

**ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA Y DISEÑO DEL BANCO DE
CONDENSADORES PARA LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN
LA SUBESTACIÓN DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR SEDE
TERNERA**

YESID MAURICIO CRISMATT CAMPILLO

ELVIRA MARGARITA BARÓN MARTÍNEZ



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMAS DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARTAGENA DE INDIAS D. T. Y C.

2010

**ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA Y DISEÑO DEL BANCO DE
CONDENSADORES PARA LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN
LA SUBESTACIÓN DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR SEDE
TERNERA**

YESID MAURICIO CRISMATT CAMPILLO

ELVIRA MARGARITA BARÓN MARTÍNEZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
Ingenieros Electricistas**

Director:

MSc. Ing. Mario Arrieta Paternina



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMAS DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARTAGENA DE INDIAS D. T. Y C.

2010

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Cartagena de Indias D. T. y C., ___ de _____ de 2010.

AGRADECIMIENTOS

Yesid Mauricio Crismatt Campillo

Antes que nada quiero agradecerle a Dios por permitirme cumplir este logro tan grande, a mis padres Carlos Crismatt y Mariela Campillo por esforzarse tanto para verme cumpliendo con mi objetivo de graduarme como ingeniero, por apoyarme cada día de mi vida, por preocuparse por mí, por hacerme reconocer mis errores y mis virtudes, por brindarme segundas oportunidades y por llenarme de cariño y respeto; este logro no es solo mío también lo es de ustedes.

A quienes me ayudaron de una u otra manera para que se realizara este proyecto, a los profesores Mario Arrieta, Eduardo Gómez y Enrique Vanegas quienes me apoyaron en todo lo concerniente a la tesis de grado y la consecución de los equipos necesarios para realizarla, al profesor Bienvenido Sarria quien depositó en mi su confianza y la responsabilidad de generar un proyecto que fuera de interés general para la universidad. A los profesores William Cuadrado Cano y Juan Contreras que creyeron en mí y me hicieron esforzarme cada vez más por ser mejor personal y académicamente, a mi compañera Elvira Margarita Barón Martínez por siempre apoyarme incondicionalmente en todos los proyectos que he realizado por comprenderme y ayudarme a ser mejor persona, a mis hermanos quienes me apoyaron durante toda mi carrera y por último un agradecimiento muy especial al técnico electricista Miguel Gómez quien siempre se mostró dispuesto a colaborarnos con lo concerniente al sistema eléctrico de la universidad.

AGRADECIMIENTOS

Elvira Margarita Barón Martínez

Gracias doy a Dios por guiar cada uno de mis pasos en este camino y permitirme llegar satisfactoriamente a la culminación de este proyecto y con él, al final de esta meta, que es alcanzar el título de Ingeniera Electricista.

Así mismo, agradezco a mis padres Miguel Barón y Rosario Martínez por brindarme su apoyo incondicional y por estar presentes cada vez que necesité de su amor y fortaleza, por levantarme en los tropiezos y por inculcar en mí los valores morales y espirituales que me han permitido llegar hasta este punto de mi vida; a mis 3 hermanitas por darme su cariño y por ser una de las razones tengo para intentar ser mejor cada día. A mi compañero de tesis: Yesid Crismatt, gracias por brindarme su apoyo incondicional en todo momento y por no permitirme desfallecer en los momentos difíciles. A mis amigos y amigas, por dar a cada reunión de estudios el toque de alegría y diversión necesario.

Agradezco a los profesores MSc. Ing. Mario Arrieta y Esp. Ing. Enrique Vanegas por ser una guía para la realización y presentación del presente proyecto.

También agradezco a la Universidad Tecnológica de Bolívar y a su cuerpo docente por la labor que cumplieron forjándome como profesional y por todo ese mar de conocimientos que de ellos recibí, cosas que no hubieran sido posibles sin la ayuda del programa “Premio a la Excelencia y al Talento Caribe”, al cual agradezco mi estancia en la UTB y el poder hacer realidad mi sueño de convertirme en profesional.

Agradezco enormemente a la empresa PROPILCO S.A., por su contribución en mi formación académica, y por darme la oportunidad de seguir aprendiendo y de dar mis primeros pasos en el mundo laboral.

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE CUADROS	10
LISTA DE ANEXOS	13
GLOSARIO	14
LISTA DE ABREVIATURAS	16
RESUMEN	17
ABSTRACT	18
INTRODUCCIÓN	19
1. HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA Y DE CORRECCIÓN DE FACTOR DE POTENCIA	21
1.1 ANTECEDENTES	21
1.2 PERTURBACIONES DE LA CALIDAD DE ENERGÍA	22
1.2.1 Huecos de tensión (<i>Sags</i>).	22
1.2.2 Elevaciones de tensión (<i>Swells</i>).	27
1.2.3 Interrupciones de corta duración (duración < 1 min).	32
1.2.4 Interrupciones de larga duración (duración > 1 min).	34
1.2.5 Variaciones de tensión de estado estable.	35
1.2.6 Desbalance de tensión.	36
1.2.7 Variaciones de frecuencia.	38
1.2.8 Muestras de tensión (<i>notches</i>).	39
1.2.9 Variaciones de tensión de larga duración (subtensiones y sobretensiones).	42
1.2.10 Sobretensiones transitorias.	44
1.2.11 <i>Flicker</i> .	47
1.2.12 Armónicos de tensión.	48
1.2.13 Armónicos de corriente.	51
1.3 COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA	55
1.3.1 Desventajas del consumo de energía reactiva.	57

1.3.2	Facturación de energía reactiva.	58
1.3.3	Compensación de energía reactiva.	59
2.	CASO DE ESTUDIO	66
2.1	SISTEMA ELÉCTRICO BAJO PRUEBA	66
2.2	DIAGNÓSTICO DEL ESTADO ACTUAL	67
2.2.1	Acometida.	67
2.2.2	Medios de desconexión principal.	67
2.3	ADQUISICIÓN DE DATOS DEL SISTEMA BAJO PRUEBA	70
2.3.1	Herramientas utilizadas.	70
2.3.2	Procedimiento para toma de mediciones.	71
2.3.3	Procesamiento y clasificación de la información.	74
3.	ANÁLISIS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA Y CORRECCIÓN DE FACTOR DE POTENCIA DEL SISTEMA BAJO PRUEBA	75
3.1	ANÁLISIS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA DEL SISTEMA BAJO PRUEBA	75
3.1.1	Identificación de las perturbaciones presentes en el sistema bajo prueba.	75
3.2	CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DEL SISTEMA BAJO PRUEBA	141
3.2.1	Cálculo del banco de condensadores para corrección del factor de potencia del sistema	141
3.2.2	Selección de equipos utilizados para la corrección del factor de potencia.	146
3.3	CONSUMO EFICIENTE DE ENERGÍA	153
3.3.1	Balastro electromagnético.	154
3.3.2	Balastro electrónico.	154
3.3.3	Estudio comparativo entre el balastro electromagnético y el balastro electrónico.	155
4.	CONCLUSIONES	161
5.	RECOMENDACIONES	162
6.	REFERENCIAS	163
	ANEXOS	165

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Forma de onda típica de un sag de tensión.....	23
Figura 2. Parámetros característicos de un sag de tensión	24
Figura 3. Bajada de tensión (V) y corte de tensión	25
Figura 4. Parámetros característicos de un swell de tensión.....	28
Figura 5. Onda de tensión de la conexión de una batería de condensadores MT .	30
Figura 6. Onda de tensión de la desconexión de un transformador.....	31
Figura 7. Muesca de tensión causada por la operación de un convertidor	39
Figura 8. Descripción de una muesca de tensión	41
Figura 9. Sobretensión transitoria de impulso.....	45
Figura 10. Fasores en una carga resistiva.....	55
Figura 11. Fasores en una carga inductiva, corriente en atraso respecto al voltaje	56
Figura 12. Fasores en una carga capacitiva, corriente en adelanto respecto al voltaje	56
Figura 13. Triángulo de potencias.....	57
Figura 14. Flujo de energía en un sistema con compensación de reactivos.....	60
Figura 15. Triángulo de potencias de condiciones iniciales	61
Figura 16. Triángulo de potencias de condiciones deseadas	61
Figura 17. Cálculo de potencia reactiva capacitiva requerida para compensar el sistema	62
Figura 18. Plano unifilar eléctrico de la UTB, sede Ternera.....	69
Figura 19. Datta logger Fluke 1735.....	70
Figura 20. Conexión del equipo datta logger fluke 1735 configuración en estrella	72
Figura 21. Sondas de corriente del Datta logger Fluke 1735.....	73

Figura 22. Diagrama fasorial del Tablero 1	85
Figura 23. Diagrama fasorial del Tablero 2	96
Figura 24. Diagrama fasorial del Tablero 3	109
Figura 25. Diagrama fasorial del Tablero 4	121
Figura 26. Diagrama fasorial del Tablero 5	133
Figura 27. Modulo trifásico de condensadores Varplus, tensión 220/240 V	147
Figura 28. Relé programable semanal	147
Figura 29. Relé de familia RMX4A	149
Figura 30. Bases para relés de familia RMX4A	150
Figura 31. Conexión del equipo datta logger fluke 1735 configuración monofásica	155
Figura 32. Montaje de equipos en laboratorio para comparación de balastos electromagnético y electrónico	156
Figura 33. Forma de onda de tensión y de corriente para una lámpara T12 con balastro electromagnético	157
Figura 34. Forma de onda de tensión y de corriente para una lámpara T12 con balastro electrónico	158

LISTA DE CUADROS

pág.

