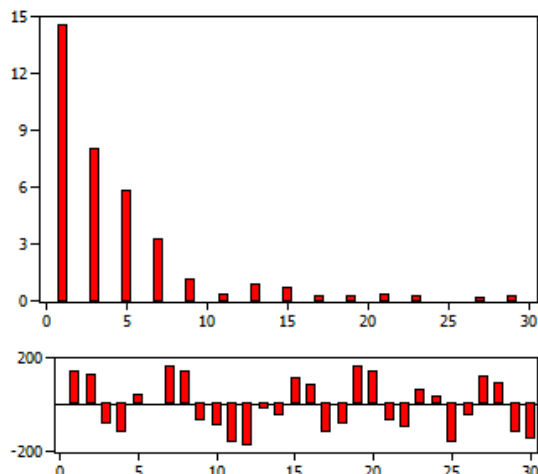


Fig. 7.105. Espectro de frecuencias, módulo y fase de corriente para 8 PC's

7.3.4.2 Diseño del filtro pasivo

El proyecto del filtro pasivo presentado en este ítem se realizó conforme a las bases de la norma IEEE Std. 1531 (*Guide for Application and Specification of Harmonic Filters*), siguiendo todas las consideraciones y ecuaciones que la misma recomienda.

Se proyectó un filtro sintonizado en el tercer armónico, ya que este es el de mayor amplitud como se observa en el espectro de frecuencia de la Fig. 7.105.

En primer lugar, se debe determinar la cantidad de energía reactiva capacitiva necesaria para el filtrado. En este caso se optó por tomar una postura conservadora y se diseñó el banco para compensar el 100% de la energía reactiva, valor que se obtuvo de la simulación previamente detallada. A continuación, se explica el procedimiento que se debe seguir si se desea compensar un porcentaje inferior de energía reactiva.

El proceso de cálculo comienza basándose en la cantidad de compensación capacitiva necesaria para alcanzar el factor de potencia deseado.

En el triángulo de potencias de la Fig. 7.106 se observa claramente la compensación deseada, por tanto se calcula Q_c , que representa la energía reactiva a compensar.

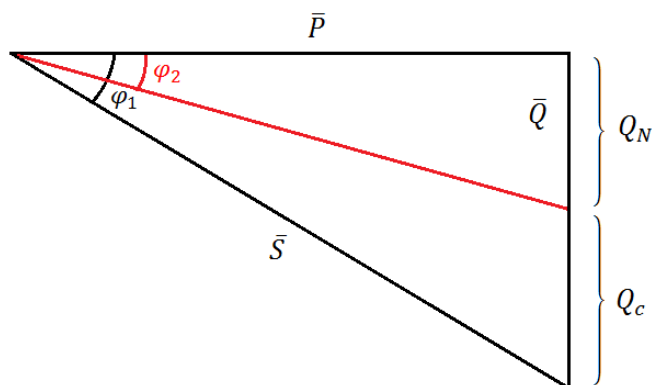


Fig. 7.106. Triángulo de potencias

Se tiene entonces:

$$S_{\phi} \text{ (Potencia aparente por fase)} \quad (7.15)$$

$$FP_2 \rightarrow \varphi_2 = \arccos(FP_2) \quad (7.16)$$

$$\cos(\varphi_1) = \frac{P_{\phi}}{S_{\phi}} \rightarrow P_{\phi} = \cos(\varphi_1) \cdot S_{\phi} \quad (7.17)$$

$$P_{\phi} = FP_1 \cdot S_{\phi} \quad (7.18)$$

$$tg(\varphi_2) = \frac{Q_N}{P} \quad (7.19)$$

$$Q_{N\phi} = P_{\phi} \cdot tg(\varphi_2) \quad (7.20)$$

$$Q_{\phi} = \sqrt{S_{\phi}^2 - P_{\phi}^2} \quad (7.21)$$

$$Q_{C_{\phi}} = Q_{\phi} - Q_{N\phi} \quad (7.22)$$

La norma IEEE Std. 1036-1992 (*Guide for Application of Shunt Power Capacitors*), proporciona una manera más sencilla de calcular la energía reactiva a compensar. Por medio de una tabla de doble entrada (Tabla 12), se calcula un coeficiente y luego se multiplica al mismo por la potencia aparente total. A la tabla se entra por la derecha con el valor de FP actual y por encima con el valor de FP deseado.

x	0,80	0,81	0,82	-	0,94	0,95
0,50	0,982	1,008	1,034	-	1,369	1,403
0,51	0,937	0,962	0,989	-	1,324	1,358
0,52	0,893	0,919	0,945	-	1,280	1,314
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
0,88	/	/	/	-	0,145	0,211
0,89	/	/	/	-	0,117	0,183

Tabla 12. Coeficiente de multiplicación IEE Std. 1036-1992

De esta manera, la energía reactiva necesaria (por fase) para compensar el fp resulta:

$$Q_{C_{\phi}} = FP_1 \cdot Coeficiente \cdot S_{\phi} \quad (7.23)$$

Se puede comprobar muy fácilmente que por ambos métodos de cálculo se llega a la misma solución.

Continuando con el proceso de cálculo, de la simulación se obtuvo que la carga posee una potencia reactiva inductiva de 300 [VA], valor que se adopta para Q_{C_ϕ} .

La norma en su apartado de cálculo explicita la siguiente recomendación:

"Generalmente el filtro se ajusta a una frecuencia un poco más baja que la del armónico más significativo que se quiere filtrar. Filtros armónicos a menudo son ajustados aproximadamente entre un 3% y un 15% por debajo de la frecuencia armónica."

Sin embargo, luego de realizar repetidas simulaciones para este caso en particular, se obtuvieron mejores resultados cuando no se aplicó el criterio de la recomendación.

Luego la impedancia efectiva del banco de filtrado será:

$$X_{eff} = \frac{V_{LN}^2}{Q_{C_\phi}} = \frac{229^2[V]}{300 [VAr]} = 174,8 [\Omega] \quad (7.24)$$

Resultando el valor de la impedancia capacitiva:

$$X_C = \left(\frac{n^2}{n^2 - 1} \right) \cdot X_{eff} \quad (7.25)$$

Donde n representa el orden del armónico a ser filtrado, en este caso $n = 3$

$$X_C = \left(\frac{3^2}{3^2 - 1} \right) \cdot 174,8 [\Omega] \quad (7.26)$$

$$X_C = 196,65 [\Omega] \quad (7.27)$$

$$X_C = \frac{1}{\omega C} ; \omega = 2\pi f \text{ y } f = 50 [Hz] \quad (7.28)$$

$$C = 16,1863 [\mu F] \quad (7.29)$$

$$X_L = \frac{X_C}{n^2} \quad (7.30)$$

$$X_L = 21,85 [\Omega] \quad (7.31)$$

$$X_L = \omega \cdot L \quad (7.32)$$

$$L = 69,55 [mH] \quad (7.33)$$

En función de lo recomendado por la bibliografía la resistencia de los inductores en general se encuentra entre la 50^{va} y las 150^{vas} partes de la reactancia inductiva.

Por lo tanto, la resistencia resulta:

$$R = \frac{21,85 [\Omega]}{150} = 0,145 [\Omega] \quad (7.34)$$

Finalmente, una vez calculados los parámetros del filtro se realizó una simulación en el programa PSpice para observar el comportamiento en frecuencia del mismo. El circuito a simular se observa en la Fig. 7.107.

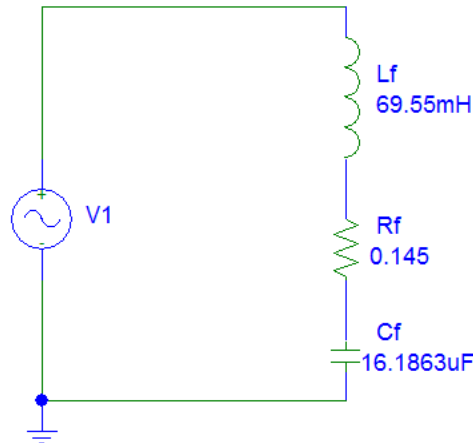


Fig. 7.107. Circuito del filtro a simular en PSpice

Realizando una simulación del tipo AC- Sweep (Barrido en frecuencia) se obtiene el gráfico de la Fig. 7.108 - corriente en función de la frecuencia-.

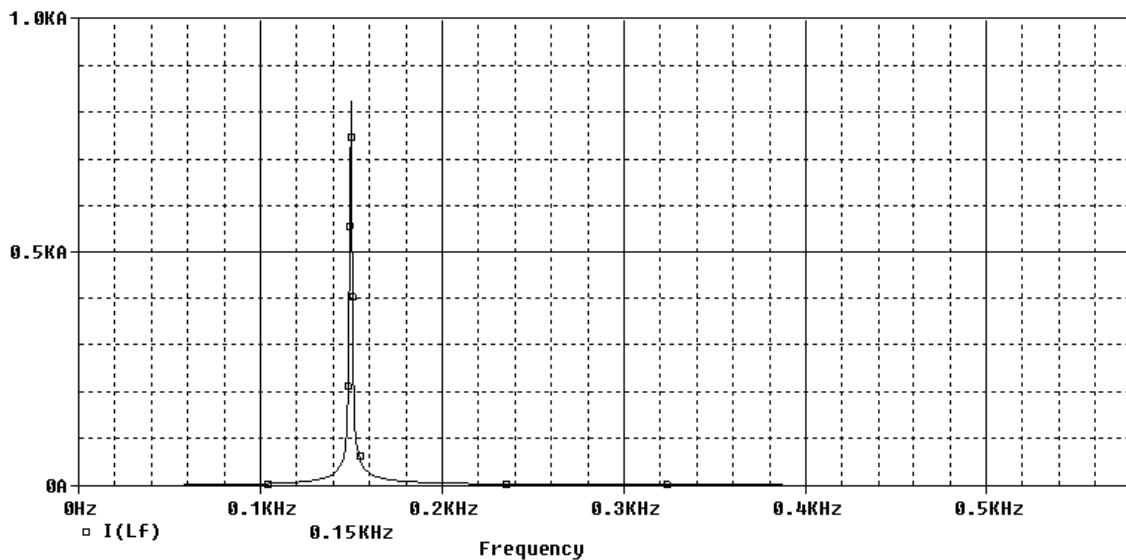


Fig. 7.108. Espectro en frecuencia del filtro pasivo

Puede observarse como la corriente adquiere valores despreciables y muy cercanos a cero salvo para la frecuencia de **150Hz**, frecuencia para la cual el filtro deja pasar la máxima corriente, con lo cual se puede afirmar que el filtro funciona correctamente.

Según la IEEE – 1531 (*Guide for Application and Specification of Harmonic Filters*) la misma efectividad del filtrado puede ser alcanzada con una variedad de diferentes formas de conexión del filtro. Por tanto se adopta la primera configuración de la Fig. 7.109 (configuración estrella, con centro aterrado).

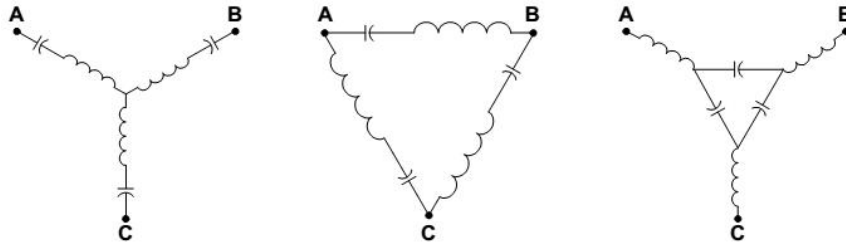


Fig. 7.109. Diferentes configuraciones con la misma efectividad en el filtrado

7.3.4.3 Simulación del filtro pasivo

Luego se realizó una simulación en ATP para observar como es el comportamiento del filtro en presencia de la carga alineal en cuestión, como se observa en la Fig. 7.110.

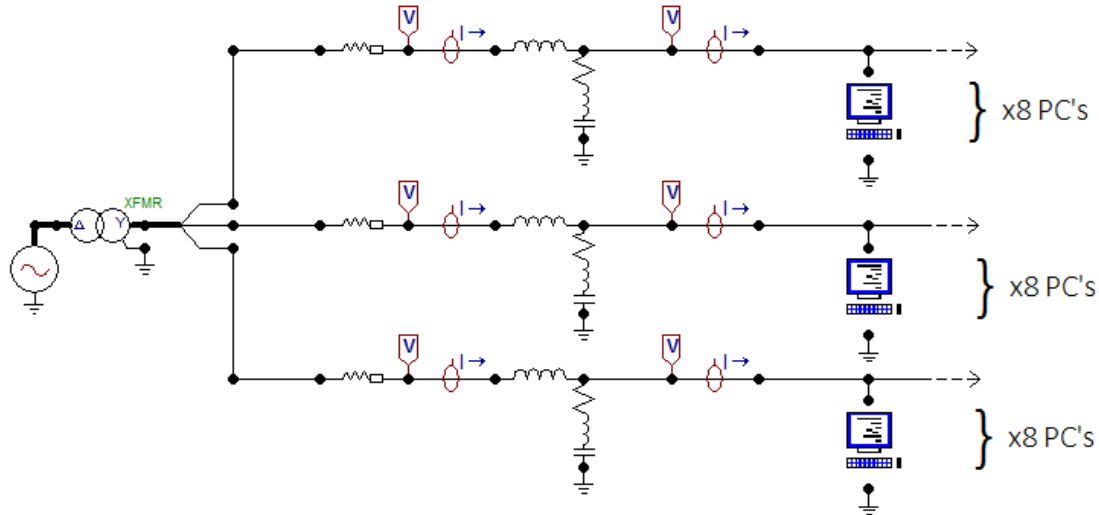


Fig. 7.110. Circuito a simular con filtro pasivo

Como se puede observar en la Fig. 7.110 junto con el filtro se colocó en serie con la línea una "Bobina de Choque".

Dicha bobina, es el resultado de un conjunto de simulaciones, en las cuales se observó que sin ella, el filtro no filtraba prácticamente nada.

Para una frecuencia de 150 Hz la impedancia del brazo serie Transformador-Línea era del orden de la impedancia del filtro - es decir, presentaba una impedancia muy baja - por lo cual gran parte de la corriente circulaba por dicha rama, evitando así al filtro.

Se calculó dicha bobina de choque adoptando una relación de filtrado de 10 a 1 para la frecuencia de 150 Hz.

Se propuso entonces:

$$|Z_{RAMA\ SERIE}(150\ Hz)| = 10 \cdot |Z_{FILTRO}(150\ Hz)| \quad (7.35)$$

$$|Z_{RS}| = \sqrt{[0,145\ \Omega]^2 + [2 \cdot \pi \cdot 150\ Hz \cdot (0,025878\ mH + L_{CH})]^2} = 10 \cdot (0,145\ \Omega) \quad (7.36)$$

Resolviendo esta ecuación, la inductancia de la bobina de choque resulta:

$$L_{CH} = 1,505\ [mH] \quad (7.37)$$

Luego de correr la simulación los resultados de la corriente son lo que se muestran en la Fig. 7.111 y Fig. 7.112. Solo se muestran los de una fase ya que al ser equilibrado el sistema las demás se comportan de igual forma.