Cuadro 1. Valores de referencia de variaciones de frecuencia.....	39
Cuadro 2. Límites de distorsión recomendados por la NTC-5000	41
Cuadro 3. Valores de referencia del Plt	48
Cuadro 4. Valores de referencia de la distorsión individual y total de tensión	51
Cuadro 5. Valores límite de distorsión de corriente armónica individual (Di) y de distorsión total de demanda (TDD) en Porcentaje de la corriente de carga (IL) (Armónicos Impares).....	54
Cuadro 6. Constante Kc para calcular la potencia del banco de condensadores ..	63
Cuadro 7. Características de los transformadores.....	67
Cuadro 8. Funciones de medición del equipo DATA LOGGER FLUKE 1735.....	73
Cuadro 9. Días elegidos para analizar cada tablero	75
Cuadro 10. Cargabilidad del Transformador 1	84
Cuadro 11. Desbalance de tensión del tablero 1 y comparación con normas UNE 50160 y ANSI C84-1	85
Cuadro 12. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 1, según la norma IEC 61000-4-7	86
Cuadro 13. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 1, según la norma IEEE 519.....	87
Cuadro 14. Cargabilidad del Transformador 2	95
Cuadro 15. Desbalance de tensión del tablero 2 y comparación con normas UNE 50160 y ANSI C84-1	97
Cuadro 16. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 2, según la norma IEC 61000-4-7	98
Cuadro 17. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 2, según la norma IEEE 519.....	98

Cuadro 18. Cargabilidad del Transformador 3.....	108
Cuadro 19. Desbalance de tensión del tablero 3 y comparación con normas UNE 50160 y ANSI C84-1	109
Cuadro 20. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 3, según la norma IEC 61000-4-7	110
Cuadro 21. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 3, según la norma IEEE 519.....	110
Cuadro 22. Cargabilidad del Transformador 4.....	120
Cuadro 23. Desbalance de tensión del tablero 4 y comparación con normas UNE 50160 y ANSI C84-1	121
Cuadro 24. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 4, según la norma IEC 61000-4-7	122
Cuadro 25. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 4, según la norma IEEE 519.....	123
Cuadro 26. Cargabilidad del Transformador 5.....	132
Cuadro 27. Desbalance de tensión del tablero 5 y comparación con normas UNE 50160 y ANSI C84-1	134
Cuadro 28. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 5, según la norma IEC 61000-4-7	135
Cuadro 29. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 5, según la norma IEEE 519.....	135
Cuadro 30. Cargabilidad del Transformador tipo pedestal.....	139
Cuadro 31. Comparación de niveles de armónicos para el transformador tipo pedestal, según la norma IEC 61000-4-7	140
Cuadro 32. Comparación de niveles de armónicos para el transformador tipo pedestal, según la norma IEEE 519.....	141
Cuadro 33. Bancos de condensadores elegidos para cada tablero.....	146
Cuadro 34. Cantidad requerida de bancos de condensadores y precios.....	147
Cuadro 35. Características del relé programable CCT 15720	148
Cuadro 36. Referencias y precio de los contactores seleccionados	149

Cuadro 37. Características del relé RXM4AB2P7.....	150
Cuadro 38. Referencias y precio del relé y base seleccionados.....	150
Cuadro 39. Referencias y precios de los interruptores seleccionados.....	153
Cuadro 40. Referencias y precios de los conductores seleccionados	153
Cuadro 41. Resultados de mediciones para una lámpara T12 con balastro electromagnético.....	157
Cuadro 42. Resultados de mediciones para una lámpara T12 con balastro electrónico	158
Cuadro 43. Comparación del uso de balastro eletromagnético y balastro electrónico	159
Cuadro 44. Estimación del ahorro de energía teniendo en cuenta la cantidad de lámparas utilizadas en la UTB	159

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Mediciones para el Tablero 1	166
ANEXO B. Mediciones para el Tablero 2.....	181
ANEXO C. Mediciones para el Tablero 3.....	196
ANEXO D. Mediciones para el Tablero Biblioteca	208
ANEXO E. Mediciones para el Tablero de Bienestar Universitario	220
ANEXO F. Mediciones para el Transformador de tipo Pedestal	236
ANEXO G. Límites máximos de distorsión armónica de tensión permitidos por la norma IEC 61000-4-7	241
ANEXO H. Límites máximos de distorsión armónica de tensión permitidos por la norma IEEE 519.....	241
ANEXO I. Corrección del factor de potencia para el tablero 1	242
ANEXO J. Corrección del factor de potencia para el Tablero 2	245
ANEXO K. Corrección del factor de potencia para el Transformador de tipo Pedestal.....	248
ANEXO L. Fotografía de los Transformadores 1, 2, 3 y 4 de la Universidad Tecnológica de Bolívar sede Ternera	250
ANEXO M. Listado de materiales requeridos para implementar la corrección de factor de potencia con bancos de condensadores.....	251
ANEXO N. Especificaciones técnicas Data Logger Fluke 1735.....	253
ANEXO O. Esquemas de control y de potencia de los bancos de condensadores	256
ANEXO P. Plano Eléctrico Unifilar de la Universidad Tecnológica de Bolívar	264

GLOSARIO

Armónicos: son ondas sinusoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental 60Hz; representa una distorsión de la forma de onda producida por cargas no lineales.

Calidad de energía eléctrica: conjunto de características de la electricidad en un punto dado de un sistema de potencia y en un momento determinado, que permiten satisfacer las necesidades requeridas por el usuario. Estas características son evaluadas con respecto a un conjunto de parámetros de referencia.

Carga no lineal: es una carga eléctrica cuya característica de tensión/corriente es no lineal, es decir que la señal de corriente no sigue la misma forma de onda de la señal de tensión, de la cual se está alimentando la carga.

Desequilibrio: en un sistema polifásico, es el estado en el cual el valor eficaz de las tensiones de las fases o los ángulos entre fases consecutivas no son todos iguales. También se conoce como desbalance.

Dips: es una bajada súbita de la tensión en un punto de la red de energía eléctrica. También se conoce como *sag*.

Flicker: efecto producido sobre la percepción visual humana por una emisión cambiante de luz debido a iluminación sujeta a fluctuaciones pequeñas de tensión.

Interarmónicos: componente sinusoidal cuya frecuencia se sitúa entre las frecuencias de los armónicos, es decir donde la frecuencia no es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental.

Interrupciones: suceden cuando la tensión desciende notablemente por debajo de valor nominal.

Swells: aumento súbito del valor eficaz de tensión por encima del 110% de la tensión de referencia.

Transitorio: sobretensión oscilatoria o no oscilatoria de corta duración generalmente fuertemente amortiguada y que dura como máximo algunos milisegundos.

Valor Medio Cuadrático (RMS, por sus siglas del inglés, *Root - Mean - Square*): raíz cuadrada de la media aritmética de los valores instantáneos elevados al

cuadrado, de una cantidad tomada sobre un intervalo de tiempo específico y con un ancho de banda determinado.

Valor eficaz de tensión y corriente: valor medio cuadrático de la tensión o corriente.

LISTA DE ABREVIATURAS

AC	(<i>Alternating Current</i>)	Corriente Alterna
CREG		Comisión Reguladora de Energía y Gas
DC	(<i>Direct Current</i>)	Corriente Directa
IEC	(<i>International Electrotechnical Commission</i>)	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	(<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>)	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos
ML	(<i>Mail Load</i>)	Carga Principal
NTC		Norma Técnica Colombiana
PC	(<i>Personal computer</i>)	Computador personal
PCC		Punto de conexión común
PF		Factor de Potencia
PLC	(<i>Programmable Logic Controller</i>)	Controlador lógico programable
Plt		Severidad del <i>Flicker</i> a largo plazo
PWM	(<i>Pulse-Width Modulation</i>)	Modulación por ancho de pulsos
SDL		Sistema de Distribución Local
STD	(<i>Standart</i>)	Estándar
STR		Sistema de Transmisión Regional
TDD		Distorsión Total de Demanda
THD	(<i>Total Harmonic Distortion</i>)	Coefficiente de Distorsión Armónica Total
UPS	(<i>Uninterruptible Power Supply</i>)	

RESUMEN

Debido a la creciente preocupación por el uso racional de la energía eléctrica, en especial, por el tema de la eficiencia y la calidad de la energía, que ha recobrado importancia en los últimos años, se hace necesaria una investigación que ofrezca una mirada profunda hacia el tema en cuestión. El presente proyecto desarrolla un ejemplo práctico de un estudio de calidad, que tiene como ente investigado al Sistema Eléctrico de Potencia de la Universidad Tecnológica de Bolívar - UTB, sede Ternera, identificando los problemas de calidad de energía que en él se presentan y que afectan los diferentes equipos electrónicos y eléctricos asociados a las instalaciones eléctricas. Además, en este estudio se caracteriza el comportamiento horario de la carga eléctrica de la Universidad y a partir de dicha caracterización se planifica y diseña una corrección del factor de potencia del campus.

Como resultado del estudio, se generaron recomendaciones para mejorar el sistema eléctrico de la UTB, sede Ternera en lo referente a calidad de la energía eléctrica y eficiencia energética; una de las recomendaciones es la corrección del factor de potencia en algunos de los tableros de distribución de baja tensión, y las memorias de cálculo de los bancos de condensadores, que incluyen los circuitos de control y potencia necesarios para realizar la instalación. Otro resultado del estudio es la actualización del plano general del sistema eléctrico, que será útil para realizar estudios posteriores y ampliación de las cargas eléctricas de la UTB.

ABSTRACT

Due to the growing concern for the rational use of electricity, particular the issue of efficiency and power quality, in recent years has regained importance, because of this is necessary a research that provides a deep look into the subject matter. This thesis develops a practical example of a quality study, studying in this case the Power System of the Technological University of Bolivar – UTB, campus Ternera, identifying power quality issues that have been presented and which affect different electronic and electrical equipment associated with the electrical facilities. Additionally, this study characterizes the behavior of the electric charge of the University and from this characterization is planned and designed a power factor correction of the campus.

As a result of the study are generated recommendations to improving the electrical system of the UTB, campus Ternera, regarding electric power quality and energy efficiency, one of the recommendations is the power factor correction in some of the low voltage distribution boards and calculation reports for capacitor banks included the control and power circuits needed for installation. Another result of the study the update of the general electrical draw of the electrical system, which will be useful for further study and extension of electric charges of the UTB.

INTRODUCCIÓN

La calidad de la energía es un tema que cobra cada vez mayor importancia en los nuevos diseños eléctricos con la creciente preocupación por el tema del uso racional de la energía, sin embargo, definir la calidad de energía para una carga en especial puede ser complicado puesto que, lo que se podría considerar una buena calidad de energía para un motor eléctrico podría no serlo para un computador personal, es decir, cualquier problema que genere una falla de corta duración, como es el caso de una sobretensión temporal o una subtensión, no afectarían de forma significativa a un motor eléctrico pero si generaría apagado de equipos y pérdidas de información en computadoras, PLC's y otros dispositivos digitales sensibles a las variaciones de tensión.