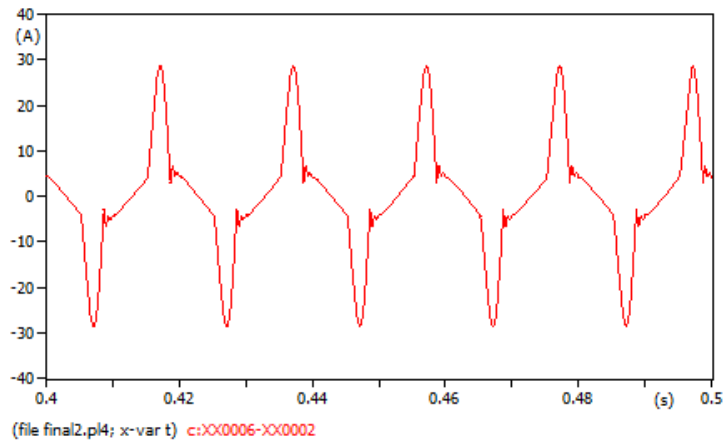


Fig. 7.111. Forma de onda de corriente aguas abajo del filtro

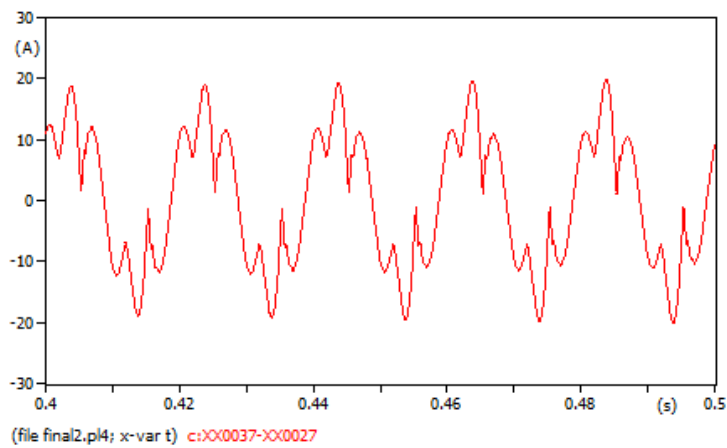


Fig. 7.112. Forma de onda de corriente aguas arriba del filtro

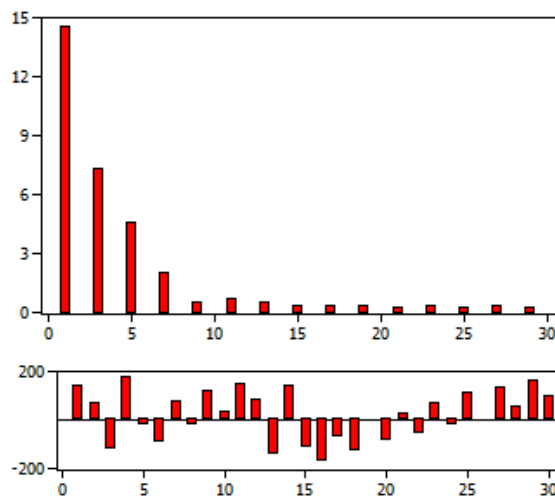


Fig. 7.113. Espectro de frecuencias de corriente aguas abajo del filtro

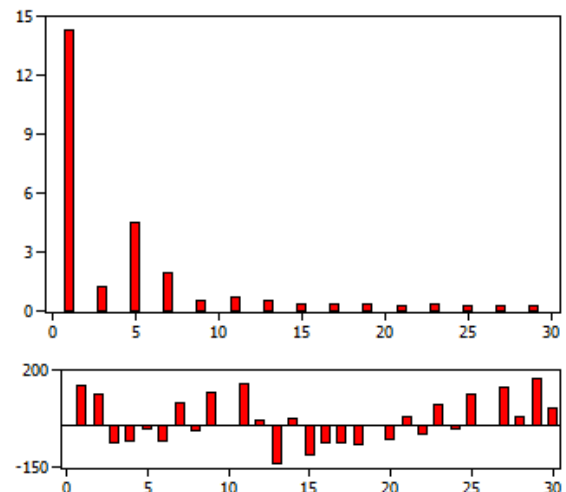


Fig. 7.114. Espectro de frecuencias de corriente aguas arriba del filtro

Armónico	Amplitud [A]	Fase [°]
1	14,51	135,93
3	7,30	-114,97
5	4,55	-14,39
7	1,95	78,29
9	0,53	115,03
11	0,70	145,87
13	0,51	-141,72
15	0,30	-107,31
17	0,35	-64,54
19	0,29	-7,14

Tabla 13. Armónicos de Corriente aguas abajo del filtro

Armónico	Amplitud [A]	Fase [°]
1	14,25	143,13
3	1,15	-65,31
5	4,42	-14,44
7	1,89	78,00
9	0,51	114,47
11	0,67	145,80
13	0,50	-141,18
15	0,29	-106,39
17	0,34	-64,02
19	0,28	-7,20

Tabla 14. Armónicos de Corriente aguas arriba del filtro

La colocación de una bobina de choque en serie con la línea si bien mejora enormemente el filtrado tiene como inconveniente que aumenta la distorsión de la forma de onda de tensión.

Para los armónicos de orden superior la caída de tensión resulta elevada ya que la inductancia equivalente serie {Transformador - Línea - Bobina de choque} resulta considerable ($X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L$).

Por tanto, se analiza el impacto que tiene en la tensión la colocación de dicha bobina de choque. Se compararon los armónicos de tensión que se obtuvieron de la simulación con lo que establece la resolución **184/00** del ENRE en cuanto a los "Niveles de Referencia para Tensiones Armónicas".

A continuación, se reproduce una parte de dicha resolución para poder comprender con mayor claridad el tema.

Extracto de la RES. ENRE 184/00

Niveles de Referencia para Tensiones Armónicas.

Los niveles de Tensiones Armónicas presentes en los puntos de suministro (Tasas de distorsión individual y total de las tensiones Armónicas medidas en valor eficaz cada 10 minutos), no deberán sobrepasar los Niveles de Referencia indicados en la Tabla 2 para puntos de suministro en MT ($1\text{kV} < U < 66\text{kV}$) y AT ($U \geq 66\text{kV}$) y en la Tabla 3 para puntos de suministro en BT ($U \leq 1\text{kV}$), durante más de un 5 % del tiempo total del período de medición.

Los Niveles de Referencia de las Tablas 2 y 3 son obligatorios para las Armónicas hasta el orden 40 (inclusive). La Tasa de Distorsión Total se define así como:

$$TDT = \sqrt{\sum_{i=2}^{40} \left(\frac{U_i}{U_1}\right)^2}$$

Donde,

U_i amplitud de la tensión de la armónica de orden i ;

U_1 amplitud de la tensión fundamental.

También se reproduce la citada "Tabla 3", la cual es de interés para el estudio en cuestión.

Tabla 3. Niveles de Referencia para las Armónicas de tensión en BT ($U \leq 1\text{kV}$), que no deben ser superados durante más del 5 % del período de medición.

Impares no múltiplos de 3		Impares múltiplos de 3		Pares	
Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)
5	6,0				
7	5,0			2	2,0
11	3,5	3	5,0	4	1,0
13	3,0	9	1,5	6	0,5
17	2,0	15	0,3	8	0,5
19	1,5	21	0,2	10	0,5
23	1,5	>21	0,2	12	0,2
25	1,5			>12	0,2
>25	$0,2+0,5 \times 25/n$				
Tasa de Distorsión Total: TDT 8%					

Aclaración: Si bien en la resolución **ENRE 184/00** los niveles de referencia se establecen para un cierto *período de medición*, en este análisis se comparan los límites fijados con los valores que se obtuvieron de la simulación ya que se supone que la carga es fija y se mantiene en el tiempo.

Resultados arrojados por la simulación:

Orden de la armónica (n)	Valor obtenido de la simulación [Vpico]
1	323,78
3	1,68
5	10,77
7	6,52
9	2,26
11	3,68
13	3,19
15	2,13
17	2,84
19	2,60

Tabla 15. Armónicos de tensión obtenidos de la simulación

En la Tabla 16, se comparan los valores arrojados por la simulación con los Niveles de Referencia de Tensión establecidos en la resolución ENRE 184/00.

Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental) según ENRE	Valor obtenido de la simulación [Vpico]	Porcentaje respecto a la fundamental $(U_n/U_1)*100$ en %	¿Verifica límite individual?	$(U_i/U_1)^2$
1	-	323,78	100	-	-
3	5	1,68	0,519	VERIFICA	2,7E-05
5	6	10,77	3,326	VERIFICA	1,1E-03
7	5	6,52	2,014	VERIFICA	4,1E-04
9	1,5	2,26	0,698	VERIFICA	4,9E-05
11	3,5	3,68	1,137	VERIFICA	1,3E-04
13	3	3,19	0,985	VERIFICA	9,7E-05
15	0,3	2,13	0,658	NO VERIFICA	4,3E-05
17	2	2,84	0,877	VERIFICA	7,7E-05
19	1,5	2,6	0,803	VERIFICA	6,4E-05
TDT*	8%				4,47

Tabla 16. Comparación simulación vs. Niveles ENRE 184/00

Como puede observarse en la Tabla 16 el único armónico que no verifica es el armónico 15° lo cual se debe a que la norma es demasiado exigente para este armónico en particular.

Debido a que la Tasa de Distorsión Total (TDT) está muy por debajo del valor admisible, se considera que el filtrado con dicha bobina de choque es aceptable en términos de distorsión en la tensión.

7.3.5 Simulación de un filtro activo

Como se demostró previamente, la compensación con un filtro pasivo es muy efectiva cuando se aplica a una carga puntual y equilibrada. Sin embargo, existen otros tipos de filtros como los activos, cuyo funcionamiento fue explicado en la sección “3.7.3 Filtro activo de potencia” que permiten realizar una compensación más profunda y en este caso puede aplicarse en la acometida general de económicas sin inconvenientes.

Para verificar si realmente la aplicación de un filtro activo, en el tablero general de la Facultad de Ciencias Económicas conduce a una solución satisfactoria, se simuló en el ATP el estado ideal, es decir se simuló solo las fundamentales brindadas por el analizador de redes, con la suposición de que el filtro activo “ideal” ya suprimió todos los componentes armónicos. El circuito a simular es el de la Fig. 7.115.

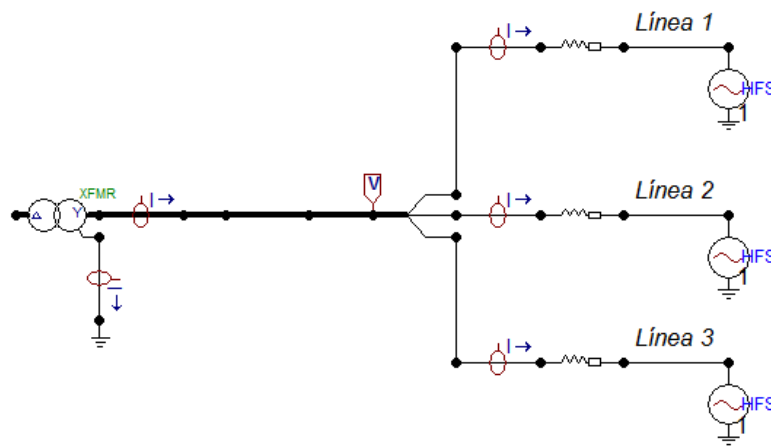


Fig. 7.115. Circuito a simular en ATP – Solo fundamentales

Luego de realizar la simulación se puede ver en la Fig. 7.116 que todas las corrientes son puramente sinusoidales con lo cual la corriente de neutro también lo es, esto puede observarse en la Fig. 7.117.

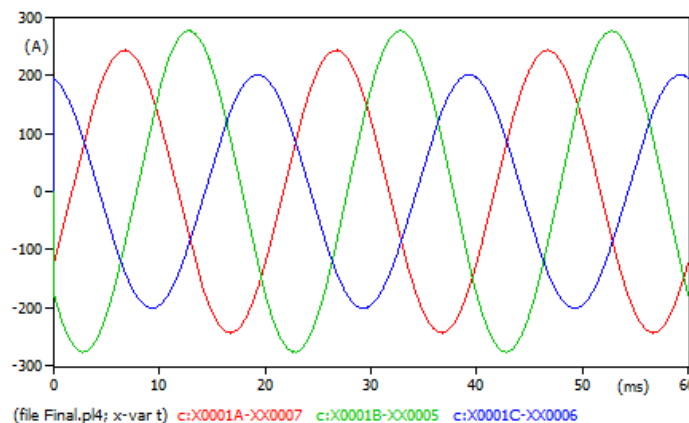


Fig. 7.116. Ondas de corriente por las líneas 1, 2 y 3

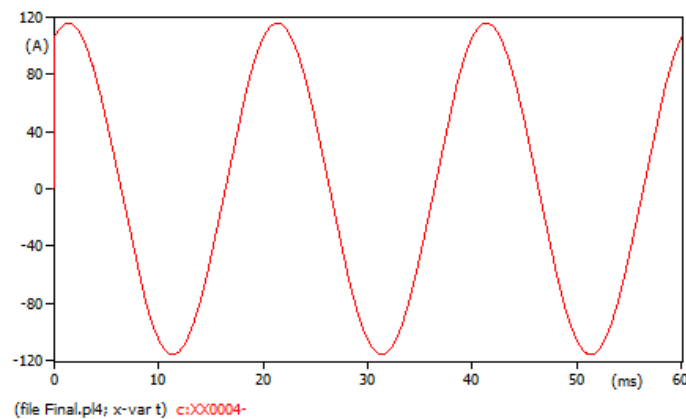


Fig. 7.117. Onda de corriente por el conductor neutro

Realizando la transformada rápida de Fourier, se puede ver en el espectro de frecuencias de la Fig. 7.118 que la corriente de neutro tiene un valor pico de 116 Ampere, siendo su valor eficaz 82,2 Ampere.

Es decir que obtendríamos un valor de corriente de neutro de 82,2 Ampere solo debido al desequilibrio de las fases, siendo este valor incluso del orden de la corriente aportada por el tercer armónico en el neutro, cuyo valor pico resultó de 80 Amper, siendo su valor eficaz de 57,7 Amper (ver Fig. 7.86).

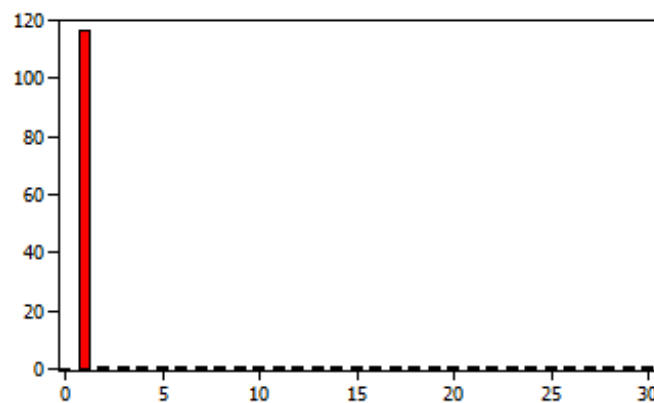


Fig. 7.118. Espectro de frecuencias para la corriente de neutro

7.3.5.1 Filtro activo comercial

En un futuro si la carga se incrementara, podría realizarse un análisis técnico/económico para justificar la instalación un filtro activo. En el mercado actual, diferentes empresas brindan mucha información acerca de este tipo de filtros; podemos encontrar:

- Filtros activos para grandes industrias
- Filtros activos para industrias de media escala
- Filtros activos para soluciones comerciales, residenciales, etc.

Algunas de las características principales de estos tipos de filtros son:

- Filtrado de hasta 20 armónicos en simultaneo
- Selección de armónicos hasta el 50^{vo}
- Factor de atenuación de armónicos de hasta un 97%
- Los niveles de armónicos deseados pueden ser seteados para cada armónico
- Resuelven problemas de armónicos tanto de baja como de alta frecuencia
- Aumenta la confiabilidad del sistema
- Cumple con todos los aspectos considerados en las regulaciones



Fig. 7.119. Serie de filtros PQF I/M/S de la marca ABB

Por ejemplo, la línea ABB presenta en el mercado su línea de filtros PQF I/M/S como se observa en la Fig. 7.119. Todos los equipos de esta línea presentan un layout similar que refleja el funcionamiento el filtro, como se observa en la Fig. 7.120 [21].

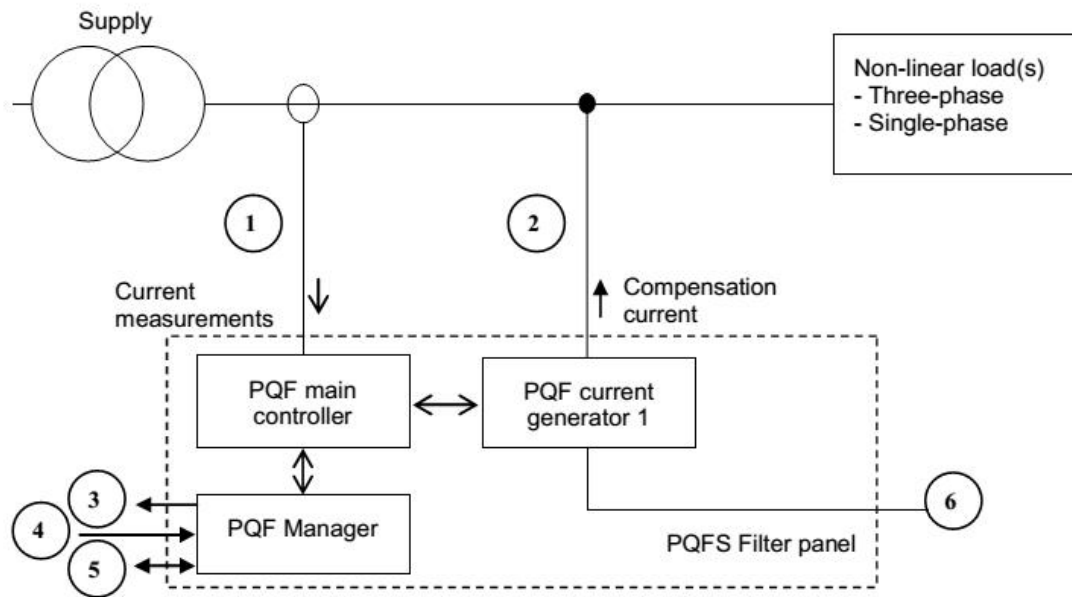


Fig. 7.120. Layout típico de un filtro activo

El controlador del filtro (PQF main controller) determina la corriente anti-armónica a ser inyectada basándose en la corriente de línea que mide y de los requerimientos especificados por el usuario (PQF Manager). La medición de las corrientes de línea, se obtienen de transformadores de corriente deben ser conectados aguas arriba del punto de conexión del filtro y de las cargas

Luego las corrientes son inyectadas por el generador de corriente (PQF current generator 1) que convierte las señales de control del filtro en corrientes de compensación, este generador se conecta en paralelo con la carga o las cargas. En la Tabla 17 se especifican los puntos de conexión del usuario que se corresponden con la Fig. 7.120.

ITEM	CONEXIONES DEL USUARIO
1	Conexión de los transformadores de corriente
2	Conexión del cable de alimentación
3	Salidas digitales programables
4	Conexión del control remoto, Botones locales, Seteado de control
5	Puerto de comunicación serie o Modbus
6	Conexiones de tierra

Tabla 17. Puntos de conexión del usuario

Estos tipos de filtros cuentan con una interfaz gráfica amigable como la que puede verse en la Fig. 7.121 que ofrece un acceso directo al control del filtro, programación y monitoreo de funciones con una PC

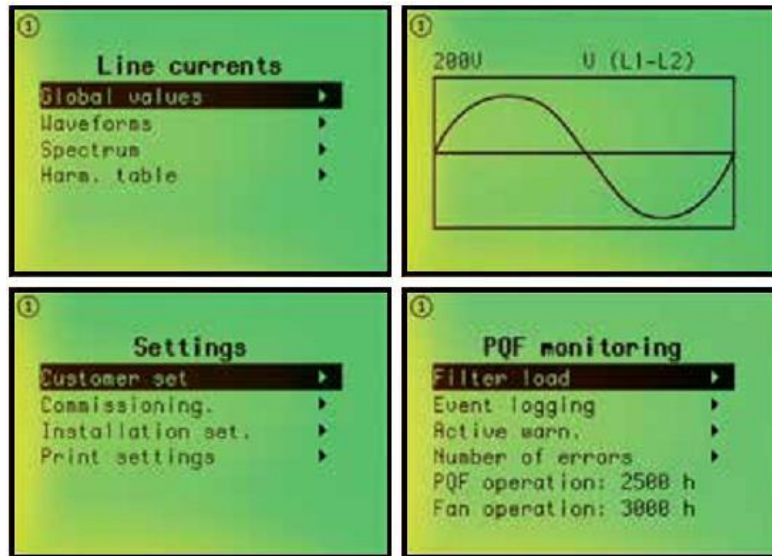


Fig. 7.121. Interfaz gráfica de usuario

A continuación, se presentan a modo de ejemplo características eléctricas de los filtros:

Model	PQFI	PQFM	PQFS
Electrical characteristics			
Connection method	3-wire	3-wire	3-wire/4-wire
Network voltage ⁽¹⁾	V1: 208-480V V2: 480-690V	V1: 208-480V V2: 480-690V ⁽²⁾	208-240V 380-415V
Network frequency	50 Hz/60 Hz - +/- 5%		
Line current rating per base unit (A _{rms})	V1: 300 A, 450 A V2: 180 A, 320 A ⁽³⁾	V1: 70 A, 100 A, 130 A, 150 A V2: 100 A	30 A, 45 A, 60 A, 70 A, 80 A, 90 A, 100 A, 120 A
Neutral current rating per base unit (A _{rated})	-		3 times the line current rating ⁽⁴⁾
Modularity ⁽⁵⁾	Maximum 8 units can be combined		Maximum 4 units can be combined
Redundancy ⁽⁶⁾	Master/master or master/slave arrangement		
Equipment losses	3% of the equipment power typically		
Internal power circuit protection	Main breaker	Fuse box disconnecter (optional)	-
Filter characteristics			
Harmonic range	2 nd to 50 th order		
Harmonics selectable	20 orders	3-wire: 20 orders 4-wire: 15 orders	
Filtering degree	Programmable per harmonic in absolute Ampere value		
Harmonic attenuation factor (I _H (source)/I _H (load))	Better than 97% at rated load		
Reaction time	< 0.5 ms instantaneous response		
Response time	2 networks cycles typically (10-90% filtering)		
Reactive power characteristics			
Target cos φ	Programmable from 0.6 (inductive) to 0.6 (capacitive) ⁽⁷⁾		
Load balancing characteristics			
Modes	Between phases: ON/OFF		Between phases: ON/OFF Between phase and neutral: ON/OFF
Programming/Communication			
Digital I/O	2 digital inputs/6 digital outputs (potential free)		
Alarm contact	1 NO/NC alarm contact (potential free)		
Fan contact	1NO fan contact (potential free)		
Programming/Monitoring	Using PQF-Manager GUI Using Modbus RTU interface (optional) Using PQF-Link software (optional)		

Capítulo 8

8. Conclusiones

Respecto de los límites de emisión individual de armónicas impuestos por el OCEBA y especificados en la resolución del ENRE, teniendo en cuenta el alcance y los objetivos de este trabajo de grado, se ha demostrado que los valores hallados no superan los límites establecidos, implicando que no corresponde infracción alguna. Haciendo la salvedad de que la medición no se realizó aguas arriba del banco de capacitores en el tablero primario de la Facultad de Ciencias Económicas por motivos de fuerza mayor como bien fue explicado en la sección 6.3.1 “Cronograma de medición”.

Es de vital importancia como profesionales, saber de la existencia de estos límites y de las regulaciones que existen, así como también la metodología de cálculo que se utiliza, para poder prever posibles multas por la empresa distribuidora. Como puede observarse en la Tabla 5 “Límites de Emisión Individuales de Intensidades Armónicas para usuarios con tarifa T-1, T-2 y T-3”, la intensidad armónica máxima para usuarios T2 y T3 en baja y media tensión se da como porcentaje de la corriente de carga contratada.

Se demostró que en todas las simulaciones realizadas gran parte de la corriente circulante por el conductor de neutro se debía a un importante desequilibrio de cargas, resultando en algunos casos, mayor que la corriente armónica aportada por las mismas. Por ejemplo, esto puede verse en la Fig. 7.118 “Espectro de frecuencias para la corriente de neutro”.

Como primera recomendación, se debe realizar un equilibrio de cargas para las tres fases en todos los tableros del complejo universitario. De esta manera puede reducirse considerablemente la corriente que circula por los conductores neutro de la instalación.

Sin embargo, también se cuenta con una distorsión armónica dentro de la instalación la cual perjudica térmicamente los conductores, principalmente los de neutro. Por este motivo se estudió la implementación de distintos tipos de filtros en diferentes escenarios de carga.

Si bien los filtros pasivos a priori podrían ser una posible solución, con la ventaja de que poseen una tecnología ya estudiada que no es muy compleja y de costo razonable, tiene como aspecto negativo su funcionamiento estático. Es decir que no se adaptan al circuito si la carga no lineal varía en su comportamiento, produciéndose ineficiencias en la supresión de las corrientes armónicas.

Como se estudió en la sección 7.3.4 “Diseño y simulación de un filtro pasivo” el comportamiento del filtro es afectado por la potencia de la carga. Por ejemplo en el caso de la Acometida General de Económicas, la carga varía constantemente, lo cual significaría que si se colocara un filtro pasivo en este lugar, la variación de la misma ocasionaría cambios en la frecuencia de resonancia del filtro.

Sin embargo, en caso que se tenga una carga puntual o un conjunto de cargas idénticas en un sistema equilibrado (como el ejemplo analizado de 8 PC's por fase) se demostró que la implementación de un filtro pasivo es exitosa, pudiendo reducir considerablemente las corrientes armónicas para la cual se sintoniza el filtro, sin sufrir cambios apreciables en la red.

Por lo tanto, en el Complejo Universitario esto puede implementarse en muchos casos ya que se cuentan con cargas considerables de este tipo. Se deja entonces, un análisis detallado del cálculo del filtro según los lineamientos de la norma IEEE Std. 1531 (Guide for Application and Specification of Harmonic Filters) para que el Departamento de Obras pueda hacer uso del mismo.

A diferencia de los filtros pasivos los filtros activos de potencia al estar compuestos por una fuente de corriente controlada pueden suministrar corrientes de cualquier amplitud, fase y frecuencia en oposición, pudiendo adaptarse a las condiciones cambiantes de la carga y de la propia red eléctrica sin producir resonancia con el filtro y sin introducir armónicos propios a la red.

Por lo tanto, en caso de que se quiera realizar una compensación a nivel general es recomendable aplicar filtros activos para la eliminación de los componentes armónicos. Se debe tener en cuenta que estos filtros son muy sofisticados, por tanto, para adquirirlos se necesita de una inversión muy elevada.

Dadas las simulaciones realizadas se puede observar que no es de prioridad la instalación de un filtro activo, ya que con solo el hecho de equilibrar las cargas se puede obtener una mejora muy significativa en la disminución de corriente que circula por el conductor de neutro. Se hace tanto énfasis en los conductores neutro ya que los límites de emisión se encuentran dentro de lo establecido y la forma de onda de tensión es prácticamente senoidal con una presencia despreciable de armónicos.

Es de conocimiento que actualmente se están llevando a cabo mejoras en los tableros e instalaciones eléctricas del complejo universitario, ya que el mismo en los últimos años ha sufrido modificaciones edilicias y se han incorporado nuevos equipamientos.

Por lo mencionado anteriormente es recomendación de este trabajo que se revean los ítems exigidos por la Ordenanza Municipal 12.236 (Puede verse un extracto de los principales ítems en la Sección 4.3 "Normativa aplicable en la Municipalidad de General Pueyrredón"). Esta ordenanza establece las condiciones mínimas que deberán cumplir las instalaciones eléctricas para preservar la seguridad de las personas y de los bienes, asegurando la confiabilidad de su funcionamiento.

La citada ordenanza, aplica al Partido de General Pueyrredón y a establecimientos no residenciales de enseñanza. Esta recomendación surge debido a que en la etapa de relevamiento se han detectado algunas anomalías en las instalaciones eléctricas y tableros del complejo.

Parte IV

Apéndices

Apéndice 1

Visualizador de formas de onda HIOKI 3166

Debido a la falta de un software procedente del propio analizador de redes, se decidió crear un programa GUIDE en Matlab.

GUIDE es un entorno de programación visual disponible en MATLAB para realizar y ejecutar programas que necesiten ingreso continuo de datos. Tiene las características básicas de todos los programas visuales como Visual Basic o Visual C++.

Este programa además de ser de utilidad para este trabajo, puede tener aprovechamiento en futuros proyectos vinculados a la Calidad de la Energía.

Archivos de salida HIOKI 3166

En primer lugar, el analizador de redes graba en el diskette tres archivos de salida. A continuación, se presenta una breve explicación de que es lo que contiene cada archivo.

Archivo.HRM: Este es el más útil de los tres ya que contiene un registro de:

- Fecha y hora de medición
- THDR
- THDF
- Tensión y corriente para las tres fases
- Potencias (P Q S)
- Factor de potencia
- Modulo y ángulo de los armónicos en estudio

Estos son algunos de los datos más importantes, ya que el analizador graba 246 columnas de datos. La cantidad de filas dependerá del periodo de medición y del tiempo de grabación.

Archivo.SET: Se graban las variables de salida.

Archivo.WUI: En este archivo se encuentra la forma de onda, es decir se tiene los condenadas cartesianas (x,y) que al graficarlas en función del tiempo se obtiene la forma de onda.

Para poder acceder a este archivo, ya sea desde un block de notas o desde una planilla de cálculos, se debe descomprimir el archivo con el programa WICONV.exe

Al arrastrar el archivo WUI sobre la extensión Wiconv.exe se abrirá una ventana DOS en la cual comienza la extracción de datos. Lo mismo puede lograrse abriendo una ventana DOS manualmente y escribir la siguiente sintaxis:

wiconv.exe ""Ruta del archivo WUI""

NOTA: Es muy importante dejar un espacio

Luego de extraer los archivos, la forma de onda se encuentra en el UIO File.

Funcionamiento del programa

Este programa utiliza como fuente el archivo con extensión HRM mencionado previamente. Por tanto, para el funcionamiento es necesario que el usuario importe los datos del archivo HRM a una planilla de Excel, siguiendo este procedimiento:

Desde la pestaña Datos – Obtener datos externos – Desde texto.

Se abrirá una ventana exploradora y se debe elegir el archivo con extensión HRM, luego para que la carga sea correcta se deben seguir los pasos del asistente.

Se deberá tildar la opción “delimitados” de manera tal que Excel separe los datos en columnas.

Se deberá seleccionar el separador “COMA” ya que es el símbolo separador que utiliza el analizador de redes.

Luego a la primera y tercer columna se le debe cambiar el formato de datos en la columna, para ello se tiene que tildar “FECHA” y elegir el formato “AMD” (Año/Mes/Día), de esta forma los datos referentes a fecha quedarán con el formato argentino.

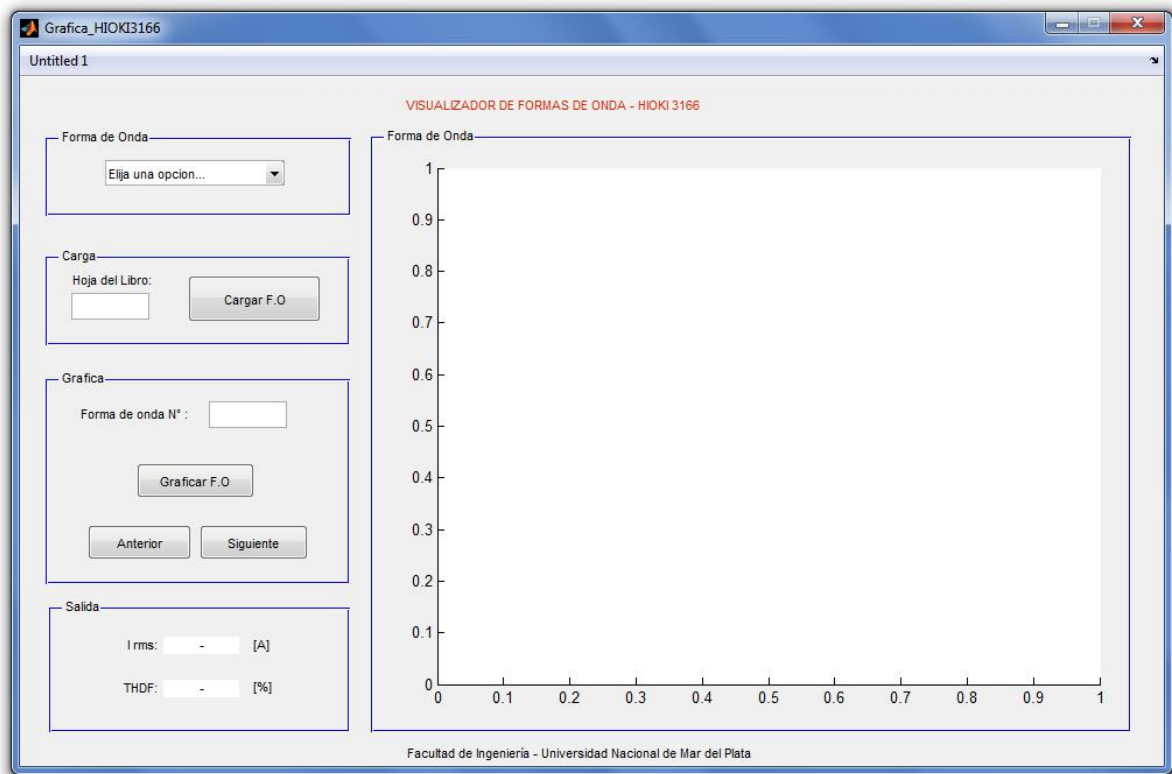
Para mayor seguridad en la carga de datos en el botón Propiedades, tildar la opción: “Sobrescribir celdas existentes con los datos nuevos”.