En todo nuevo diseño eléctrico se debe tener en cuenta la calidad de la energía para asegurar la continuidad del suministro con altos niveles de confiabilidad, logrando con esto el correcto funcionamiento de los diferentes equipos electrónicos sensibles conectados a la red diseñada, que son los que manejan procesos críticos y garantizando además, la buena prestación del servicio a los usuarios, condición que toda entidad distribuidora o generadora de energía debe cumplir.

Es por ello que la presentación de un proyecto debe realizarse con base en los lineamientos dados por las normas internacionales de instalaciones eléctricas y equipos para cargas sensibles y en misión crítica el estándar internacional en el tema de calidad de energía es la norma IEC. En especial se deben tener en cuenta los siguientes segmentos:

- IEC 61000-4-7 - 2002: Detalles correspondientes a los parámetros de armónicos.
- IEC 61000-4-15 - 2003: Detalles correspondientes a los parámetros de *flickers*.
- IEC 61000-4-30 - 2003: Métodos de medida de calidad de energía.

Otras normas internacionales relacionadas con la calidad de la energía son los estándares IEEE-1159-1995, e IEEE-519-1992. A nivel nacional, la CREG ha implementado la reglamentación sobre el servicio de energía eléctrica y en la actualidad está es estudio el Proyecto de Norma Técnica Colombiana NTC-5000.

1. HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA Y DE CORRECCIÓN DE FACTOR DE POTENCIA

El aumento acelerado en la utilización de equipos electrónicos altamente sensibles a las perturbaciones electromagnéticas, ha incitado a que los consumidores y operadores de red se planteen un nuevo paradigma relacionado con la calidad en la prestación del servicio de energía, el cual esta intrínsecamente asociado a ciertos parámetros como son: la amplitud, la frecuencia y forma de onda de las señales de tensión y corriente.

Cuando se estudia la calidad del servicio de energía se hace necesario profundizar en el estudio de las perturbaciones que ocasionan la mala calidad del servicio y la reglamentación asociada a cada una de ellas, a través del estudio de normatividad nacional e internacional, como lo es la norma NTC-5000 e IEC e IEEE, respectivamente; adicionalmente, se explica el concepto de energía reactiva y la importancia de su compensación, al igual que los métodos de compensación utilizando bancos de condensadores.

1.1 ANTECEDENTES

La creciente utilización de equipo electrónico sensible a las perturbaciones electromagnéticas y el uso de equipos que presentan un comportamiento no lineal ante las ondas de tensión y corriente, han generado entre los consumidores y operadores de red un progresivo interés por la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica; así mismo, en el caso particular de Colombia, la implementación de nuevas leyes y normativas relacionadas con los servicios públicos, en especial, la Ley 143 de 1994, o Ley Eléctrica, dieron un giro al servicio de energía al introducir el concepto de competencia en este sector económico, lo cual ha permitido al usuario exigir al proveedor unas condiciones óptimas en la prestación del servicio. A pesar de lo anterior, en Colombia son escasos los estudios relacionados con el tema.

A nivel internacional, la normativa relacionada con la calidad de la energía eléctrica se encuentra más avanzada, gracias a instituciones como la IEC y la IEEE que han implementado normas y estándares como son IEC-61000-4-30 e IEEE 1159.

Otras instituciones que se han apropiado del tema de calidad del suministro energético son las empresas fabricantes de equipos eléctricos, que se han encargado de construir equipos capaces de medir las perturbaciones de la energía y construir equipos para contrarrestarlas.

1.2 PERTURBACIONES DE LA CALIDAD DE ENERGÍA

“Las perturbaciones electromagnéticas hacen referencia a cualquier fenómeno que pueda degradar el funcionamiento de un dispositivo, equipo o sistema eléctrico, electrónico o de comunicaciones”¹; específicamente, en los sistemas eléctricos, las perturbaciones electromagnéticas varían los parámetros de frecuencia, amplitud y forma de onda, y en consecuencia reducen la calidad del servicio de energía eléctrica. Las perturbaciones pueden ser causadas por fenómenos de tipo natural como: las descargas atmosféricas, las descargas electrostáticas y las radiaciones naturales; o por fenómenos provocados o artificiales como: el funcionamiento de otros equipos eléctricos, maniobras y fallas en la red, radiaciones de radio y TV, cargas no lineales o puestas a tierra mal instaladas (Ramírez Torres, 2009).

A continuación se profundizará sobre las perturbaciones más relevantes que se presentan en un Sistema Eléctrico de Potencia – SEP.

1.2.1 Huecos de tensión (Sags). Los hundimientos de tensión (*Sags*) son reducciones súbitas del valor eficaz de la tensión por debajo del 90% y por encima del 10% de la tensión declarada, seguido por un retorno a un valor más alto que el 90% de la tensión declarada, en un tiempo que varía desde los 8,33 milisegundos (medio ciclo a 60 Hz) hasta un (1) minuto. Ellos se caracterizan por su duración y por la magnitud de la caída.

Las tensiones de referencia varían según la norma, por ejemplo para IEC e IEEE se tiene:

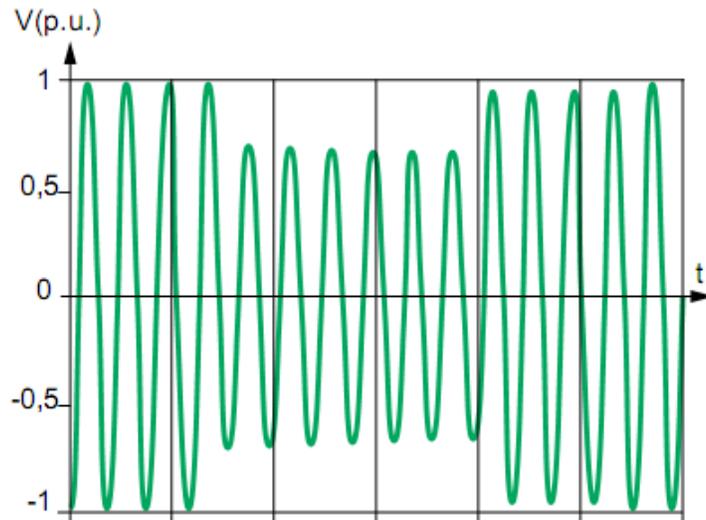
La norma IEEE 1159 para valores de tensión comprendidos entre el 90% y el 1%.

La norma IEC 61000-2-1 para valores de tensión comprendidos entre el 90% y el 10%.

¹ Ramírez Torres, Francly. *Proyecto de Norma Técnica Colombiana NTC 5000.*

La forma típica de un *sag* de tensión se presenta en la figura 1.

Figura 1. Forma de onda típica de un *sag* de tensión



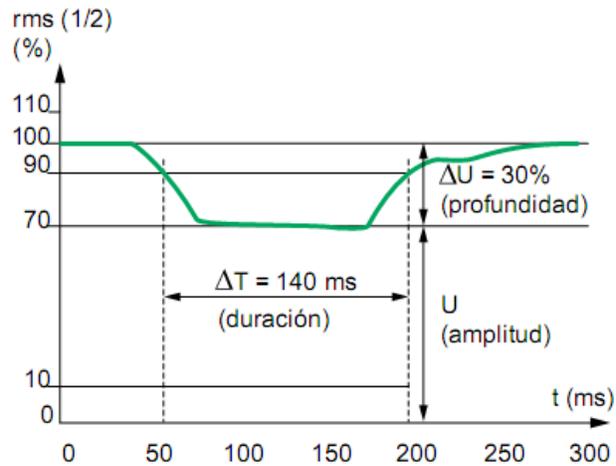
Fuente: Cuaderno técnico Schneider CT199-2004-CEE

Los parámetros característicos de un hueco o *sag* de tensión son (Schneider Electric, 2004):

- Su amplitud (U), también llamada tensión residual, es el valor que adquiere la tensión durante un hundimiento de tensión y se expresa como porcentaje de la tensión declarada.
- Su profundidad (ΔU), es la diferencia entre la tensión declarada y la amplitud (U), también expresada como porcentaje de la tensión declarada.
- Su duración (ΔT), definida como el lapso de tiempo durante el cual la tensión es inferior al 90%.

Se habla de hueco de tensión a $x\%$ si el valor rms ($1/2$) está por debajo de $x\%$ del valor de referencia U_{ref} . La figura 2 muestra los parámetros característicos de un *sag* de tensión, teniendo en cuenta el valor RMS de la señal.

Figura 2. Parámetros característicos de un sag de tensión



Fuente: Cuaderno técnico Schneider CT199-2004-CEE

Los cortes son un caso particular de hueco de tensión de profundidad superior al 99% (IEEE) o al 90% (IEC). Se caracterizan por un único parámetro: la duración. Los breves tienen una duración inferior a 1 minuto (IEC-IEEE). Tienen su origen principalmente en los reconectadores automáticos lentos destinados a evitar los cortes largos (ajustados entre 1 y 3 minutos); los cortes largos son de una duración superior. Los cortes breves y los cortes largos son diferentes, tanto por su origen como por las soluciones a aplicar para prevenirlos o para reducir su número.

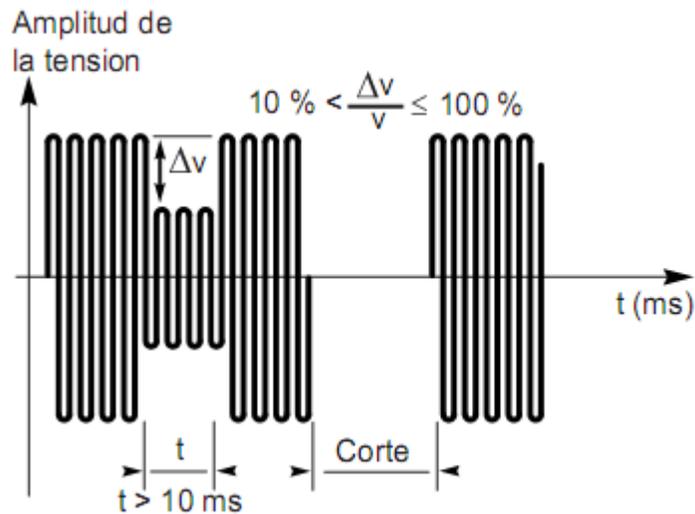
Las perturbaciones de tensión de duración inferior a un semiperíodo de la fundamental T de la red ($\Delta T < T/2$) se consideran como si fueran transitorios.