Finalizada la carga de datos, se creó una macro en Excel para dar formato a los datos recopilados en un menor tiempo ya que el archivo .HRM contiene 246 columnas.

NOTA: Es importante guardar este archivo como **Datos Relevados.xlsm**

Luego al abrir el programa Matlab se debe ejecutar el archivo **Grafica_HIOKI3166.fig** o **Grafica_HIOKI3166.m** si se ejecuta este último hacer clic en el botón RUN.

Finalmente aparecerá la interfaz gráfica del programa la cual se muestra en la Fig. 1.

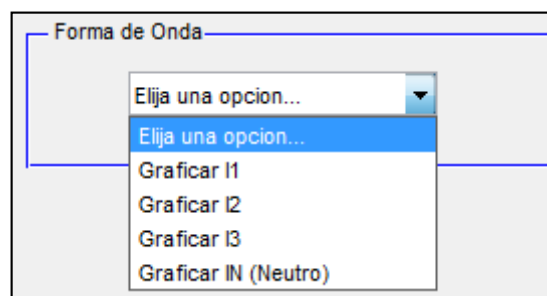


A. Fig. 1. Interfaz gráfica del programa

Ingreso de datos

El programa es muy sencillo pero muy potente, el ingreso de datos es rápido y se detalla a continuación:

Dentro de la pestaña *Forma de Onda* se debe elegir que señal se desea graficar, ya sean las corrientes de fase o la suma de todas ellas en el conductor de neutro.

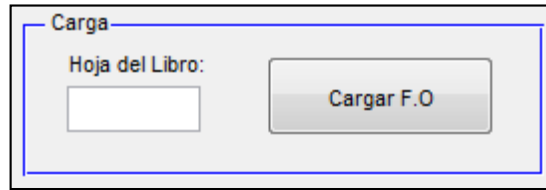


A. Fig. 2. Seleccionar forma de onda a graficar

En la pestaña *Carga* se debe elegir el número de hoja en la cual se tiene cargado los datos de análisis, ya que en general la planilla de cálculo cuenta con varias hojas de datos.

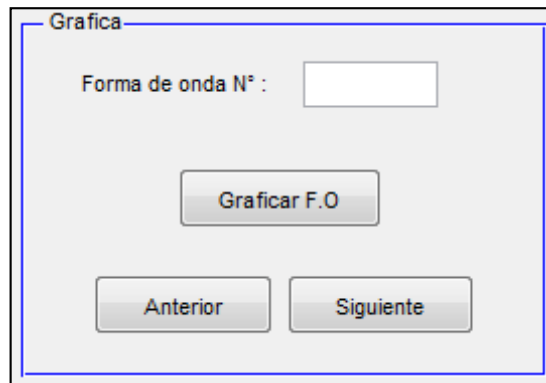
Luego presionar el botón *Cargar F.O*, aquí el programa carga en su base de datos variables en forma de matrices que contienen los datos recopilados en la planilla.

El proceso de cargado puede tardar varios segundos, ya que se cuenta con una gran cantidad de datos.



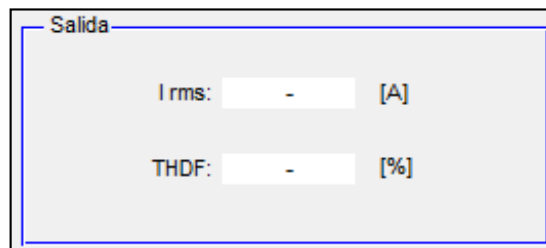
A. Fig. 3. Cargar número de hoja y datos de Excel

En la pestaña “Grafica” se debe indicar el número de una forma de onda inicial que se desee graficar. El número de forma de onda se corresponderá con el número de fila en la planilla de cálculo. Luego presionar “Graficar F.O”, los botones “Anterior” y “Siguiete” sirven para mostrar formas de onda anteriores y posteriores a la indicada inicialmente.



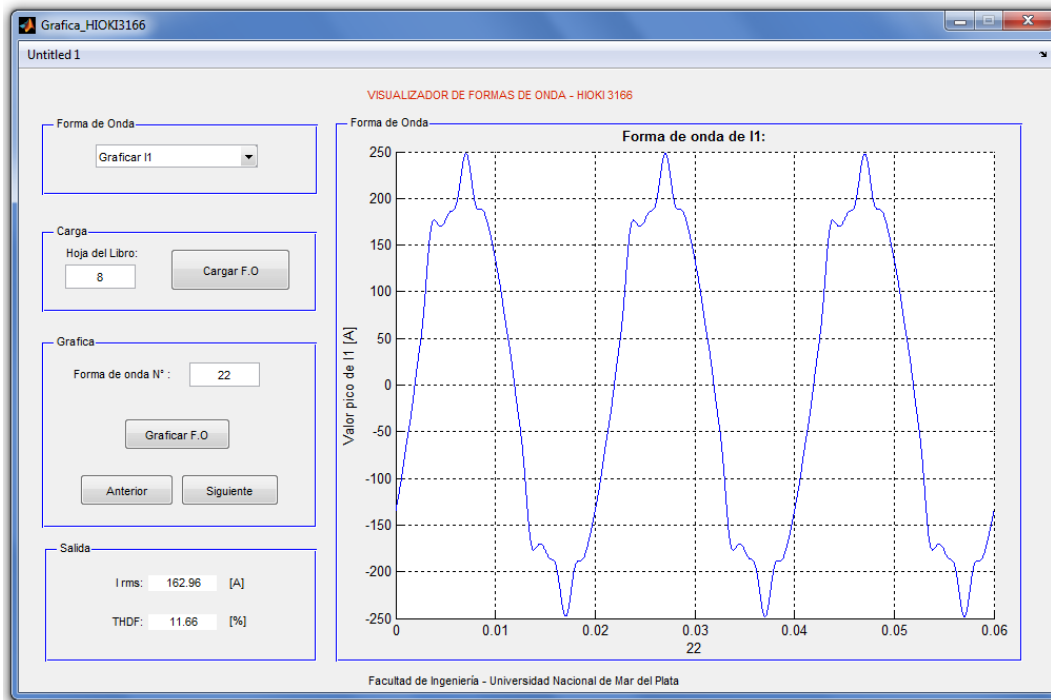
A. Fig. 4. Indicar número de forma de onda deseada

Finalmente, con cada forma de onda se puede visualizar en la pestaña “Salida”, el valor I_{rms} de la corriente y su respectivo THDF.

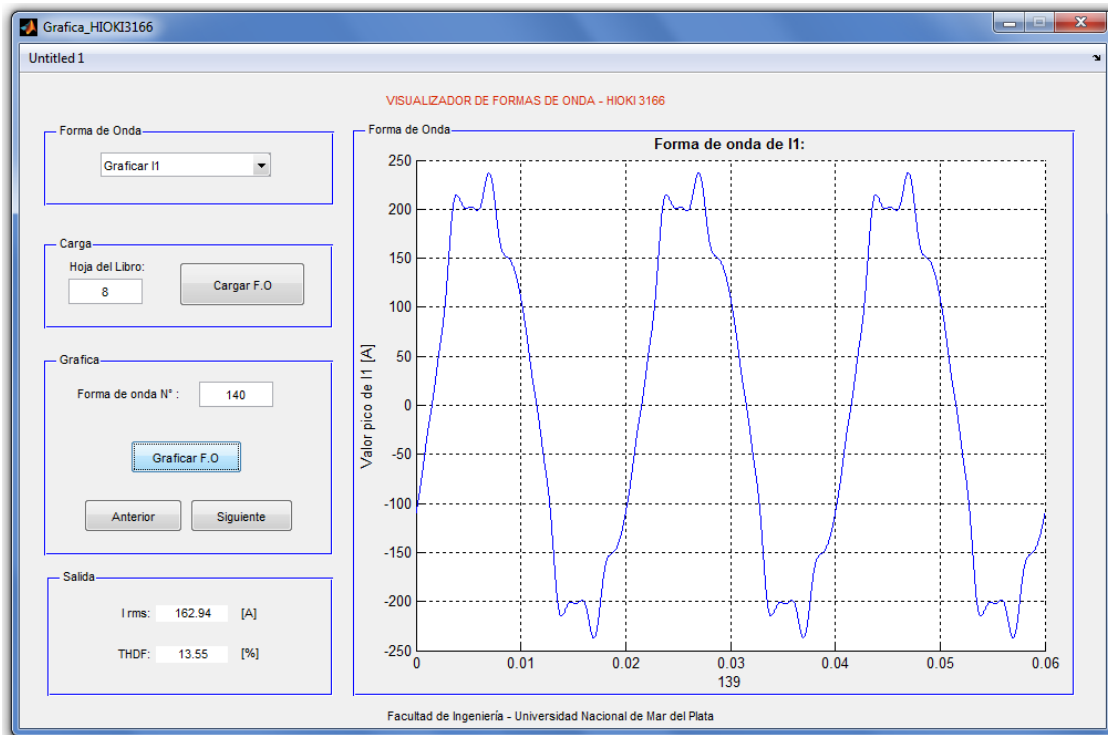


A. Fig. 5. Salida de corriente y THD

A continuación, se muestran algunos ejemplos en las Fig. 6 y Fig. 7.



A. Fig. 6. Ejemplo de gráfico con el programa

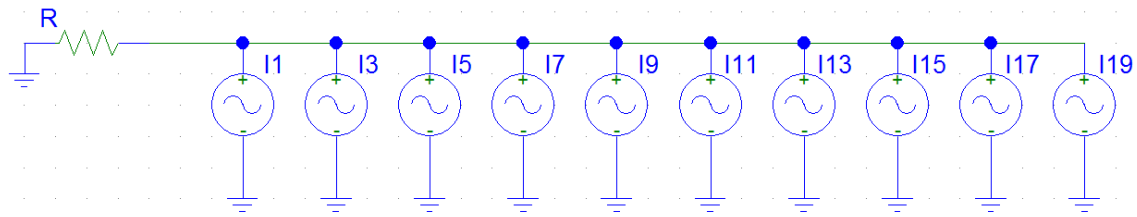


A. Fig. 7. Ejemplo de grafico con el programa

Verificación de resultados

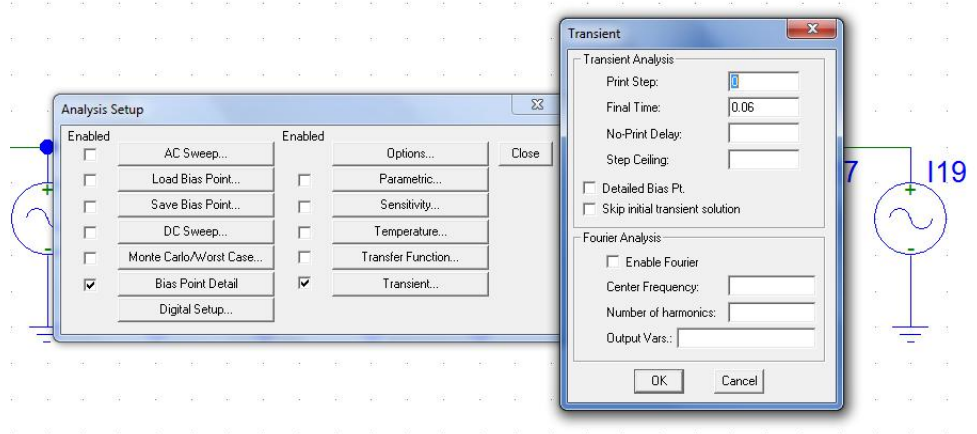
Para corroborar que los resultados obtenidos en el visualizador de Matlab son correctos se realizó un circuito eléctrico en el programa PSpice Student v9.1

Se tomó como ejemplo una medición al azar del tablero general y se representó a cada armónico en módulo y fase con su respectiva frecuencia múltiplo de la fundamental mediante fuentes de corriente en paralelo. De esta manera se puede trazar en el programa la forma de onda de corriente resultante.



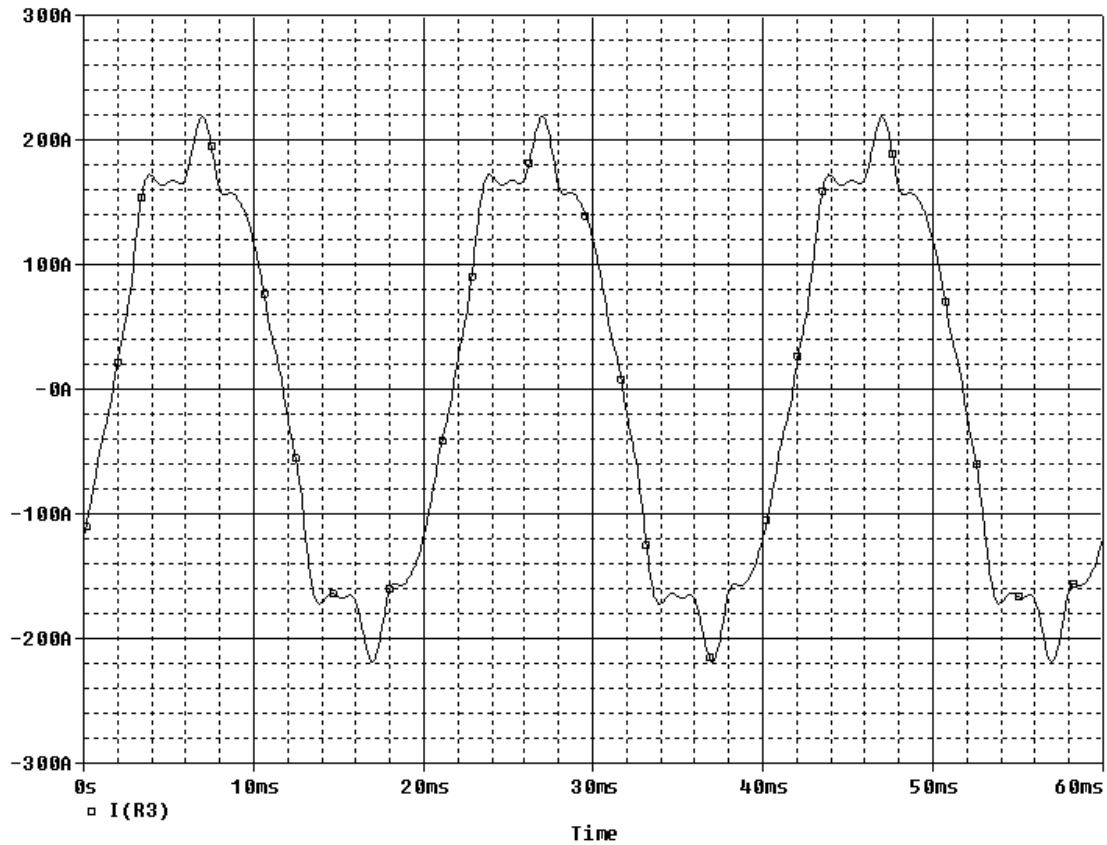
A. Fig. 8. Circuito empleado en la simulación

Se configuró el *Analysis Setup* dentro de la pestaña *Transient Analysis* con los tiempos de simulación que se muestran en la figura para mantener el mismo ancho de ventana que en Matlab.



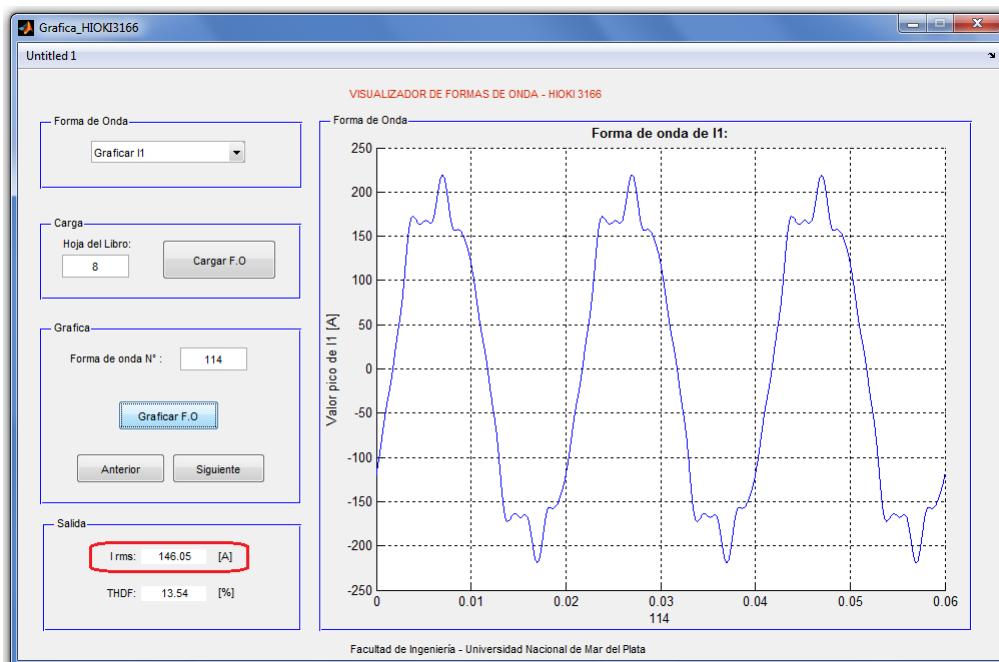
A. Fig. 9. Configuración del Setup

Resultando la forma de onda que se muestra a continuación



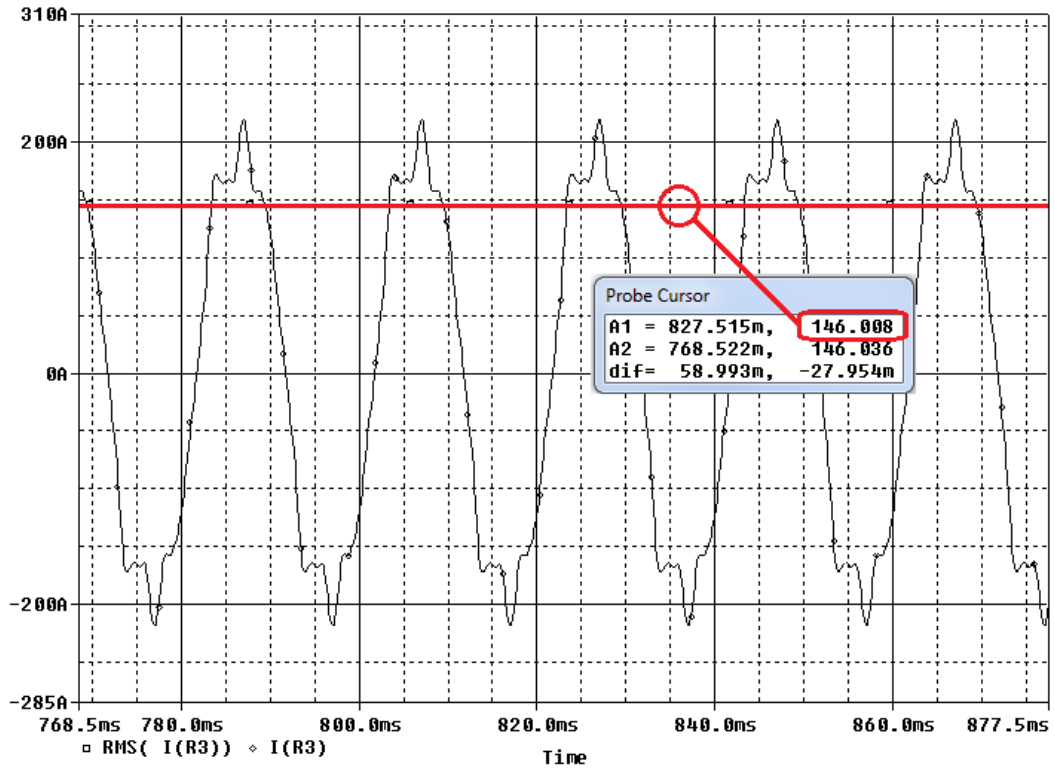
A. Fig. 10. Simulación en Pspice

Luego representando el mismo ejemplo en el programa Matlab se observa que la forma de onda es idéntica a la realizada en PSpice.



A. Fig. 11. Simulación en Matlab

Como ultima verificación se calculó en PSpice el valor RMS de la señal. Puede verse que los valores coinciden salvo por una leve diferencia debida a la cantidad de decimales tomados en el módulo y el ángulo a la hora de realizar la simulación.



A. Fig. 12. Simulación IRMS en PSpice

Código fuente del programa

```

1 function varargout = Grafica_HIOKI3166(varargin)
2
3 % Begin initialization code - DO NOT EDIT
4 gui_Singleton = 1;
5 gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
6                   'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
7                   'gui_OpeningFcn', @Grafica_HIOKI3166_OpeningFcn,
8                   ...
9                   'gui_OutputFcn',  @Grafica_HIOKI3166_OutputFcn, ...
10                  'gui_LayoutFcn',   [] , ...
11                  'gui_Callback',    []);
12 if nargin && ischar(varargin{1})
13     gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
14 end
15
16 if nargin
17     [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
18 else
19     gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
20 end
21 % End initialization code - DO NOT EDIT
22
23 % --- Executes just before Grafica_HIOKI3166 is made visible.
24 function Grafica_HIOKI3166_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles,
25 varargin)
26 % This function has no output args, see OutputFcn.
27 % hObject    handle to figure
28 % eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
29 % handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
30 % varargin   command line arguments to Grafica_HIOKI3166 (see
31 VARARGIN)
32
33 % Choose default command line output for Grafica_HIOKI3166
34 handles.output = hObject;
35
36 % Update handles structure
37 guidata(hObject, handles);
38 %Títulos sobre imagen
39 %Título
40
41 % --- Outputs from this function are returned to the command line.
42 function varargout = Grafica_HIOKI3166_OutputFcn(hObject, eventdata,
43 handles)
44 % varargout  cell array for returning output args (see VARARGOUT);
45 % hObject    handle to figure
46 % eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
47 % handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
48
49 % Get default command line output from handles structure
50 varargout{1} = handles.output;
51
52 % --- Executes on selection change in popupmenu1.
53 function popupmenu1_Callback(hObject, eventdata, handles)
54 % hObject    handle to popupmenu1 (see GCBO)
55 % eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
56 % handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

```

```

57 global Q
58 text(50,50,'Presentación del
59 Programa','Fontname','Arial','FontSize',25,'Fontangle','Italic','Fontw
60 eight','Bold','color',[1 1 0]);
61 % Seleccionar valor de Q para elegir la forma de onda a reconstruir
62 % Q=1 -> I1
63 % Q=2 -> I2
64 % Q=3 -> I3
65 % Q=4 -> Ineutro
66 valorpum=get(handles.popupmenul,'Value');
67 switch valorpum
68     case 1
69         ole=1;
70     case 2
71         Q=1;
72     case 3
73         Q=2;
74     case 4
75         Q=3;
76     case 5
77         Q=4;
78 end
79
80 % --- Executes during object creation, after setting all properties.
81 function edit1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
82 % hObject    handle to edit1 (see GCBO)
83 % eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
84 % handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
85 called
86
87 % Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
88 %         See ISPC and COMPUTER.
89 if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
90 get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
91     set(hObject,'BackgroundColor','white');
92 end
93
94 function edit4_Callback(hObject, eventdata, handles)
95 % hObject    handle to edit4 (see GCBO)
96 % eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
97 % handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
98 global k
99 gg=get(handles.edit4,'string');
100 k=str2num(gg);
101
102 % --- Executes on button press in Carga.
103 function Carga_Callback(hObject, eventdata, handles)
104 global I1 t k Q IN Irms THD RMS
105 % hObject    handle to Carga (see GCBO)
106 % eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
107 % handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
108
109 %>>>>> Sección 2: DEFINIR ENCABEZADOS (FALTA)
110
111 %>>>>> Sección 3: RECONSTRUCCIÓN DE ONDAS DE TENSIÓN U1, U2, U3
112
113 %>>>>> Sección 4: RECONSTRUCCIÓN DE ONDAS DE CORRIENTE I1, I2, I3
114

```

```

115                                     % Reconstrucción de I1
116
117 if Q==1
118
119 % Carga de datos desde Excel
120     MI1=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'B02:BX159'); % Modulo de I1
121 [RMS]
122     FI1=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'GY2:HH159'); % Fase de I1
123 [Grados]
124     Irms=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'AB2:AB159'); % RMS I1 [A]
125     THD=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'H2:H159'); % THD I1 [A]
126 x=length(MI1);
127 for j=1:1:x
128     for n=1:1:10
129         I1(j,n)=MI1(j,n);
130         I1(j,n+10)=FI1(j,n);
131     end
132 end
133 % Paso de simulacion para graficar
134 Fs=100000;
135 t=0:1/Fs:0.06;
136 s1=[];
137
138 end
139 %-----
140 if Q==2
141
142 % Carga de datos desde Excel
143     MI1=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'BY2:CH161'); % Modulo de I2
144 [RMS]
145     FI1=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'HI2:HR161'); % Fase de I2
146 [Grados]
147     Irms=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'AC2:AC159'); % RMS I2 [A]
148     THD=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'I2:I159'); % THD I2 [A]
149 x=length(MI1);
150 for j=1:1:x
151     for n=1:1:10
152         I1(j,n)=MI1(j,n);
153         I1(j,n+10)=FI1(j,n);
154     end
155 end
156 % Paso de simulacion para graficar
157 Fs=100000;
158 t=0:1/Fs:0.06;
159 s1=[];
160
161 end
162 %-----
163 if Q==3
164
165 % Carga de datos desde Excel
166     MI1=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'CI2:CR159'); % Modulo de I3
167 [RMS]
168     FI1=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'HS2:IB159'); % Fase de I3
169 [Grados]
170     Irms=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'AD2:AD159'); % RMS I3 [A]
171     THD=xlsread('Datos Relevados.xlsx',k,'J2:J159'); % THD I3 [A]
172 x=length(MI1);
173 for j=1:1:x

```



```

174     for n=1:1:10
175         I1(j,n)=MI1(j,n);
176         I1(j,n+10)=FI1(j,n);
177     end
178 end
179 % Paso de simulacion para graficar
180 Fs=100000;
181 t=0:1/Fs:0.06;
182 s1=[];
183
184 end
185 %-----
186 if Q==4
187     % Carga de datos desde Excel
188     MI1=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'BO2:BX159'); %Modulo de I1 [RMS]
189     FI1=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'GY2:HH159'); %Fase de I1[Grados]
190     MI2=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'BY2:CH161'); %Modulo de I2[RMS]
191     FI2=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'HI2:HR161'); %Fase de I2[Grados]
192     MI3=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'CI2:CR159'); %Modulo de I3 [RMS]
193     FI3=xlsread('Datos Relevados.xlsm',k,'HS2:IB159'); %Fase de I3[Grados]
194     x=length(MI1);
195
196     for j=1:1:x
197         for n=1:1:10
198
199             IN(j,n)=MI1(j,n)*cos(deg2rad(FI1(j,n)))+MI2(j,n)*cos(deg2rad(FI2(j,n)
200 )+MI3(j,n)*cos(deg2rad(FI3(j,n)));
201
202             IN(j,n+10)=MI1(j,n)*sin(deg2rad(FI1(j,n)))+MI2(j,n)*sin(deg2rad(FI2(j,
203 n)))+MI3(j,n)*sin(deg2rad(FI3(j,n)));
204         end
205     end
206     % Paso de simulacion para graficar
207     Fs=100000;
208     t=0:1/Fs:0.06;
209     s1=[];
210
211     %Ver la Irms del neutro
212     f=length(IN);
213     for j=1:1:f
214         for n=1:1:10
215             INRMS(j,n)=sqrt((IN(j,n)^2)+(IN(j,n+10)^2));
216         end
217     end
218
219     for n=1:1:f
220         RMS(n,1)=sqrt((INRMS(n,1)^2)+(INRMS(n,2)^2)+(INRMS(n,3)^2)+(INRMS(n,4)
221 ^2)+(INRMS(n,5)^2)+(INRMS(n,6)^2)+(INRMS(n,7)^2)+(INRMS(n,8)^2)+(INRMS
222 (n,9)^2)+(INRMS(n,10)^2));
223     end
224 end
225 function edit2_Callback(hObject, eventdata, handles)
226 % hObject    handle to edit2 (see GCBO)
227 % eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
228 % handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
229
230 % --- Executes during object creation, after setting all properties.
231 function edit2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
232 % hObject    handle to edit2 (see GCBO)

```

```

233 % eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
234 % handles empty - handles not created until after all CreateFcns
235 called
236
237 % Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
238 % See ISPC and COMPUTER.
239 if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
240 get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
241     set(hObject,'BackgroundColor','white');
242 end
243
244 function edit3_Callback(hObject, eventdata, handles)
245 % hObject handle to edit3 (see GCBO)
246 % eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
247 % handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
248 global y
249 a=get(handles.edit3,'string');
250 y=str2num(a);
251
252 % --- Executes during object creation, after setting all properties.
253 function edit3_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
254 % hObject handle to edit3 (see GCBO)
255 % eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
256 % handles empty - handles not created until after all CreateFcns
257 called
258
259 % Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
260 % See ISPC and COMPUTER.
261 if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
262 get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
263     set(hObject,'BackgroundColor','white');
264 end
265
266 % --- Executes on button press in pushbutton2.
267 function pushbutton2_Callback(hObject, eventdata, handles)
268 % hObject handle to pushbutton2 (see GCBO)
269 % eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
270 % handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
271 global I1 t y Q IN Irms THD RMS
272
273 % El siguiente for hace que en cada fila de s1 se arme la forma de
274 onda
275 % para cada valor de t
276
277 if Q==1
278     j=y;
279     for n=1:1:10
280         p=n+n-1; %Variable que indica el Nro de armonico 1,3,5,7 etc...
281         s1(n,:)=sqrt(2)*I1(j,n)*sin((p*2*pi*50*t)+(I1(j,n+10))*pi/180));
282     end
283     % Hacemos un gráfico de la forma de onda
284
285     s11=s1(1,:)+s1(2,:)+s1(3,:)+s1(4,:)+s1(5,:)+s1(6,:)+s1(7,:)+s1(8,:)+s1(9,:)+s1(10
286     ,:);
287
288     grid on
289     plot(t,s11)
290