Los americanos utilizan diferentes adjetivos para calificar los huecos de tensión (*sag*) o (*dip*) y los cortes (*interruption*), según su duración que se observan en la figura 4:

- Instantáneo (*instantaneous*)
($T/2 < \Delta T < 30T$)
- Momentáneo (*momentary*)
($30T < \Delta T < 3 \text{ s}$)

- Temporal (*temporary*)
($3 \text{ s} < \Delta T < 1 \text{ min}$)
- Mantenido (*sustained interruption*) y subtensión (*undervoltage*)
($\Delta T > 1 \text{ min}$).

Figura 3. Bajada de tensión (V) y corte de tensión



Fuente: Cuaderno técnico Schneider CT141-2004-PEBT

En función del entorno, las tensiones medidas pueden ser entre conductores activos (entre fases o entre fase y neutro) o entre conductores activos y tierra (fase/tierra o neutro/tierra), o también entre conductores activos y conductor de protección.

En el caso de un sistema trifásico, las características ΔU y ΔT son en general diferentes en las tres fases. Por este motivo un hueco de tensión debe de detectarse y caracterizarse separadamente en cada una de las fases. Se considera que un sistema trifásico sufre un hueco de tensión si al menos una de las fases sufre este tipo de perturbación.

Causas

Los hundimientos de tensión son generalmente causados por corrientes elevadas, generadas por cortocircuitos, conexión u operación de cargas que exijan una elevada demanda de potencia. Los hundimientos son impredecibles y de comportamiento aleatorio. Este tipo de perturbación es una de las que están causando mayor impacto en los equipos instalados en el sistema eléctrico, y depende en gran medida de la configuración del sistema, del punto de medida, de las condiciones operativas y del mantenimiento. Su comportamiento durante un periodo de tiempo (por ejemplo un año) puede ser muy irregular.

Algunas causas características son:

- Fallas en la fuente de alimentación del sistema de potencia o del sistema eléctrico propio o de vecinos.
- Arranque de motores.
- Cortocircuitos en el sistema de alimentación originados por fenómenos naturales como: árboles, rayos, acciones de terceros, entre otros.

Efectos

- Paradas de procesos.
- Reducción de luz visible de algunos dispositivos de iluminación.
- Caída de sistemas telefónicos.
- Disparo de protecciones.
- Funcionamiento defectuoso de equipos.
- Salida de operación de controladores de motores.
- Incremento en las pérdidas por calentamiento en los motores de inducción debido al aumento en la corriente.
- Cambios de velocidad en maquinas de inducción.
- Salida de operación de dispositivos electrónicos como computadores y controladores electrónicos.
- Reducción de la potencia de salida en bancos de condensadores.

- En algunos equipos electrónicos se puede presentar pérdida de datos, cuando la profundidad del hundimiento es grande.
- Cuando se presentan hundimientos con una magnitud inferior al 70 %, los sistemas de transferencia pueden operar.

Metodología de evaluación

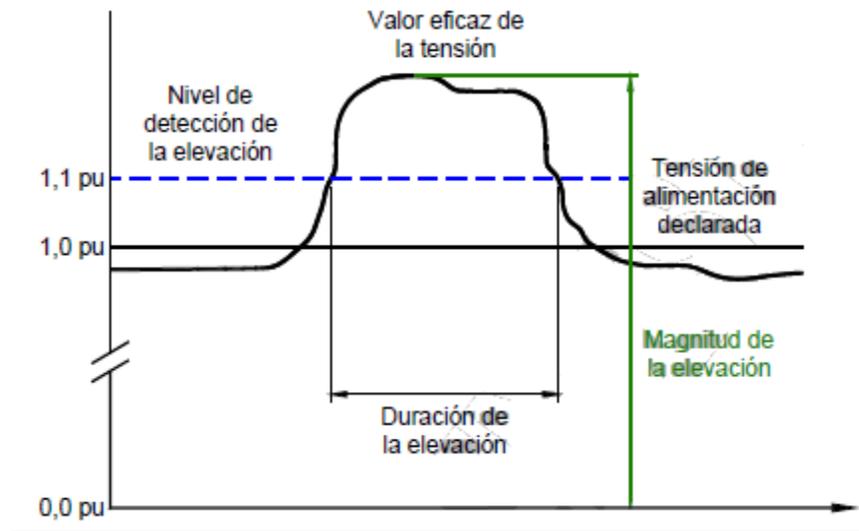
La evaluación de los hundimientos (*Sags*) se determina de acuerdo a su duración y magnitud. La duración se define como el tiempo medido desde el momento en que el valor eficaz de la tensión cae por debajo del umbral, hasta cuando retorna por encima de este. La magnitud de la caída (tensión residual) está dada por la máxima desviación del valor eficaz de la tensión de la fase más afectada, en el caso trifásico, con respecto a la tensión declarada (profundidad) y su duración está dada por un tiempo inicial y final del evento.

Tiempo inicial: Momento en que alguna de las fases está por debajo del umbral.

Tiempo final: En sistemas polifásicos, es el momento en que todas las fases alcanzan el umbral del 90 % de la tensión declarada o lo superan. En un sistema monofásico, es el momento en que la fase alcanza el umbral o lo supera.

1.2.2 Elevaciones de tensión (*Swells*). Las elevaciones de tensión (*swells*) son aumentos súbitos del valor eficaz de la tensión por encima del 110 % de la tensión declarada. Las sobretensiones temporales pueden durar entre 8.33 milisegundos (medio ciclo de la onda a 60Hz) y 1 min. Se caracterizan por la medida de su duración por encima de un umbral definido y por la magnitud de la elevación, como se ilustra en la figura 4.

Figura 4. Parámetros característicos de un swell de tensión



Fuente: NTC-5000 Documento en estudio

La duración de la elevación de tensión es el tiempo medido, desde el momento en que el valor eficaz de la tensión se eleva por encima del umbral hasta cuando retorna por debajo de este. Para propósitos de clasificación, la magnitud de la elevación es dada por la máxima desviación del valor eficaz de la tensión con respecto a la tensión declarada. Y la duración de la elevación es dada por la máxima duración de la peor fase afectada en cada caso.

Las sobretensiones son de tres tipos:

- Temporales, a frecuencia industrial.
- De maniobra.
- De origen atmosférico (rayo).

Pueden presentarse:

En modo diferencial (entre conductores activos fase/fase o fase/neutro).

En modo común (entre conductores activos y la masa o la tierra).

Sobretensiones temporales

Por definición son de la misma frecuencia que la de la red (50 Hz ó 60 Hz). Tienen diversos orígenes:

- Un defecto de aislamiento

Al producirse un defecto de aislamiento entre una fase y tierra en una red con neutro impedante o aislado, la tensión de las fases sanas respecto a tierra puede alcanzar la tensión compuesta. Las sobretensiones en las instalaciones de Baja Tensión (BT) pueden proceder de las instalaciones de Alta tensión (AT) a través de la toma de tierra del centro de transformación de Media Tensión (MT)/BT.

- La ferro resonancia

Se trata de un fenómeno oscilatorio no lineal, frecuentemente peligroso para los equipos, que se produce en un circuito con un condensador y una inductancia saturable. Con facilidad se le suele considerar la causa de disfunciones o averías mal aclaradas.

- Los defectos del regulador de tensión de un alternador o del ajuste en carga de un transformador.
- La sobrecompensación de la energía reactiva. Los condensadores *shunt* producen un aumento de la tensión desde la fuente hasta ellos. Esta tensión es especialmente elevada en períodos de poca carga.

Sobretensiones de maniobra

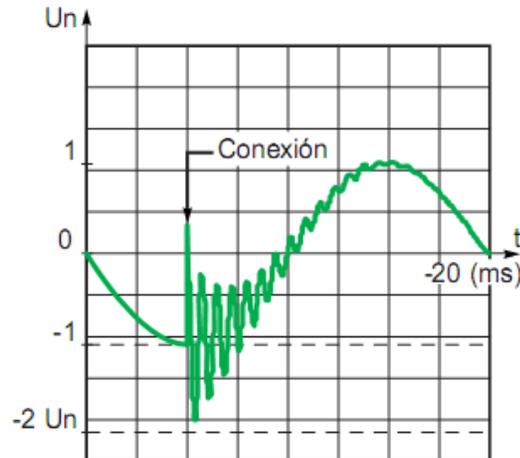
Están provocadas por modificaciones rápidas de la estructura de la red (apertura de aparatos de protección). Se distinguen:

- Las sobretensiones de conmutación con carga normal.
- Las sobretensiones provocadas por el establecimiento y la interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Las sobretensiones provocadas por la maniobra de circuitos capacitivos (líneas o cables en vacío, baterías de condensadores).

Por ejemplo, la maniobra de una batería de condensadores provoca una sobretensión transitoria cuya primera cresta puede alcanzar 22 veces el valor eficaz de la tensión de la red, y una sobreintensidad transitoria del valor de cresta

que puede alcanzar 100 veces la corriente asignada del condensador, como se presenta en la figura 5.

Figura 5. Onda de tensión de la conexión de una batería de condensadores MT

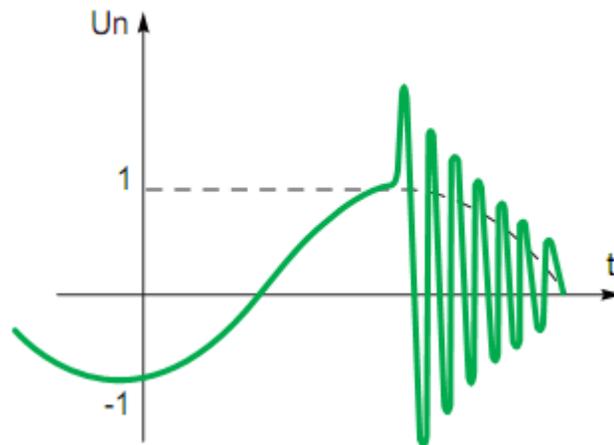


Fuente: Cuaderno técnico Schneider CT 141

- Desconexión de transformadores MT/BT

El valor de cresta puede alcanzar $3 U_n$, y depende, sobre todo, de la corriente interrumpida por el órgano de ruptura de MT. Estas sobretensiones se transmiten a la BT a través del transformador MT/BT en función de las relaciones de transformación, inductiva y capacitiva. No se deben ignorar porque son peligrosas para los aparatos de BT, especialmente cuando el circuito de BT es poco capacitivo, es decir, poco extenso, lo que sucede sobre todo al conectar una instalación específica. La forma de onda de este tipo de sobretensión se ilustra en la figura 6.