```

```

291 title('Forma de onda de I1:', 'fontweight', 'b', 'fontsize', 10);
292 xlabel(j); % Indica el Numero de la forma de onda para poder buscarla
293 en Excel.
294 ylabel('Valor pico de I1 [A]');
295
296 set(handles.text7, 'string', Irms(y));
297 set(handles.text13, 'string', THD(y));
298
299 end
300 % -----
301 if Q==2
302     j=y;
303     for n=1:1:10
304
305         p=n+n-1; %Variable que indica el Nro de armonico 1,3,5,7 etc...
306
307         s1(n, :)=sqrt(2)*I1(j,n)*sin((p*2*pi*50*t)+((I1(j,n+10))*pi/180));
308         end
309
310         % Hacemos un gráfico de la forma de onda
311
312         s11=s1(1, :)
313         +s1(2, :)+s1(3, :)+s1(4, :)+s1(5, :)+s1(6, :)+s1(7, :)+s1(8, :)+s1(9, :)+s1(10
314         , :);
315
316         grid on
317         plot(t,s11)
318         title('Forma de onda de I2:', 'fontweight', 'b', 'fontsize', 10);
319         xlabel(j); % Indica el Numero de la forma de onda para poder buscarla
320         en Excel.
321         ylabel('Valor pico de I2 [A]');
322         set(handles.text7, 'string', Irms(y));
323         set(handles.text13, 'string', THD(y));
324
325     end
326 % -----
327 if Q==3
328     j=y;
329     for n=1:1:10
330
331         p=n+n-1; %Variable que indica el Nro de armonico 1,3,5,7 etc...
332
333         s1(n, :)=sqrt(2)*I1(j,n)*sin((p*2*pi*50*t)+((I1(j,n+10))*pi/180));
334         end
335
336         % Hacemos un gráfico de la forma de onda
337
338         s11=s1(1, :)
339         +s1(2, :)+s1(3, :)+s1(4, :)+s1(5, :)+s1(6, :)+s1(7, :)+s1(8, :)+s1(9, :)+s1(10
340         , :);
341         grid on
342         plot(t,s11)
343         title('Forma de onda de I3:', 'fontweight', 'b', 'fontsize', 10);
344         xlabel(j); % Indica el Numero de la forma de onda para poder buscarla
345         en Excel.
346         ylabel('Valor pico de I3 [A]');
347         set(handles.text7, 'string', Irms(y));
348         set(handles.text13, 'string', THD(y));

```

```

349
350 end
351 % -----
352 if Q==4
353 j=y;
354     for n=1:1:10
355
356         p=n+n-1; %Variable que indica el Nro de armonico 1,3,5,7 etc...
357
358         s1(n,:)=sqrt(2)*IN(j,n)*sin((p*2*pi*50*t)+((IN(j,n+10))*pi/180));
359         end
360
361         % Hacemos un gráfico de la forma de onda
362
363         s11=s1(1,:)+
364         +s1(2,:)+s1(3,:)+s1(4,:)+s1(5,:)+s1(6,:)+s1(7,:)+s1(8,:)+s1(9,:)+s1(10
365         ,:);
366
367         grid on
368         plot(t,s11)
369         title('Forma de onda de Ineutro:', 'fontweight','b','fontsize',10);
370         xlabel(j); % Indica el Numero de la forma de onda para poder buscarla
371         en Excel.
372         ylabel('Valor pico de IN [A]');
373         set(handles.text7,'string',RMS(y,1));
374         end
375
376         % --- Executes during object creation, after setting all properties.
377         function edit4_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
378         % hObject    handle to edit4 (see GCBO)
379         % eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
380         % handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
381         called
382
383         % Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
384         %         See ISPC and COMPUTER.
385         if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
386         get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
387             set(hObject,'BackgroundColor','white');
388         end
389
390         % -----
391         function Untitled_1_Callback(hObject, eventdata, handles)
392         % hObject    handle to Untitled_1 (see GCBO)
393         % eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
394         % handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
395
396         % --- Executes during object creation, after setting all properties.
397         function popupmenu1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
398         % hObject    handle to popupmenu1 (see GCBO)
399         % eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
400         % handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
401         called
402
403         % Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
404         %         See ISPC and COMPUTER.
405         if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
406         get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))

```

```

407     set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
408 end
409
410 % --- Executes on button press in pushbutton4.
411 function pushbutton4_Callback(hObject, eventdata, handles)
412 % hObject     handle to pushbutton4 (see GCBO)
413 % eventdata   reserved - to be defined in a future version of MATLAB
414 % handles     structure with handles and user data (see GUIDATA)
415 global Q y I1 t IN Irms THD RMS
416
417 if (Q==1|Q==2|Q==3)
418
419     b=y;
420     j=b-1;
421
422     for n=1:1:10
423
424         p=n+n-1; %Variable que indica el Nro de armonico 1,3,5,7 etc...
425
426         s1(n,:)=sqrt(2)*I1(j,n)*sin((p*2*pi*50*t)+((I1(j,n+10))*pi/180));
427     end
428
429     % Hacemos un gráfico de la forma de onda
430
431     s11=s1(1,:);
432     +s1(2,:)+s1(3,:)+s1(4,:)+s1(5,:)+s1(6,:)+s1(7,:)+s1(8,:)+s1(9,:)+s1(10
433     ,:);
434
435     grid on
436     plot(t,s11)
437     title('Forma de onda de I1:', 'fontweight', 'b', 'fontsize', 10);
438     xlabel(j); % Indica el Numero de la forma de onda para poder buscarla
439     en Excel.
440     ylabel('Valor pico de I1 [A]');
441     y=j;
442     set(handles.text7, 'string', Irms(y));
443     set(handles.text13, 'string', THD(y));
444
445 end
446
447 if Q==4
448     b=y;
449     j=b-1;
450
451     for n=1:1:10
452
453         p=n+n-1; %Variable que indica el Nro de armonico 1,3,5,7 etc...
454         s1(n,:)=sqrt(2)*IN(j,n)*sin((p*2*pi*50*t)+((IN(j,n+10))*pi/180));
455     end
456     % Hacemos un gráfico de la forma de onda
457
458     s11=s1(1,:);
459     +s1(2,:)+s1(3,:)+s1(4,:)+s1(5,:)+s1(6,:)+s1(7,:)+s1(8,:)+s1(9,:)+s1(10
460     ,:);
461
462     grid on
463     plot(t,s11)

```

```

464 title('Forma de onda de I Neutro:', 'fontweight', 'b', 'fontsize', 10);
465 xlabel(j); % Indica el Numero de la forma de onda para poder buscarla
466 en Excel.
467 ylabel('Valor pico de IN [A]');
468 y=j;
469 set(handles.text7, 'string', RMS(y, 1));
470 end
471
472 % --- Executes on button press in pushbutton5.
473 function pushbutton5_Callback(hObject, eventdata, handles)
474 % hObject    handle to pushbutton5 (see GCBO)
475 % eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
476 % handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
477 global y I1 t Q IN Irms THD RMS
478
479 if (Q==1|Q==2|Q==3)
480
481     b=y;
482
483     j=b+1;
484
485     for n=1:1:10
486
487         p=n+n-1; %Variable que indica el Nro de armonico 1,3,5,7 etc...
488
489         s1(n, :)=sqrt(2)*I1(j, n)*sin((p*2*pi*50*t)+((I1(j, n+10))*pi/180));
490         end
491
492         % Hacemos un gráfico de la forma de onda
493
494         s11=s1(1, :)
495         +s1(2, :)+s1(3, :)+s1(4, :)+s1(5, :)+s1(6, :)+s1(7, :)+s1(8, :)+s1(9, :)+s1(10
496         , :);
497
498         grid on
499         plot(t, s11)
500         title('Forma de onda de I1:', 'fontweight', 'b', 'fontsize', 10);
501         xlabel(j); % Indica el Numero de la forma de onda para poder buscarla
502         en Excel.
503         ylabel('Valor pico de I1 [A]');
504         y=j;
505         set(handles.text7, 'string', Irms(y));
506         set(handles.text13, 'string', THD(y));
507
508     end
509
510     if Q==4
511
512         b=y;
513         j=b+1;
514
515         for n=1:1:10
516
517             p=n+n-1; %Variable que indica el Nro de armonico 1,3,5,7 etc...
518
519             s1(n, :)=sqrt(2)*IN(j, n)*sin((p*2*pi*50*t)+((IN(j, n+10))*pi/180));
520             end

```

```

521
522     % Hacemos un gráfico de la forma de onda
523
524     s11=s1(1,:)
525     +s1(2,:)+s1(3,:)+s1(4,:)+s1(5,:)+s1(6,:)+s1(7,:)+s1(8,:)+s1(9,:)+s1(10
526     ,:);
527
528     grid on
529     plot(t,s11)
530     title('Forma de onda de I Neutro:', 'fontweight', 'b', 'fontsize', 10);
531     xlabel(j); % Indica el Numero de la forma de onda para poder buscarla
532     en Excel.
533     ylabel('Valor pico de IN [A]');
534     y=j;
535     set(handles.text7, 'string', RMS(y,1));
536     end

```

Apéndice 2

Resolución ENRE 99/97

Anexos y Subanexos



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

BUENOS AIRES, 30 DE ENERO DE 1997

VISTO: El artículo 25, incisos a), b), f), g) y k), y el Subanexo 4 del Contrato de Concesión de las distribuidoras "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A." y "EDELAP S.A.", y

CONSIDERANDO:

Que con motivo del inicio del período de control de la calidad del producto técnico previsto para la Etapa 2, que tuvo lugar a partir del 1° de setiembre de 1996 para las concesionarias "EDENOR S.A." y "EDESUR S.A." y desde el 22 de diciembre de 1996 para la distribuidora "EDELAP S.A.", se adoptaron por medio de la Resolución ENRE N° 465/96 los Niveles de Referencia para las fluctuaciones de tensión (Flicker) y armónicas de tensión;

Que respecto a los niveles de perturbación que los usuarios pueden generar o inyectar en el sistema de alimentación, resulta necesario fijar para cada tipo de ellas los límites de emisión, definido como Límite de Emisión Individual para cada tipo de usuario, y que tiene un 5% de probabilidad de ser superado;

Que habiendo finalizado el período de análisis conjunto entre las distribuidoras y este organismo, se han adoptado los respectivos Límites de Emisión Individuales para las fluctuaciones de tensión (Flicker) y corrientes armónicas;

Que en la selección de dichos valores se han tenido en cuenta las normas internacionales de fabricación de aparatos eléctricos, a cuyo fin se contó con

la colaboración, para la citada especificación, del INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA DE LA UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS, del Reino de España;

Que para el caso que la normativa internacional considerada sufriera en el futuro modificaciones sustanciales que alterasen los valores de los Límites de Emisión Individuales establecidos, procedería adecuar la norma cuyo dictado se propone.

Que se han relevado a través de la Universidad Nacional de La Plata los niveles de emisión de los usuarios actualmente existentes en el Area de Concesión de las empresas "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A." y "EDELAP S.A.", para lo cual desarrolló un plan piloto de mediciones cuyos resultados han sido considerados a los efectos de la elaboración de esta BASE METODOLOGICA PARA EL CONTROL DE LA EMISIÓN DE PERTURBACIONES. PRODUCTO TÉCNICO - ETAPA 2; que como Anexo 1 forma parte integrante de la presente resolución;

Que a los fines de adecuar las futuras necesidades de remisión de información, resulta conveniente efectuar la correspondiente delegación que permita modificar el contenido y tipo de la información y su modalidad de intercambio;

Que resulta igualmente conveniente efectuar la correspondiente delegación, a fin de otorgar la autorización a las Distribuidoras a penalizar o interrumpir el suministro a los usuarios que excedan los límites de emisión establecidos en la presente norma.

Que asimismo cabe señalar que esta BASE METODOLOGICA PARA EL CONTROL DE LA EMISIÓN DE PERTURBACIONES. PRODUCTO TÉCNICO - ETAPA 2, se corresponde con la Guía para la conexión de usuarios potencialmente perturbadores , que fuera mencionada en los puntos 3.4.1 y 3.6 del Anexo 1 a la Resolución ENRE N° 465/96 BASE METODOLOGICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO - ETAPA 2;

Que se ha producido el correspondiente dictamen técnico y legal;

Que el Directorio del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD es competente para el dictado de la presente resolución en virtud de lo dispuesto en los artículos 56 inciso b) y 63 inciso g) de la Ley N° 24.065.

Por ello:

**EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL
REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD
RESUELVE:**

ARTICULO 1.- Aprobar la reglamentación BASE METODOLOGICA PARA EL CONTROL DE LA EMISIÓN DE PERTURBACIONES - PRODUCTO TÉCNICO - ETAPA 2 que integra como anexo la presente resolución y de la cual forma parte integrante.

ARTICULO 2.- Delégase en el Responsable del Área Control Contratos de Concesión de Servicios Públicos las facultades necesarias para establecer adecuaciones de las futuras necesidades de remisión de información en cuanto a contenido y tipo de dicha información y su modalidad de intercambio.

ARTICULO 3.- Delégase en el Responsable del Área Control Contratos de Concesión de Servicios Públicos las facultades para autorizar a las Distribuidoras a penalizar o interrumpir el suministro a los usuarios que excedan los límites de emisión establecidos en la presente norma.

ARTICULO 4.- Regístrese, comuníquese, publíquese en extracto, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION ENRE N° 99/97

ACTA N° 308

**Carlos A. Mattausch
Presidente.**

ANEXO A LA RESOLUCION ENRE N° 99/97

ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

Base Metodológica para el Control de la Emisión de Perturbaciones Producto Técnico - Etapa 2

ÍNDICE

1.- INTRODUCCIÓN

2.- LÍMITES DE EMISIÓN INDIVIDUALES

2.1.- LÍMITES DE EMISIÓN INDIVIDUALES PARA FLUCTUACIONES DE TENSIÓN (FLÍCKER)

2.1.1.- Límite de Emisión Individual para usuarios con tarifa T-1 ($P < 10$ kW) conectados en BT ($U \leq 1\text{kV}$)

2.1.2.- Límites de Emisión Individuales para usuarios con tarifa T-2 (10 kW $\leq P < 50$ kW) conectados en BT ($U \leq 1\text{kV}$)

2.1.3.- Límites de Emisión Individuales para usuarios con tarifa T-3 ($P \geq 50$ kW) conectados en BT ($U \leq 1\text{kV}$) o MT ($1\text{kV} < U < 66\text{kV}$) y usuarios con tarifa T-3 conectados en AT ($66\text{ kV} \leq U \leq 220\text{ kV}$)

2.2.- LÍMITES DE EMISIÓN INDIVIDUALES PARA CORRIENTES ARMÓNICAS

2.2.1.- Límites de Emisión Individuales para usuarios con tarifa: T-1, T-2 conectados en BT y T-3 conectados en BT ($U \leq 1\text{kV}$), MT ($1\text{kV} < U < 66\text{kV}$) o AT ($66\text{ kV} \leq U \leq 220\text{ kV}$)

3.- MÉTODO DE SEGUIMIENTO Y CONTROL

3.1.- PUNTOS DE MEDIDA

3.2.- EQUIPOS PARA MEDICIÓN NORMALIZADA

3.3.- PERÍODO DE MEDICIÓN

3.4.- METODOLOGÍA DE MEDICIÓN DE LA EMISIÓN

3.4.1.- Medición de la emisión de fluctuaciones de tensión (Flicker)

3.4.2.- Medición de la emisión de armónicas

3.5.- Acciones Correctoras, Penalizaciones y Desconexión Del Suministro, Fases de Implementación

3.5.1.- Fase A

3.5.2.- Fase B

3.5.3.- Información a Remitir por la Distribuidora al Usuario y al ENRE

4.- CÁLCULO Y APLICACIÓN DE SANCIONES

4.1.- CÁLCULO DE LA DISTORSIÓN PENALIZABLE INDIVIDUAL DE FLÍCKER PARA UN USUARIO

4.2.- CÁLCULO DE LA DISTORSIÓN PENALIZABLE INDIVIDUAL DE ARMÓNICAS PARA UN USUARIO

4.3.- APLICACIÓN DE SANCIONES

SUBANEXOS

Subanexo A - Definiciones

Subanexo B - Circuito para Medición de Emisión de Flicker



ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

Base Metodológica para el Control de la Emisión de Perturbaciones Producto Técnico - Etapa 2

1.- INTRODUCCIÓN

El Subanexo 4 del Contrato de Concesión establece las responsabilidades de la DISTRIBUIDORA en cuanto al control de las perturbaciones (flicker y armónicas) presentes en las redes de suministro.

En vista que las citadas perturbaciones son producidas fundamentalmente por usuarios con consumos que demandan intensidades fluctuantes o con cargas de respuesta no lineal, en la presente Base Metodológica se establecen:

- Los Límites Admisibles de Emisión Individuales por parte de los usuarios para fluctuaciones de tensión (flicker) y corrientes armónicas, de acuerdo a las distintas tarifas y tensiones de suministro.
- Método de Seguimiento y Control
- Las Fases de Implementación
- Determinación de Sanciones

Dado que la red tiene cierta capacidad de absorber perturbaciones sin que se superen los Niveles de Referencia, dicha capacidad debiera ser repartida equitativamente entre los diferentes usuarios de la red mediante la asignación a tal efecto de un Límite de Emisión Individual de Perturbación, basado en criterios objetivos y no discriminatorios.