Figura 6. Onda de tensión de la desconexión de un transformador



Fuente: Cuaderno técnico Schneider CT 141

Sobretensiones atmosféricas

Son las sobretensiones debidas principalmente a descargas atmosféricas en las redes de MT.

Efectos de las sobretensiones

- Falla de los componentes de un equipo, dependiendo de la frecuencia de ocurrencia del evento.
- Reducción de la vida útil en dispositivos electrónicos, incluyendo variadores de velocidad, computadores, conductores, barrajes, transformadores de tensión y corriente así como maquinaria rotativa.
- Operaciones no deseadas en relés de protección.
- Incremento de luz visible de algunos dispositivos de iluminación.
- Degradación de algunos dispositivos de protección (como varistores o diodos de avalancha de silicio).
- Protuberancias en la carcasa de los condensadores en bancos de control de reactivos.
- Falla inmediata en dispositivos electrónicos.

- Pérdida de vida útil de los equipos.
- Incremento en la potencia de salida en bancos de condensadores.

Metodología de evaluación

Las elevaciones de tensión se pueden caracterizar por medio de dos parámetros, magnitud y duración. La duración se define como el tiempo medido desde el momento en que el valor eficaz de la tensión supera el umbral de detección, hasta cuando retorna por debajo de este. La magnitud de la elevación (tensión residual) está dada por el máximo valor eficaz de tensión medido durante la elevación en cualquiera de las fases, y su duración está dada por un tiempo inicial y final del evento.

Tiempo inicial: Momento en que el valor eficaz de la tensión de alguna de las fases supera el umbral de detección.

Tiempo final: En sistemas polifásicos, es el momento en que todas las fases alcanzan un valor eficaz de tensión por debajo del umbral de detección. En sistemas polifásicos, la detección de la elevación puede empezar en una fase y terminar en otra.

1.2.3 Interrupciones de corta duración (duración < 1 min). Las interrupciones de corta duración se definen cuando el valor eficaz de la tensión es inferior al 10 % de la tensión declarada V_c en todas las fases (en el caso trifásico) con una duración menor a 1.0 min.

Causas

La mayoría de las interrupciones de corta duración en redes de media tensión son causadas por la acción de dispositivos diseñados para proteger el sistema de cortocircuitos. En líneas de media tensión es una práctica común hacer recierres automáticos de interruptores, para restaurar el suministro de potencia tan pronto como sea posible en una línea afectada por una falla transitoria.

El tiempo muerto para el recierre es ajustado en general entre 300 ms y 500 ms y en la mayoría de los casos menor a 1 s. En el caso de un recierre exitoso el cual aclara la falla, los usuarios suministrados por la línea son afectados por una profunda caída de tensión (el cual dura el tiempo de operación del interruptor) seguido por una interrupción que dura el tiempo muerto ajustado para el recierre.

Las otras líneas o circuitos conectados a la misma barra de la línea en la cual ocurre la falla experimentarán una caída de tensión que durará el tiempo de operación del interruptor y cuya profundidad dependerá de la distancia de la localización de la falla hasta la barra de la subestación. Por supuesto, cualquier recierre automático afectará todos los usuarios de media y baja tensión conectados en la línea afectada.

Se resalta que el recierre automático es usado para asegurar una mejor continuidad del servicio, evitándose interrupciones prolongadas debido a fallas transitorias.

Efectos

- Interrupción de procesos y equipos.
- Salida y reinicio de sistemas.
- Desprogramación de PLC's y equipo electrónico.
- Apagado de sistema de iluminación.
- Falla de sistemas telefónicos.

Las interrupciones menores a 1 min pueden afectar equipos electrónicos y de iluminación, causando mala operación o falla. El equipo electrónico incluye controladores electrónicos y de potencia, computadores, y mandos electrónicos de maquinaria rotativa.

Metodología de evaluación

Debido a que la duración de estos eventos es menor a 1 min, de acuerdo a la regulación vigente, no se tienen en cuenta para cálculos de confiabilidad y continuidad del servicio. Sin embargo como estos afectan la calidad de la potencia, se recomienda evaluar este tipo de perturbación, durante el periodo de 1 semana, en donde se recomienda registrar la cantidad de las interrupciones menores a 1 minuto presentes y la duración de cada uno de estas.

1.2.4 Interrupciones de larga duración (duración > 1 min). Las interrupciones de larga duración o interrupciones sostenidas describen caídas del valor eficaz de la tensión de alimentación a niveles inferiores al 10 % de la tensión declarada V_c , con una duración mayor a 1 min. Una interrupción de alimentación puede tener como causas la programación de trabajos en la red o la ocurrencia de un accidente; el primer caso el objetivo de la interrupción es generalmente realizar labores de mantenimiento, modificación o ampliación a la red de distribución y los clientes deben ser informados con anterioridad; en el segundo caso, se puede presentar debido a defectos permanentes o temporales en la red, la mayoría de las veces asociados a eventos o daños externos que están más allá del control de las empresas de energía; algunos ejemplos de fallas accidentales son las siguientes:

- Fallas en la fuente del sistema de potencia.
- Problemas en las transferencias automáticas o manuales.
- Apertura o cierre de los interruptores de protección.
- Fallas en cableado.
- Disparo de protecciones del sistema eléctrico.

El efecto de una interrupción sostenida es la salida de operación o reinicio del equipo y/o proceso que se realice, esto se observa en fenómenos como la mala operación y desenergización de los contactores de los motores de inducción, o en otros casos, como el daño de equipos de arranque suave electrónicos o la desprogramación de PLC's por causa de las interrupciones del suministro eléctrico. Las interrupciones también originan apagado de sistemas de iluminación o caída de sistemas telefónicos. Una manera de evitar los sucesos anteriores es la protección de las cargas por medio de sistemas de UPS (*Uninterruptible Power Supply*) u otras formas de dispositivos de almacenamiento de energía.

Metodología de evaluación

A pesar de que las interrupciones de larga duración afectan la calidad de la potencia, su evaluación debe estar considerada dentro de los lineamientos establecidos para evaluar la calidad del servicio de energía eléctrica (continuidad y confiabilidad).

Dado que los demás parámetros de calidad de potencia, sugeridos por las normas están siendo evaluados en un periodo de evaluación de una semana, la NTC-5000 sugiere utilizar este mismo intervalo de tiempo para evaluar las interrupciones mayores a 1 min, con el fin de correlacionar estos datos con los demás parámetros evaluados.

Para la evaluación de este parámetro se debe contar la cantidad total de interrupciones detectadas y sumar sus tiempos de duración, aunque actualmente no son comparables con los valores de reglamentos vigentes.

1.2.5 Variaciones de tensión de estado estable. “Las variaciones de tensión de estado estable son desviaciones de larga duración del valor eficaz de la tensión de alimentación a la frecuencia de la red (60 Hz).”² Estas variaciones deben ser previstas y corregidas en la etapa de diseño de un sistema eléctrico, y un ejemplo de ellas son los problemas de regulación, variaciones de grandes cargas eléctricas y otras variaciones a las cuales se ve sujeto el sistema. Uno de los métodos utilizados para la corrección de las variaciones de estado estable es el uso de intercambiadores automáticos de taps en los transformadores de las subestaciones del operador de red o de los mismos usuarios.

Las consecuencias generadas en el sistema eléctrico a partir de una variación de estado estable son las siguientes:

- Salida de operación de motores.
- Cambios de velocidad en maquinas de inducción.
- Los computadores y los controladores electrónicos pueden dejar de operar durante esta condición.
- Reducción o aumento de la potencia de salida del banco de condensadores.
- La luz visible de algunos dispositivos de iluminación puede ser reducida o aumentada, a dicha fluctuación luminosa se le llama parpadeo o *flicker*, y representa una molestia fisiológica (cansancio visual y nervioso) para las personas; el grado de molestia depende de la amplitud de las fluctuaciones, de la cadencia de repetición de las variaciones, de la composición espectral y de la duración de la perturbación (Schneider Electric, 2004).

Existe una clasificación para las variaciones de tensión en estado estable de acuerdo al comportamiento que presenten: Las variaciones lentas de tensión, que son causadas por la variación lenta de las cargas conectadas a la red, y las fluctuaciones de tensión, que son debidas principalmente a las variaciones rápidas

² **Ramírez Torres, Francly.** *Proyecto de Norma Técnica Colombiana NTC 5000.*

de las cargas industriales, como las máquinas de soldar, los hornos de arco, las laminadoras (Schneider Electric, 2004).

Para evaluar las variaciones de tensión en estado estable, la Norma NTC-5000 recomienda un periodo de medida de una semana con un periodo de agregación de diez (10) minutos. El 100 % de los valores registrados en la semana debe estar dentro del rango estipulado en los valores de referencia, que son ± 10 % de la tensión de alimentación declarada. Sin embargo, al realizar las mediciones se pueden presentar desviaciones del valor eficaz de la tensión fuera del rango de los valores de referencia con una duración mayor a un (1) minuto que no se reflejan en el valor obtenido en el período de agregación de diez (10) minutos.

1.2.6 Desbalance de tensión. El índice de desbalance de tensión describe la magnitud y asimetrías del ángulo de fase de las tensiones trifásicas en operación de estado estable, es decir, un sistema trifásico está desequilibrado cuando las tres tensiones no son iguales en amplitud y/o no están desfasadas unas respecto a otras 120° , el factor de desbalance de tensión es definido usando la teoría de componentes simétricas, como la relación entre la componente de secuencia negativa de la tensión y la componente de secuencia positiva, como se muestra en la ecuación 1.1.

$$\Delta U_i = \frac{|U_{neg}|}{|U_{pos}|} \quad \text{Ec. 1.1}$$

Este problema de calidad de energía puede ser originado principalmente por asimetría de la impedancia de línea o por la presencia de cargas desbalanceadas en el sistema eléctrico, como es el caso de las cargas monofásicas no balanceadas instaladas en un sistema trifásico, otra de las posibles causas puede ser el resultado de anomalías en los bancos de condensadores, tales como quema de fusibles sobre una fase del banco trifásico. A nivel industrial es importante tener un correcto balance de las cargas en los circuitos trifásicos para mantener el desbalance de tensión dentro de límites razonables.