Mediante la presente norma, se establecen dichos límites, como así también la metodología de control de la emisión de perturbaciones y las sanciones que pudieran corresponder a los usuarios que no cumplieren con los límites fijados.

Para el caso de usuarios que incumplieran con los Límites de Emisión Individuales establecidos en el punto 2 de la presente Base Metodológica, se deberá realizar la correspondiente verificación a través de una medición normalizada, de acuerdo al procedimiento indicado en el punto 3 de esta norma. En caso de comprobarse una emisión excesiva, el usuario perturbador deberá realizar las acciones correctoras necesarias para reducir el nivel de emisión de perturbación, caso contrario y previa autorización del ENRE, podrá ser penalizado llegando incluso a la interrupción del suministro por parte de la DISTRIBUIDORA si no realiza dichas acciones en los plazos establecidos en la presente norma.



2.- LÍMITES DE EMISIÓN INDIVIDUALES

Se define el **Límite de Emisión Individual** de un usuario como aquel nivel de perturbación que puede inyectar en la red en su punto de suministro, y que no podrá ser superado en ms de un 5% del tiempo total del período de medición.

En el Subanexo A se precisan definiciones referidas a las perturbaciones de Flicker y Armónicas.

2.1.- LÍMITES DE EMISIÓN INDIVIDUALES PARA FLUCTUACIONES DE TENSIÓN (FLICKER)

El Límite de Emisión Individual asignado a un usuario conectado a una red, se determina en función de su potencia contratada, y su nivel de tensión (BT, MT o AT).

2.1.1.- Límite de Emisión Individual para usuarios con tarifa T-1 ($P < 10$ kW) conectados en BT ($U \leq 1$ kV)

Se establece como Límite de Emisión Individual un **Pst = 1**, medido en el punto de suministro sobre la impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3 para BT.

Esta impedancia es:

$$\text{Impedancia de fase: } R_A + j X_A = 0,24 + j 0,15 \Omega$$

$$\text{Impedancia de neutro: } R_N + j X_N = 0,16 + j 0,10 \Omega$$

En el caso de suministros monofásicos, la impedancia sobre la que se medir el Pst es la suma de la de fase y la de neutro. En el caso de suministros trifásicos, la impedancia sobre la que se medir el Pst es la de fase.



2.1.2.- Límites de Emisión Individuales para usuarios con tarifa T-2 ($10 \text{ kW} \leq P < 50 \text{ kW}$) conectados en BT ($U \leq 1 \text{ kV}$)

Se establecen como Límites de Emisión Individuales los valores de Pst indicados en la Tabla 1, de acuerdo a la potencia contratada por el usuario, y medidos en el punto de suministro sobre la impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3 para BT descrita en el punto 2.1.1.

Tabla 1. Límites de Emisión Individuales para usuarios con tarifa T-2.

Potencia Contratada (kW)	Límites de Emisión Individuales (PST)
10	1,00
15	1,26
20	1,58
25	1,86

2.1.3.- Límites de Emisión Individuales para usuarios con tarifa T-3 ($P \geq 50 \text{ kW}$) conectados en BT ($U \leq 1 \text{ kV}$) o MT ($1 \text{ kV} < U < 66 \text{ kV}$) y/o en AT ($66 \text{ kV} \leq U \leq 220 \text{ kV}$)

Se establecen como Límites de Emisión Individuales los valores de Pst indicados en la Tabla 2, de acuerdo a la potencia contratada por el usuario (para cada banda horaria), y medido sobre la impedancia de red en el punto de suministro, o sobre una impedancia tal que produzca una caída de tensión del 3% para la máxima demanda del usuario, la que resulte menor.

Para usuarios conectados en redes de BT ($U \leq 1 \text{ kV}$), los Límites de Emisión Individuales se obtienen en la Tabla 2 en función de la relación entre la capacidad de suministro contratada (para cada banda horaria) por el usuario, SL, y la potencia del Centro de Transformación MT/BT donde se encuentra conectado el usuario SMT/BT.

Para usuarios conectados en redes de MT ($1 \text{ kV} < U < 66 \text{ kV}$) y AT ($66 \text{ kV} \leq U \leq 220 \text{ kV}$), los Límites de Emisión Individuales se obtienen en la Tabla 2 en función de la relación entre la capacidad de suministro contratada (para cada banda horaria) por el usuario, SL, y la potencia de cortocircuito Scc en el correspondiente punto de suministro del usuario.

En el caso que la Scc y la impedancia de red sean determinadas mediante cálculo por la DISTRIBUIDORA, el mismo deberá ser justificado en base a las impedancias de los elementos serie: transformadores y líneas que conectan el punto de suministro con la red de 500 kV.

En ambos casos, para la determinación de SL se deberá considerar un $\cos \Phi$ de 0,85.

Tabla 2. Límites de Emisión Individuales para usuarios con tarifa T-3.

Usuarios en BT ($U \leq 1 \text{ kV}$) $\frac{S_L}{S_{MT/BT}} = K_1$	Usuarios en MT y AT ($1 \text{ kV} < U \leq 220 \text{ kV}$) $\frac{S_L}{S_{CC}} = K_2$	Límites de Emisión Individuales (PST)
$<IGUí$	$<GUñ$	0,37
$UíD < íGUí$	$UD < GUí$	0,46
$UD < íGUð$	$UíD < GUí$	0,58
$UD < íGUð$	$UD < GUí$	0,67
$UD < íGUð$	$UD < GUð$	0,74
$0,8 < K_1$	$0,04 < K_2$	0,79

2.2.- LÍMITES DE EMISIÓN INDIVIDUALES PARA CORRIENTES ARMÓNICAS

El Límite de Emisión Individual asignado a un usuario conectado a una red se obtiene para cada intensidad armónica y se determina en función de su potencia contratada, y el nivel de tensión (BT, MT o AT).

En el punto siguiente se establecen los diferentes Límites de Emisión Individuales para cada usuario según su tipo de tarifa contratada y según el nivel de tensión del punto de suministro (BT, MT o AT).

2.2.1.- Límites de Emisión Individuales para usuarios con tarifa: T-1, T-2 conectados en BT y T-3 conectados en BT ($U \leq 1 \text{ kV}$), MT ($1 \text{ kV} < U < 66 \text{ kV}$) o AT ($66 \text{ kV} \leq U \leq 220 \text{ kV}$)

Se establecen como Límites de Emisión Individuales las intensidades armónicas especificadas en la Tabla 3. En esta tabla se fijan las intensidades armónicas como valores en unidad de corriente (A) para usuarios con tarifa T1. Para usuarios en tarifas T2 y T3, se fijan como valores porcentuales respecto de la intensidad de carga demandada por el usuario, obtenida a partir de la potencia contratada (para cada banda horaria según corresponda), y considerando un $\cos \Phi$ de 0,85.

Tabla 3. Límites de Emisión Individuales de Intensidades Armónicas para usuarios con tarifa T-1, T-2 y T-3.

Orden de la armónica	Usuarios T1	Usuarios T2 y T3 en BT y MT	Usuarios T3 en AT
(n)	Intensidad armónica máxima, en (A)	Intensidad armónica máxima, como % de la corriente de carga contratada.	Intensidad armónica máxima, como % de la corriente de carga contratada.
IMPARES NO MÚLTIPLOS DE 3			
5	2,28	12,0	6,0
7	1,54	8,5	5,1
11	0,66	4,3	2,9
13	0,42	3,0	2,2
17	0,26	2,7	1,8
19	0,24	1,9	1,7
23	0,20	1,6	1,1
25	0,18	1,6	1,1
> 25	4,5/n	0,2+0,8*25/n	0,4
IMPARES MÚLTIPLOS DE 3			
3	4,60	16,6	7,5
9	0,80	2,2	2,2
15	0,30	0,6	0,8
21	0,21	0,4	0,4
> 21	4,5/n	0,3	0,4
PARES			
2	2,16	10,0	10,0
4	0,86	2,5	3,8
6	0,60	1,0	1,5
8	0,46	0,8	0,5
10	0,37	0,8	0,5
12	0,31	0,4	0,5
> 12	3,68/n	0,3	0,5
TDTI (en %)	-	20,0	12,0

3.- MÉTODO DE SEGUIMIENTO Y CONTROL

3.1.- PUNTOS DE MEDIDA

A efectos de verificar los Niveles de Emisión individuales, la DISTRIBUIDORA deberá realizar la medición en el punto de suministro del usuario.

3.2.- EQUIPOS PARA MEDICIÓN NORMALIZADA

La medida del nivel de perturbación para verificar el Nivel de Emisión Individual en lo relativo a **fluctuaciones de tensión (flicker)** se realizará mediante un equipo registrador que mida el índice de severidad de Flicker en intervalos de 10 minutos, a través del circuito indicado en el Subanexo B. Las características del citado equipo se encuentran normalizadas por la Comisión Electrotécnica Internacional en su norma 868 (CEI-868).

La medida del nivel de perturbación para verificar el Nivel de Emisión Individual en lo relativo a **Corrientes Armónicas** se realizará mediante un equipo registrador que mida la tasa individual de cada armónico (de tensión y corriente) y el correspondiente ángulo de fase de cada corriente armónica, y la tasa de distorsión total en intervalos de 10 minutos. Las características fundamentales recomendadas para este equipo se basan en las indicaciones dadas por la Comisión Electrotécnica Internacional en su norma 1000-4-7 (CEI-1000-4-7).

Para la verificación del Nivel de Emisión Individual de Flicker y de Corrientes Armónicas, se registrará en forma conjunta la energía trifásica suministrada (o potencia media), integrada en intervalos de 10 minutos.

3.3.- PERÍODO DE MEDICIÓN

El período de medición para que el control tenga las adecuadas características de fiabilidad y representatividad será de una semana de registros válidos, es decir deberá contener como mínimo 1008 registros de períodos de 10 minutos.

3.4.- METODOLOGÍA DE MEDICIÓN DE LA EMISIÓN

3.4.1.- Medición de la emisión de fluctuaciones de tensión (flicker)

En el caso de usuarios en que se presuma superen los Límites de Emisión Individual, la DISTRIBUIDORA realizará las mediciones correspondientes a fin comprobar si cumple con los Límites de Emisión Individual fijados en el punto 2.1.

La medición ser monofásica, pudiendo seleccionarse la peor fase en cuanto a perturbación emitida. Se proceder a medir en intervalos de 10 minutos el Pst que provoca la intensidad consumida por las instalaciones del usuario sobre las correspondientes impedancias equivalentes definidas para cada categoría tarifaria en los puntos 2.1.1, 2.1.2 y 2.1.3 de la presente norma.

3.4.2.- Medición de la emisión de armónicas

En el caso de usuarios con instalaciones que puedan estar emitiendo armónicas por encima del Límite de Emisión Individual correspondiente, la DISTRIBUIDORA realizará las mediciones correspondientes para comprobar si cumple con los Límites de Emisión Individuales fijados en el punto 2.2.

Durante la medición se registrarán en el punto de suministro las tensiones armónicas, las intensidades armónicas y los correspondientes ángulos de desfase entre ellas, en intervalos de 10 minutos, a fin de determinar el flujo de potencia activa de cada armónica controlada de forma tal de comprobar la responsabilidad del usuario. La medición será trifásica.

3.5.- Acciones correctoras, Penalización y Desconexión del Suministro - Fases de Implementación-

En los casos en que el usuario haya superado los límites de emisión individuales y no haya cumplido con las acciones correctoras en los plazos indicados, podrá ser penalizado económicamente previa autorización del ENRE.

Dicha penalización, calculada de acuerdo a lo establecido en el punto 4 de la presente norma, será aplicada por la DISTRIBUIDORA al usuario, como un recargo en la facturación.

La penalización, no podrá superar en 5 veces el monto de la facturación (excluidos impuestos). En caso de superarse, la DISTRIBUIDORA podrá solicitar al ENRE la desconexión y por consiguiente la suspensión del suministro al usuario perturbador.

En el caso que el usuario supere los Niveles de Emisión Individuales de Flicker y Armónicas simultáneamente, se deberá considerar la suma de las penalizaciones aplicables por cada tipo de perturbación a los fines del límite citado en el párrafo anterior.

A los efectos precedentes se tendrá en cuenta los períodos abarcativos de las fases de implementación A y B definidas en la Resolución ENRE N° 465/96 y lo establecido seguidamente.

3.5.1.- Fase A

En la Fase A de control del producto técnico, el usuario que haya superado los Límites de Emisión Individuales, tendrá un plazo de 4 meses a partir de la fecha de notificación de la DISTRIBUIDORA para efectuar las acciones correctoras a fin de encontrarse dentro de los citados límites.

Si en el plazo de 4 meses, el usuario no cumple con las condiciones de emisión establecidas, podrá ser penalizado económicamente, previa autorización del ENRE, desde el momento de recibida la notificación de la Distribuidora.

Una vez corregido el nivel de perturbación, el usuario deberá solicitar por medio escrito la nueva medición, debiendo la DISTRIBUIDORA realizarla dentro de los 10 días hábiles. En el caso que la remediación arroje valores dentro de los límites admisibles, se darán por cumplidas las acciones correctoras por parte del usuario, discontinuándose la penalización en caso que se estuviera aplicando a partir de la fecha y hora de la instalación de la medición de verificación. En el caso que se evidencie que el inconveniente no ha sido solucionado y se estuviera penalizando al usuario, la DISTRIBUIDORA aplicará el nuevo valor de penalización determinado a partir de la fecha y hora de la instalación de la medición de verificación, notificando al ENRE al respecto.

Si en un nuevo plazo de 2 meses, el usuario no ha resuelto el problema, la DISTRIBUIDORA podrá solicitar al ENRE la autorización para su desconexión y consiguiente suspensión del suministro.

3.5.2.- Fase B

En la Fase B de control del producto técnico, el usuario que haya superado los Límites de Emisión Individuales, tendrá un plazo de 3 meses a partir de la fecha de notificación de la DISTRIBUIDORA para efectuar las acciones correctoras a fin de encontrarse dentro de los citados límites.

Si en el plazo otorgado el usuario no cumple con las condiciones de emisión establecidas se aplicará igual procedimiento al definido en la Fase anterior.

3.5.3.- Información a Remitir por la Distribuidora al Usuario y al ENRE

Información a remitir al usuario

La notificación al usuario a que se hace referencia en el punto 3.5.1 y 3.5.2 deberá incluir un informe de la medición, que contendrá como mínimo:

- * Datos del punto de medición.
- * Registros de las lecturas efectuadas de Armónicas/Flicker, y energías (o potencias medias) asociadas.
- * Distorsión por Armónicas/Flicker, agrupados por bandas de anchura de un punto porcentual para Armónicas, o de 0,1 por unidad de índice de severidad para Flicker.
- * Registros de distorsión penalizable por Armónicas y por Flicker, y energías (o potencia media) asociadas

Información a remitir al ENRE

En los casos en que se solicite la autorización al ENRE para aplicar penalizaciones a los usuarios y/o cortes de suministro por haber éste superado los Límites de Emisión Individuales establecidos en la presente norma, y en el caso de remediones de verificación, tanto que resulten o no penalizadas, la DISTRIBUIDORA deberá remitir al ENRE la siguiente información:

- * Resultados del procesamiento de las mediciones y remediones efectuadas, tanto en medio informático como por escrito.
- * Los informes individuales por escrito de los procesamientos con la evaluación de las eventuales penalizaciones de los archivos correspondientes a las mediciones y remediones.
- * Archivos de las mediciones y remediones

4.- CÁLCULO Y APLICACIÓN DE SANCIONES

4.1.- CÁLCULO DE LA DISTORSIÓN PENALIZABLE INDIVIDUAL DE FLICKER PARA UN USUARIO

Se define como Distorsión Penalizable Individual de Flicker (DPIF) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión detectado en cada intervalo de medida, por encima del Límite de Emisión Individual establecido.

La distorsión penalizable individual se define como:

$$DPIF_k = \text{Max} \left[0, \frac{P_{stm}(k) - P_{sti}}{P_{sti}} \right]$$

Donde:

$P_{stm}(k)$ es el índice de severidad de flicker de corta duración registrado según el punto 3.4.1, en el intervalo k de medida (10 minutos)

P_{sti} es el Límite de Emisión Individual del usuario bajo control, definido en el apartado 2.1.