Los desbalances de tensión tienen las siguientes consecuencias:

- En rectificadores con tecnología PWM se aumenta la distorsión de corriente armónica, incrementan los reactivos de la carga y se generan rizados de corriente en la etapa de continua.
- Reducción de capacidad de carga en motores.

- Reducción de vida útil del aislamiento en motores por sobrecalentamiento, que es el principal efecto de los desbalances sobre las máquinas asíncronas trifásicas.

“En efecto, la reactancia inversa de una máquina asíncrona es equivalente a su reactancia durante la fase de arranque. La tasa de desequilibrio en corriente será por tanto varias veces la de la tensión de alimentación. Entonces, las corrientes de fase pueden diferir considerablemente, lo que aumenta el calentamiento de la o de las fases recorridas por la corriente más elevada y reduce la esperanza de vida de la máquina.”³

Al realizar un estudio relacionado con los desbalances de tensión en un sistema eléctrico, el período de medida debe ser una semana y se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Para circuitos urbanos, el 99 % de los valores de desbalance de tensión evaluados en un período de agregación de 10 min deben estar dentro de los valores de referencia.
- Para circuitos Rurales, el 95 % de los valores de desbalance de tensión evaluados en un período de agregación de 10 min deben estar dentro de los rangos o valores de referencia.

Según la NTC-5000, dichos valores de referencia para desbalances de tensión deben ser menores de 2 % para valores de tensión menores de 69 kV y menores que 1,5 % para valores iguales o superiores a 69 kV.

Para controlar los problemas de desbalance de tensión en la red se pueden desarrollar las soluciones sucesivas:

- Equilibrar las cargas monofásicas en las tres fases.
- Disminuir la impedancia de la red aguas arriba de los generadores de desequilibrio, aumentar las potencias de los transformadores y la sección de los cables.
- Prever una protección adaptada de las máquinas.
- Utilizar cargas L, C adecuadamente conectadas (montaje de *Steinmetz*).

³ **Schneider Electric**. La calidad de la energía eléctrica. [aut. libro] Philippe Ferracci. *Cuaderno Técnico nº 199*. Barcelona: s.n., 2004. p. 19.

1.2.7 Variaciones de frecuencia. La frecuencia nominal de la tensión de suministro en Colombia es 60 Hz. Este valor es determinado por la velocidad de los alternadores en las estaciones de generación; sin embargo, mantener la frecuencia del sistema depende del balance entre la carga y la potencia producida por las estaciones de generación, a medida que éste balance cambia sobre el tiempo, vemos pequeñas variaciones de frecuencia cuya magnitud y duración depende de las características de la carga y la respuesta de los generadores ante las variaciones de ella. Adicionalmente, el sistema puede estar sujeto a variaciones más grandes, que se salen de los límites aceptados para una operación normal, y que son resultado de fallas en el sistema de transmisión de energía, como cortocircuitos, o resultado de cambios de carga o generación; la magnitud y la duración de estas variaciones temporales dependen de la severidad de la perturbación.

Las variaciones de frecuencia pueden producir interrupción del servicio y variaciones de tensión por deslastre de carga, así como, errores de sincronización de frecuencia en usuarios que tienen cargas de grandes rectificadores. Otras consecuencias de las variaciones de frecuencia son los efectos en la operación de máquinas rotatorias que no admiten cambios en la velocidad de rotación o los errores en el funcionamiento de equipos electrónicos que requieren temporizadores sincronizados con la red de alimentación.

Los efectos anteriormente mencionados son más probables cuando los equipos se encuentran alimentados por un generador aislado del sistema eléctrico interconectado, debido a que la respuesta del gobernador a cambios abruptos en la carga puede no ser suficiente para regular la frecuencia dentro del ancho de banda estrecho que requieren los procesos sensibles a la frecuencia.

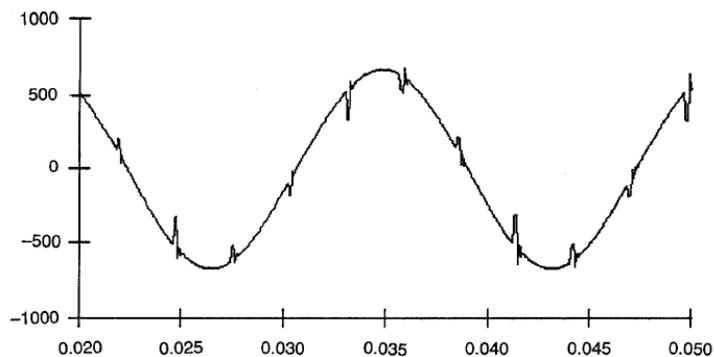
Según lo indicado por la NTC-5000, el intervalo de medida para estudios de variaciones de frecuencia debe ser de una semana. Los valores de frecuencia tomados cada 10 min se agruparán para un período de una semana, de tal forma que el 95 % y el 100 % de éstos, se encuentre dentro de los rangos permisibles del cuadro 1, respectivamente.

Cuadro 1. Valores de referencia de variaciones de frecuencia

Tipo de red	Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana	Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana
Redes acopladas por enlaces síncronos a un sistema interconectado.	Desde 59,8 Hz hasta 60,2 Hz	Desde 57,5 Hz hasta 63 Hz
Redes sin conexión síncrona a un sistema interconectado (redes de distribución en regiones no interconectadas e islas)	Desde 58,8 Hz hasta 61,2 Hz	Desde 51 Hz hasta 69 Hz
Fuente: Ramírez Torres, 2009. NTC-5000 Documento en estudio		

1.2.8 Muestras de tensión (*notches*). “Las muescas de tensión son un disturbio electromagnético periódico que afecta la forma de onda de voltaje reduciendo su valor instantáneo durante intervalos que generalmente no sobrepasan los 0,5 ciclos”,⁴ como muestra la figura 7. Este fenómeno se genera por la operación normal de dispositivos electrónicos operados con conmutación.

Figura 7. Muesca de tensión causada por la operación de un convertidor



Fuente: IEEE Std. 1159-1995

⁴ Ramírez Torres, Francy. Proyecto de Norma Técnica Colombiana NTC 5000. p. 26.

Los convertidores trifásicos que producen corriente DC son la causa más importante de muescas de tensión, estas ocurren cuando las corrientes son conmutadas de una fase a otra. Durante este periodo hay un cortocircuito momentáneo entre las dos fases que acerca el valor instantáneo de la tensión a cero tanto como se lo permita la impedancia del sistema.

Las muescas de tensión pueden producir fallas de funcionamiento en los dispositivos de control asociados a los equipos, debido a que producen variaciones rápidas de la tensión (dv/dt), lo que afecta componentes inductivos del sistema (Ramírez Torres, 2009). Además, pueden producirse oscilaciones de alta frecuencia que induzcan tensiones en otros circuitos.

Las muescas generan una distorsión armónica total que definida en la ecuación 1.2.

$$THD = 0,074 \sqrt{\frac{A_N}{\rho}} \% \quad \text{Ec. 1.2}$$

donde:

ρ es la relación de la inductancia total con respecto a la del sistema.

A_N es el área de la muesca medida en voltios–microsegundos.

Para caracterizar una muesca de tensión se tienen en cuenta:

La profundidad de la muesca, que es la profundidad promedio de la tensión de línea de la muesca en la onda senoidal de tensión y se obtiene de la ecuación 1.3.

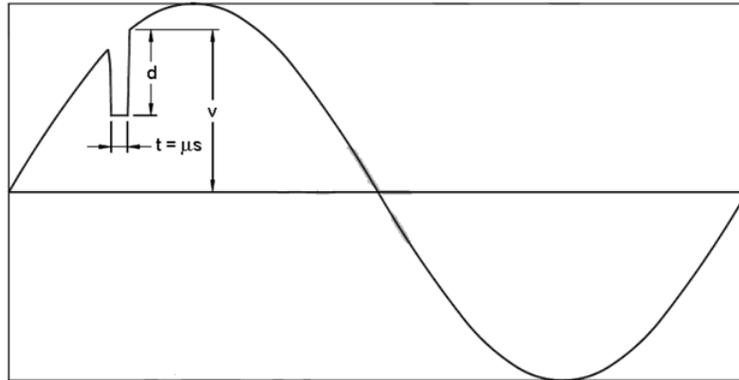
$$\%N_d = \frac{d}{V} \times 100 \quad \text{Ec. 1.3}$$

El área de la muesca, que es el producto de la profundidad de la muesca en voltios multiplicada por el ancho de esta medida en microsegundos, se calcula con la ecuación 1.4.

$$A_N = t \times d[V \cdot \mu s] \quad \text{Ec. 1.4}$$

Las ecuaciones de profundidad y área de la muesca se obtienen a partir de los parámetros indicados en la figura 8.

Figura 8. Descripción de una muesca de tensión



Fuente: Ramírez Torres, 2009. NTC-5000 Documento en estudio

Para analizar se tienen en cuenta los parámetros establecidos por la NTC-5000: límites de la profundidad de la muesca, distorsión armónica total y área de la muesca, los cuales se muestran en el cuadro 2.

Cuadro 2. Límites de distorsión recomendados por la NTC-5000

Límites de distorsión			
	Aplicaciones Especiales*	Sistema General	Sistema Dedicado†
Profundidad de la muesca	10 %	20 %	50 %
THD (Tensión)	3 %	5 %	10 %
Área de la muesca (AN)††	16400 V·μs	22800 V·μs	36500 V·μs
NOTA: El valor de AN para sistemas diferentes a 480 V debe ser multiplicado por V/480			
*Hospitales y aeropuertos			
†Un Sistema Dedicado es exclusivamente dedicado al rectificador de carga			
††En Voltios-microsegundos			
Fuente: Ramírez Torres, 2009. NTC-5000 Documento en estudio			

Estos límites son recomendados para sistemas de baja tensión en la cual el área de la muesca es fácil de medir en un osciloscopio.

1.2.9 Variaciones de tensión de larga duración (subtensiones y sobretensiones). Los eventos en tensión de larga duración, es decir, que permanecen por más de 1 min, pueden ser sobretensiones o subtensiones dependiendo de si el valor eficaz de la tensión está por encima o por debajo del $\pm 10\%$ de la tensión de alimentación declarada, respectivamente.

Las sobretensiones y subtensiones de estado estable no son generalmente consecuencia de fallas en el sistema de potencia. Las sobretensiones pueden ser el resultado de maniobras en la carga, por ejemplo, la desconexión de una carga grande, o por variaciones en la compensación reactiva del sistema, por ejemplo, la energización de un banco de condensadores. Una mala regulación de la tensión en el sistema de suministro, así como un ajuste inadecuado de los taps de los transformadores también puede generar una condición de sobrevoltaje. Las subtensiones son el resultado de eventos contrarios a los que ocasionan las sobretensiones. La energización de una carga grande o la desconexión de un banco de condensadores pueden producir a la ocurrencia de una subtensión, hasta que el equipo de regulación de tensión pueda llevar de nuevo el voltaje dentro de las tolerancias permitidas. Circuitos sobrecargados también pueden exhibir condiciones de subtensiones.

En un sistema eléctrico, la magnitud de la tensión de estado estable depende de las características de diseño, cambios de carga y operaciones de maniobra en el sistema. Es una práctica común corregir la tensión de estado estable en varios puntos sobre el sistema, por ejemplo, usando cambiadores de taps automáticos en la subestación de transformación y sobre algunos alimentadores de distribución.

Las variaciones de tensión de larga duración presentan los siguientes efectos en el sistema eléctrico:

Sobretensiones

- Pueden generar fallas en los equipos.
- Los equipos electrónicos pueden experimentar fallas inmediatas.
- Perforación del dieléctrico, que destruye el material sensible (componentes electrónicos).
- Degradación de material por envejecimiento (sobretensiones no destructivas pero repetidas).

- Corte largo provocado por la destrucción de material (pérdida de facturación para los
- distribuidores de energía, pérdidas de producción para los industriales).
- En transformadores, cables, barras, transformadores de potencial y de corriente, máquinas rotativas, generalmente, no muestran fallas de manera inmediata, pero disminuyen su vida útil si las sobretensiones son de muy larga duración.
- En dispositivos de protección se pueden originar operaciones no deseadas.
- La potencia reactiva de un banco de condensadores aumentará, ya que varía proporcionalmente con el cuadrado del voltaje, por lo tanto, se debe desconectar todos o parte de los condensadores cuando hay poca carga.
- En dispositivos de iluminación, se tendrá un incremento en la luz visible generada.

Subtensiones

- Puede causar un funcionamiento inadecuado en los equipos.
- Pueden ocasionar paradas de procesos.
- Los dispositivos de control de motores pueden salir de operación.
- Incremento de las pérdidas por calentamiento en motores de inducción debido al aumento en el consumo de corriente del motor.
- Cambios de velocidad en la operación de motores de inducción.
- Los equipos electrónicos como los computadores y los controladores electrónicos pueden suspender su operación.
- La potencia reactiva de un banco de condensadores disminuirá, ya que varía proporcionalmente con el cuadrado del voltaje.
- En transformadores, cables, barras, transformadores de potencial y de corriente, máquinas rotativas, medidores y transductores, generalmente, no se presentan problemas.
- En dispositivos de iluminación, se tendrá una reducción en la luz visible generada.

Para llevar a cabo estudios relacionados con las variaciones de tensión de larga duración se deben tener presente los dos parámetros que las caracterizan, que son su magnitud y duración. La duración se define como la diferencia entre el tiempo inicial y el tiempo final de la variación.

El tiempo inicial es el momento en el cual alguna de las fases está por fuera de los umbrales de detección de variaciones de tensión de larga duración.

Tiempo final: En sistemas polifásicos, es el momento en que los valores eficaces de todas las fases están por dentro de los umbrales de detección.

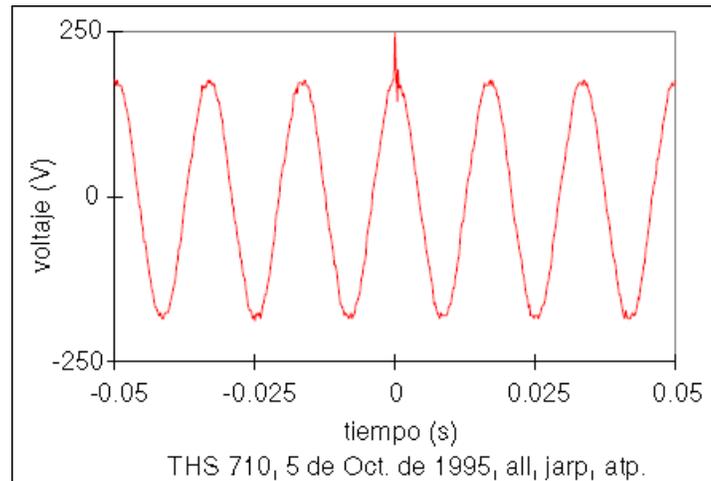
Para evaluar las variaciones de tensión de larga duración ocurridas en un punto de conexión común, deben compararse estas perturbaciones ocurridas con las curvas de inmunidad ante variaciones de larga duración del usuario que está siendo evaluado o con las de los equipos que el usuario tenga instalados.

Según lo establecido por la NTC-5000 (documento en estudio), para las variaciones de tensión de larga duración aún no existen valores de referencia a nivel normativo, esto se debe a que dichos valores dependen de la aplicación específica que se tenga conectada a la red y que se pretenda evaluar.

1.2.10 Sobretensiones transitorias. Son perturbaciones de muy corta duración, con duración típica de menos de medio ciclo, por lo que su duración está entre unos pocos microsegundos (μs) hasta unos varios milisegundos (ms). Las sobretensiones transitorias pueden ser de impulso u oscilatorias y son causales del deterioro del aislamiento de los equipos o componentes electrónicos.

Sobretensiones transitorias de impulso: representan cambios súbitos en la frecuencia de operación en estado estable y que inicialmente tiene la misma polaridad que el voltaje normal, de tal manera que, el disturbio se suma a la forma de onda nominal como ilustra la figura 9. Se caracterizan por sus tiempos de subida y de bajada, por ejemplo una onda de impulso de $1.2 \times 50 \mu\text{s}$ y 2 kV, esto indica que aumenta de cero a 2 Kv en $1.2 \mu\text{s}$, y luego decae a la mitad de su valor pico en $50 \mu\text{s}$. Debido a las altas frecuencias involucradas, los impulsos transitorios son amortiguados rápidamente por las componentes resistivas del circuito y no son conducidos muy lejos de su fuente. El origen más común de los transitorios de impulsos son los rayos.

Figura 9. Sobretensión transitoria de impulso



Fuente: A. Llamas, J de los Reyes - ITESM Campus Monterrey - "Instrumentación para determinar la calidad del suministro eléctrico"

Sobretensiones transitorias oscilatorias: representan cambios rápidos en la polaridad del valor instantáneo de la tensión. Para describir un fenómeno transitorio de este tipo, se debe hacer referencia a su contenido espectral (frecuencia predominante), a su duración y a su magnitud; en cuanto al espectro, el estándar IEEE 1159-1995 define tres subclases: alta, media y baja frecuencia, cuyos rangos son: de 500 kHz a 5 MHz, de 5 kHz a 500 kHz y de 0 Hz a 5 kHz respectivamente.

Las sobretensiones transitorias pueden ser causados por:

- Maniobras en líneas y equipos del sistema, en particular, la energización de bancos de condensadores resultante en oscilaciones amortiguadas que se superponen en la onda fundamental, cuya frecuencia de oscilación abarca entre los 100 Hz y 9 kHz, con una duración pico menor de medio ciclo.
- Conmutación de cargas inductivas que producen transitorios rápidos cuyo tiempo de crecimiento varía típicamente entre 0,5 μ s a 5 μ s.
- Descargas atmosféricas, las cuales, externamente, pueden generar impulsos unidireccionales con un tiempo de crecimiento en el orden de 1 μ s y un valor cresta alcanzando los 10 kV y aún 20 kV.

- Descargas atmosféricas, las cuales internamente, pueden generar ondas oscilatorias amortiguadas con una frecuencia de 5 kHz a 500 kHz, un tiempo de crecimiento menor que 1 μ s y valor cresta típicamente limitado a 6 kV.
- Alta frecuencia de disparos en tiristores.
- Fallas en cableado e interruptores.
- Cierres de relés y contactos.
- Desconexión y arranque de cargas con alto consumo de energía.

Los efectos generados por las sobretensiones transitorias son los siguientes:

- Degradación o falla inmediata del aislamiento en todas las clases de equipo.
- Ruptura del aislamiento en equipos eléctricos tales como maquinaria rotatoria, transformadores, condensadores, cables, transformadores de tensión y de corriente y demás dispositivos de la subestación.
- Degradación lenta y eventual falla del aislamiento.
- Decrecimiento de la característica del tiempo medio entre fallas del equipo.
- Fallas en los componentes de las fuentes de potencia de equipos electrónicos.
- Disparos molestos de los variadores de velocidad ajustables.
- Daños en discos duros, pérdida de memoria y errores de paridad en PCs.

Para la medición de la onda de tensión y su valor cresta instantáneo debe emplearse un dispositivo con un ancho de banda suficientemente grande comparado a la frecuencia del fenómeno considerado, es decir, el tiempo de muestreo del equipo debe ser inferior al tiempo de duración del transitorio para que pueda detectarlo.

Los valores cresta de las sobretensiones transitorias sobre circuitos abiertos (peor caso) son limitados generalmente a 6 kV dentro de las instalaciones y entre 10 kV y 20 kV externamente. Estos valores son establecidos dependiendo de la tensión de aislamiento de las instalaciones de baja tensión. En la práctica, estos valores son considerablemente reducidos por la presencia de equipo conectado con su dispositivo de conexión.

En el caso de conmutación de banco de condensadores en paralelo, una operación frecuente sobre la red, la magnitud de la sobretensión transitoria es típicamente más baja que dos veces la tensión pico línea - tierra del sistema. Este valor puede ser más alto en el caso de reflexiones de onda o resonancias entre el equipo del usuario y el sistema de suministro.