$DPIF_k$ se calcula para cada intervalo k de 10 minutos de cada semana del período de medición, registrándose el $P_{stm}(k)$ y la energía consumida por el usuario $E(k)$ durante cada intervalo k .

Existir penalización si durante ms del 5 % del tiempo de medida se ha superado el Límite de Emisión Individual asignado al usuario.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía consumida emitiendo en exceso (intervalos con DPIF mayor que cero), se utilizarán los siguientes valores de penalización unitaria (US\$/kWh) para el cálculo de la penalización aplicable:

$$0 < \text{DPIF}_k \leq 1 \quad 2 * (\text{DPIF}_k)^2 \text{ U\$S/kWh}$$

$$1 < \text{DPIF}_k \leq 2 \quad \text{U\$S/kWh}$$

La penalización aplicable se calcular como:

$$\text{Penalizacion(USS)} = \sum_{k:\text{DPIF}_k \leq 1} 2 * (\text{DPIF}_k)^2 * E(k) + \sum_{k:\text{DPIF}_k > 1} 2 * E(k)$$

4.2.- CÁLCULO DE LA DISTORSIÓN PENALIZABLE INDIVIDUAL DE ARMÓNICAS PARA UN USUARIO

Se define como Distorsión Penalizable de Armónicas (DPIA) a la distorsión armónica detectada en cada intervalo de medida, por encima de los Límites de Emisión Individuales establecidos, según la siguiente expresión:

$$\text{DPIA}_k = \text{Max} \left[0, \frac{\text{TDTI}(k) - \text{TDTI}}{\text{TDTI}} \right] + \frac{1}{3} \sum_{n=2}^{40} \text{Max} \left[0, \frac{I_n(k) - I_n}{I_n} \right]$$

Donde:

TDTI(k) es la tasa de distorsión total en corriente registrada en el intervalo de medición k (10 minutos), referida a la corriente contratada por el usuario

$$\text{TDTI}(K) = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{I_n(k)}{I_c} \right)^2}$$

TDTI es el Límite de Emisión en corriente para la distorsión total definido en el punto 2.2 para el caso de usuarios encuadrados en tarifas T2 y T3. Para usuarios en tarifa T1, no se considera la tasa de distorsión total a los fines de la determinación de la distorsión penalizable de armónicas (DPIA).

$I_n(k)$ es el valor de la intensidad armónica n en el intervalo de medición k que inyecta el usuario en la red medida según el punto 3.4.2. El límite y las intensidades medidas deben ser expresados en valores absolutos de corrientes o en valores porcentuales con respecto a la intensidad de carga correspondiente con la potencia contratada por el usuario, según la correspondiente categoría tarifaria.

I_n es el Límite de Emisión Individual de la intensidad armónica n definido en el apartado 2.2.

DPIA_k se calcula para cada intervalo k del período de medición, registrándose la energía consumida por el usuario $E(k)$ durante cada intervalo k.

A efectos del cálculo de TDTI(k) y $I_n(k)$ para la evaluación de la DPIA, solo se considerarán los valores de $I_n(k)$ registrados con flujo de potencia activa desde el usuario hacia la red de alimentación, que es cuando las instalaciones del usuario estén

emitiendo la perturbación de dicha armónica.

Existir penalización en un punto de medición, si durante ms del 5 % del tiempo de medida se ha superado alguno de los Límites de Emisión Individuales asignados al usuario.

En el caso anterior, se aplicarán los siguientes valores de penalización unitaria (U\$\$/kWh) por la energía consumida en intervalos con DPIA mayor que cero para el cálculo de la penalización aplicable:

$$0 < \text{DPIA}_k \leq 1 \quad 2 * (\text{DPIA}_k)^2 \text{ U\$/kWh}$$

$$1 < \text{DPIA}_k \quad 2 \text{ U\$/kWh}$$

La penalización aplicable se calcular como:

$$\text{Penalizacion(USS)} = \sum_{k:\text{DPIA}_k \leq 1} 2 * (\text{DPIA}_k)^2 * E(k) + \sum_{k:\text{DPIA}_k > 1} 2 * E(k)$$

4.3.- APLICACIÓN DE SANCIONES

Las penalizaciones determinadas en los puntos 4.1 y 4.2. precedentes serán extendidas proporcionalmente hasta tanto el usuario haya realizado las acciones correctoras de forma tal de dar cumplimiento a los Límites de Emisión establecidos.

Subanexo A Definiciones

Entorno electromagnético: Conjunto de fenómenos electromagnéticos que existen en un lugar dado. (En general, este conjunto depende del tiempo y su descripción puede exigir un tratamiento estadístico.)

Perturbación electromagnética: Fenómeno electromagnético susceptible de crear alteraciones de funcionamiento de un dispositivo, de un aparato o de un sistema, o de afectar desfavorablemente la materia viva o inerte.

Compatibilidad electromagnética (CEM): Aptitud de un aparato o de un sistema para funcionar en su entorno electromagnético, de manera satisfactoria sin producir l mismo perturbaciones electromagnéticas intolerables para todo lo que se encuentre en este entorno.

Nivel de compatibilidad electromagnética: Nivel de perturbación especificado para el cual existe una alta y aceptable probabilidad de compatibilidad electromagnética.

Nivel de emisión (de una fuente perturbadora): Nivel de una perturbación electromagnética de forma dada, emitida por un dispositivo, aparato o sistema particular y medida de una manera especificada.



Límite de emisión (de una fuente perturbadora): Valor máximo admitido del nivel de emisión.

Nivel de inmunidad: Nivel máximo de una perturbación electromagnética de forma dada, que acta sobre un dispositivo, aparato o sistema de una manera especificada, sin generar ninguna degradación del funcionamiento.

Límite de inmunidad: Valor mínimo requerido del nivel de inmunidad.

Fundamental (componente fundamental): Componente de orden 1 del desarrollo en serie de Fourier de una magnitud periódica.

Armónico (componente armónica): Componente de un orden superior a 1 del desarrollo en serie de Fourier de una magnitud periódica.

Tensión armónica: Una tensión sinusoidal con una frecuencia igual a un entero múltiplo de la frecuencia fundamental de la tensión de suministro. Las tensiones armónicas se pueden evaluar:

- individualmente, por su amplitud relativa (U_i) relacionada a la tensión fundamental (U_1), donde i es el orden de la armónica;
- globalmente, por ejemplo por la Tasa de Distorsión Total (TDT), calculada usando la siguiente expresión:

$$TDT = \sqrt{\sum_{i=2}^{40} \left(\frac{U_i}{U_1} \right)^2}$$

Intensidad armónica: Una intensidad sinusoidal con una frecuencia igual a un entero múltiplo de la frecuencia fundamental de la tensión de suministro. Las intensidades armónicas se pueden evaluar:

- individualmente, por su amplitud relativa (I_i) relacionada a la intensidad fundamental (I_1), donde i es el orden de la armónica;
- globalmente, por ejemplo por la Tasa de Distorsión Total de Intensidad (TDI), calculada usando la siguiente expresión:

$$TDI = \sqrt{\sum_{i=2}^{40} \left(\frac{I_i}{I_1} \right)^2}$$

Variación de tensión: Variación del valor eficaz de la tensión entre dos niveles adyacentes, manteniéndose cada uno de ellos durante un tiempo específico pero no determinado.

Magnitud de una variación de tensión: Diferencia de los valores eficaces de la tensión que resulta de una variación de tensión.

Duración de una variación de tensión: Intervalo de tiempo durante el cual el valor eficaz de la tensión crece o decrece del valor inicial al valor final.

Fluctuaciones de tensión: Serie de variaciones de tensión o variación cíclica de la envolvente de la onda de tensión.

Flicker: Variación subjetiva de fluctuación de la luminancia.

Umbral de irritabilidad del flicker: Fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

Índice de severidad del flicker de corta duración (Pst): Índice que evalúa la severidad del flicker en cortos intervalos de tiempo (intervalo de observación base de 10 minutos). Se considera **Pst=1** como el umbral de irritabilidad.

Subanexo B

Circuito para Medición de Emisión de Flicker

La **Figura 1** corresponde al diagrama de conjunto del simulador de línea normalizada.

La tensión correspondiente al punto de medición (U_L) se transfiere mediante un transformador de acoplamiento a un circuito limitador de amplitud, con lo que se elimina la variación de amplitud y se retiene la información de fase.

Se obtiene así una tensión de referencia de la misma frecuencia de red, pero cuya amplitud es constante (U'_L).

La relación entre U'_L y la tensión nominal de red es:

$$U'_L = k_0 U_L$$

Mediante un transductor de corriente, pinza amperométrica, se dispone de una tensión proporcional a la magnitud de la corriente circulante por la carga bajo medición (I_L).

Con el conversor tensión/corriente siguiente se genera una corriente I'_L que resulta proporcional a la de la carga según una constante k_1 .

Esta corriente desarrolla sobre una impedancia de referencia (Z'_N) proporcional a la normalizada de red (Z_N) una tensión U'_L dada por la siguiente relación:

$$U'_L = I'_L Z'_N = k_1 k_2 I_L Z_N = k U_L$$

Mediante el amplificador sumador $A1$ se obtiene:

$$U_S = U'_L + U_L = k_0 U_L + k U_L = k_0 U_L + k I_L Z_N$$

Haciendo que k_0 sea igual a k resulta:

$$U_S = k U_L + k U_L = k (U_L + I_L Z_N)$$

Por consiguiente, la tensión de salida U_S contiene una fluctuación relativa (U'_L / U_L) correspondiente a la corriente I_L circulando por la impedancia normalizada Z_N .

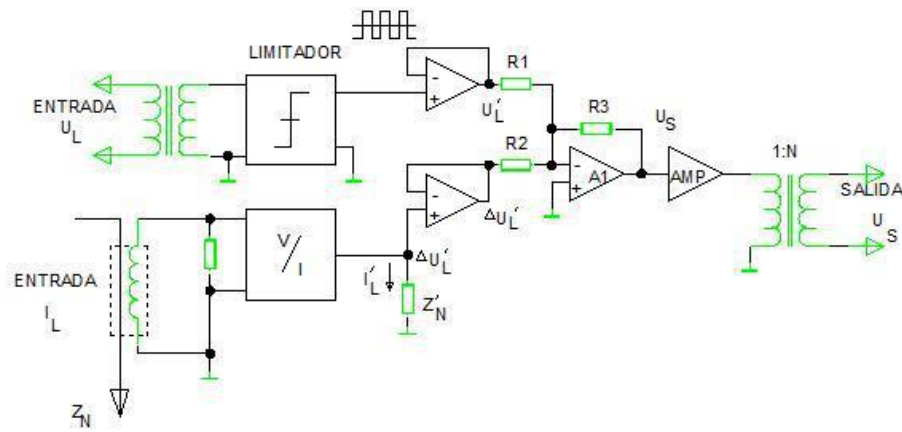




Figura 1. Diagrama circuital del simulador de línea normalizada

Apéndice 3

Nota de elevación al Departamento de Ing. Eléctrica

 *Ministerio de Educación*

 UNIVERSIDAD NACIONAL
de MAR DEL PLATA
"2011 - Cincuentenario de la
Universidad Pública en Mar del Plata"

Ref: expte
CUMB, Corrección de corrientes parasitas
Mar del Plata, 23 de septiembre de 2013

SR. SUBSECRETARIO

Por intermedio de la presente le solicito gestione ante la Facultad de Ingeniería el asesoramiento a este Departamento para la capacitación, confección de informe diagnóstico y de especificación técnica para intervención correctiva; para realizar la adecuación de las instalaciones eléctricas de modo de eliminar las corrientes parasitas.

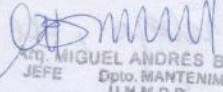
Esta deficiencia se detecta a partir de el registro elevadas corrientes por el conductor del neutro, no compatibles con los desequilibrios de fases medidos.

Estas corrientes consisten en desviaciones de la curva de frecuencia nominal, generadas por equipos digitales instalados (computadoras, telefonías, red de datos, etc). Esta anomalía afecta a las secciones admisibles de cableados y las protecciones eléctricas – disyuntores y termomagnéticas, reduciendo su capacidad.

Se debe destacar que debido a la novedad de la temática, no se dispone de conocimientos ciertos respecto de la intervención necesaria, por lo tanto se recurre a capacidades propias de esta Universidad.

Es intención de este Departamento que la futura intervención sea presentada al próximo programa de seguridad eléctrica de la SPU.

Sin otro particular le saludo atentamente.


MIGUEL ANDRÉS BULTHE
JEFE Dpto. MANTENIMIENTO
U.N.M.D.P.

Subsecretario de Servicios
Arq. Germán Pastocchi

25 SEP 2013

ENTRÓ 201 77

R. 3498

Departamento de Mantenimiento
Rodríguez Peña 4046 TE / Fax: 475-3377 Email: manten@mdp.edu.ar

Pase a Sec. de Coordinación de
la fac. de Ingeniería a
efectos de solicitar intervención
técnica de algún especialista
en la materia.

Arq. GERMAN L. PASTOR
SUBSECRETARIO DE SERVICIOS
U.N.M.d.P.

SUBSECRETARIA DE
SERVICIOS
30 SEP 2013
SALIO

Pase al Depto. de Ing. Eléctrica para coordinar
el trabajo, de acuerdo a lo comensado en el
Ing. Suarez.

Ing. Juan Carlos STECCA
Secretario de Coordinación
Facultad de Ingeniería-UNMDP

10/10/13

Bibliografía

- [1] S. J. Antonio, «Medición calidad de la energía,» Mar del Plata, 2009.
- [2] Cátedra Matemática Avanzada FI UNMDP, Apunte de Cátedra Matem. Avanzada, Mar del Plata, 2012.
- [3] Schneider, «Cuadernillo Técnico 152 - Los armónicos en las redes perturbadas y su tratamiento».
- [4] AESoluciones, «Los efectos de los armónicos y sus soluciones,» San Salvador, 2010.
- [5] F. De La Rosa, Harmonics and Power System, Boca Raton: CRC Press, 2006.
- [6] J. A. Gonzales Zumba y F. V. Romero Cordova, «Diseño, construcción e implementación de un filtro de BT para el mejoramiento de la calidad del suministro eléctrico,» 2008.
- [7] UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA, «Armónicos en Redes Eléctricas,» Cuenca, 2008.
- [8] OCEBA, «Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires,» [En línea]. Available: <http://www.oceba.gba.gov.ar>. [Último acceso: 01 09 2015].
- [9] OCEBA, «SubAnexo D Contrato de Concesión,» Mar del Plata, 2015.
- [10] ENRE, «Anexo y SubAnexos Resolución ENRE 184/00,» Buenos Aires, 2000.
- [11] ENRE, «Anexo y SubAnexos Resolución ENRE 99/97,» Buenos Aires, 1997.
- [12] I. R. Ferreyra, «Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica,» Mar del Plata, 2013.
- [13] IEEE, «Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems,» USA, 2014.
- [14] IEEE, «Guide for Application of Shunt Power Capacitors,» USA, 1992.
- [15] IEEE, «Guide for Application and Specification of Harmonic Filters,» USA, 2003.

- [16] «Decreto Reglamentario 351/79 Higiene y Seguridad en el Trabajo,» ERREPAR, Buenos Aires, 2014.
- [17] J. Suárez, G. Di Mauro, D. Anaut y C. Agüero, «Cancelación Parcial de Corrientes Armónicas Provocadas por Cargas Residenciales No Lineales,» Mar del Plata, 2005.
- [18] ETN-28a, «Transformadores trifásicos de distribución de energía eléctrica de media y baja tensión,» Disposición N° 006/2003, Buenos Aires, 2013.
- [19] ELEC-TRA MERCEDES, «Catalogo de cables subterranos para BT,» ETM, Mercedes, 2006.
- [20] J. A. Suárez, G. di Mauro, D. Anaut, R. di Mauro y J. L. Strack, «Análisis de la Calidad de Energía en un Centro de cómputos,» Revista Ingeniare Scielo, Mar del Plata, 2013.
- [21] ABB, «Power Quality Filters PQFS,» ABB, 2015.