1.2.11 Flicker. Es el efecto producido sobre la percepción visual humana por la fluctuación de la luminosidad emitida por las lámparas (“parpadeo en lámparas”), como consecuencia de variaciones en la tensión de suministro en baja tensión; estas variaciones deben ser rápidas y espaciadas lo bastante cerca en el tiempo para simular la respuesta del ojo-cerebro definida como parpadeo o *flicker*.

El *flicker* representa una molestia fisiológica que genera cansancio visual y nervioso y su intensidad depende de la amplitud y de la cadencia de repetición de las fluctuaciones, así como de la composición espectral y de la duración de la perturbación.

Las variaciones repetitivas de tensión que producen el fenómeno del *flicker* son causadas por ciertas cargas industriales, que consumen grandes corrientes de manera pulsante, tales como máquinas soldadoras, grandes motores con cargas variables y hornos de arco.

El *flicker* causa principalmente los siguientes efectos:

- Sensación de inestabilidad visual.
- Irritabilidad y cansancio visual.
- Variaciones de niveles de iluminación en bombillas incandescentes y bombillas de descarga.
- Reducción de vida útil de bombillas de descarga.
- Efecto estroboscópico.

Para evaluar el impacto del *flicker* en un punto de conexión común, se utiliza un indicador llamado Severidad de Larga Duración (Plt), el cual es una función de la intensidad de la percepción y la duración de la exposición. Este índice se evalúa en un periodo de dos (2) horas. El Plt se mide de acuerdo a lo indicado en el estándar IEC 61000-4-15: 2003.

Según lo indicado por la Norma NTC-5000, el periodo de evaluación será de una (1) semana y se debe seguir los pasos a continuación para realizar la evaluación de esta perturbación:

- El punto de medida debe coincidir con el PCC (Punto de Conexión Común), que es el punto de conexión individual entre el Sistema de Distribución Local (SDL) o el Sistema de Transmisión regional (STR).
- El período de evaluación implica un número de 84 datos de Plt por fase, cuando el período de monitoreo es de una semana.
- Calcular el percentil al 95 % de estos valores por cada fase y compararlo con el valor de referencia para el Plt que se establece en el cuadro 3. Los tres percentiles deben ser menores o iguales al valor de referencia, de acuerdo al nivel de tensión.

Bajo condiciones de operación normales, la Severidad de Larga Duración (Plt) para el *Flicker*, causado por fluctuaciones en la tensión de suministro debe cumplir con los valores de referencia indicados por la NTC-5000 y que se muestran en el cuadro 3.

Cuadro 3. Valores de referencia del Plt

Rango de Tensión	Valor de Referencia Plt
Vn < 69 Kv	1,0 p.u.
Vn ≥ 69 kV	0,8 p.u.
Fuente: Ramírez Torres, 2009. Norma NTC-5000 Documento en estudio	

1.2.12 Armónicos de tensión. Los armónicos de tensión son ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (60 Hz), también llamada componente del primer armónico; estas ondas, los armónicos y la componente fundamental de tensión, se superponen, generando distorsión en la forma de onda de tensión.

Para caracterizar los niveles de distorsión armónica se utiliza el espectro armónico completo con las magnitudes y ángulos de fase de cada componente armónica individual, o se utiliza un único valor: la distorsión armónica total, como una medida de la deformación de la señal.

Las corrientes armónicas son causadas por cargas cuya característica tensión/corriente es no lineal, es decir, absorben una corriente que no tiene la misma forma que la tensión que las alimenta.

“Al circular a través de las impedancias de la red, estas corrientes armónicas crean las tensiones que pueden perturbar el funcionamiento de otros usuarios conectados a la misma fuente: tensiones armónicas. La impedancia de la fuente a las diferentes frecuencias armónicas tiene un papel fundamental en la gravedad de la distorsión en tensión. Hay que observar que, si la impedancia de la fuente es baja (Pcc elevada), la distorsión en tensión es menor.”⁵

Los armónicos de tensión generan los siguientes problemas en la red:

- Aumento de pérdidas y calentamiento en equipo eléctrico.
- Registros incorrectos en equipos de control y monitoreo.
- Sobrecalentamiento del equipo rodante, transformadores y conductores eléctricos.
- Aumento en niveles de ruido audible de equipos eléctricos.
- Fallas en aislamientos de equipos eléctricos.
- Dificultad en arranques de procesos.
- Fallas u operación prematura de dispositivos de protección.
- Condiciones de resonancia armónica en el sistema de Potencia eléctrica del usuario, deteriorando la operación y confiabilidad del sistema y los equipos.
- Fallas de sincronización de disparo en equipos tales como variadores de velocidad.
- Sobre o sub facturación de energía por alteración del valor rms de la tensión y/o corriente que pasa por el medidor de energía.

Según la NTC-5000, el período de evaluación para los armónicos de tensión será de una (1) semana y establece los siguientes pasos para su evaluación:

- Las medidas serán efectuadas en el PCC (Punto de Conexión Común).
- En las condiciones normales de operación, se deben calcular los percentiles al 95 % de los valores de distorsión armónica individual de tensión (Dv) y distorsión armónica total de tensión (THDv), para cada fase. Los percentiles calculados para cada fase, deben ser menor o igual a los valores de referencia.

La NTC-5000 establece las siguientes observaciones para la evaluación de los armónicos de tensión:

⁵ **Schneider Electric.** La calidad de la energía eléctrica. [aut. libro] Philippe Ferracci. *Cuaderno Técnico nº 199.* Barcelona: s.n., 2004. p. 11.

- Los valores indicados en el cuadro 4 deberían ser utilizados como valores de diseño en un sistema para el “peor caso” dentro de las condiciones normales de operación (condiciones que duran más de 1 h).
- Para periodos más cortos, durante condiciones inusuales o arranques, los valores de referencia pueden ser excedidos por un 50 %.
- Ambas condiciones, es decir, la condición normal de operación y la condición para periodos no superiores a una (1) h, deben garantizarse.

La distorsión armónica individual de tensión (D_V) y la distorsión armónica total de tensión (THD $_V$), son calculadas con las ecuaciones 1.5 y 1.6 respectivamente.

Distorsión armónica individual de tensión:

$$D_V = \frac{V_h}{V_1} \times 100\% \quad \text{Ec. 1.5}$$

Distorsión armónica total de tensión:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} V_h^2}}{V_1} \times 100\% \quad \text{Ec. 1.6}$$

en donde:

V_h magnitud de la componente armónica individual (Voltios rms).

h orden del armónico (a menos que aplique una condición específica, h será como mínimo igual a 40).

V_1 magnitud de la componente fundamental (Voltios rms).

Los valores de D_V y THD $_V$ calculados para cada fase no deben sobrepasar los valores de referencia indicados por el cuadro 4.

Cuadro 4. Valores de referencia de la distorsión individual y total de tensión

Rango de Tensión	Distorsión Armónica Individual (%)	Distorsión Armónica Total - THDv (%)
1 kV < Vn ≤ 69 kV	3,0	5,0
69 kV < Vn ≤ 161 kV	1,5	2,5
Vn ≥ 161 kV	1,0	1,5
Fuente: Ramírez Torres, 2009. NTC-5000 - Documento en estudio		

1.2.13 Armónicos de corriente. Los armónicos de corriente son ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (60 Hz), estas ondas: los armónicos y la componente fundamental de la corriente, se superponen generando distorsión en la forma de onda de la corriente. Las corrientes armónicas son causadas por cargas no lineales conectadas al sistema de suministro eléctrico y se propagan al sistema de potencia y causan distorsiones armónicas de tensión que afectan a otros usuarios. Ejemplo de estas cargas son los convertidores electrónicos de potencia para variadores de velocidad de motores, los rectificadores y los hornos de arco.

Algunas causas características de los armónicos son:

- Conmutación a alta frecuencia en las fuentes de alimentación.
- Utilización de cargas controladas por tiristores.
- Grandes sistemas de UPS.
- Alta impedancia de las fuentes de alimentación.
- Alta impedancia en el cableado eléctrico.
- Utilización de cargas que conmuten mucho sobre la red (equipos de soldadura, Equipos de cómputo, UPS).

La presencia de armónicos de corriente en el sistema eléctrico puede ocasionar:

- Sobrecalentamiento y daños en transformadores con baja carga, motores, generadores y balastos electrónicos.
- Corrientes excesivas en neutros.
- Operación de protecciones sin causa aparente.
- Ruido audible excesivo en centros de distribución.
- Fallas en equipos electrónicos, especialmente con THD de tensión altos.
- Pérdida de datos en equipos de memoria.
- Fallas en UPS en operaciones de transferencia.

- Aumento de pérdidas de energía en los equipos eléctricos.
- Riesgos de incendio y explosiones por existencia de resonancias eléctricas en el sistema eléctrico.

La NTC-5000 indica que el período de evaluación será de una (1) semana. En condiciones normales de operación, los percentiles que se calculan a continuación para la distorsión individual de corriente (D_h) y la distorsión total de demanda (TDD), para cada fase, no deben sobrepasar los valores de referencia.

La distorsión individual de corriente (D_h) y la distorsión total de demanda (TDD), son calculadas como sigue:

Distorsión Armónica Individual de Corriente (D_h):

$$D_h = \frac{I_h}{I_L} \times 100\% \quad \text{Ec. 1.7}$$

La Distorsión Armónica Total de Corriente THDi se define como:

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \times 100\% \quad \text{Ec. 1.8}$$

en donde:

I_h magnitud de la componente armónica individual (corriente rms).

h orden del armónico (amenos que aplique una condición específica, h será como mínimo igual a 40).

I_1 magnitud de la componente fundamental (corriente rms).

Por tanto la Distorsión Total de Demanda (TDD), definida como la Distorsión de Corriente Armónica en porcentaje de la corriente de carga de demanda máxima, se define como:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \times 100\% \quad \text{Ec. 1.9}$$

en donde

I_h magnitud de la componente armónica individual (corriente rms).

h orden del armónico (a menos que aplique una condición específica, h será como mínimo igual a 40).

I_L corriente de carga de demanda máxima en el PCC (componente de frecuencia fundamental - amperios rms).

La NTC-5000 recomienda que la corriente de carga I_L sea calculada como la corriente promedio de la demanda máxima para los 12 meses precedentes tomadas del medidor de energía. En caso de no disponer de esta información, se puede utilizar el máximo valor eficaz de corriente, registrado diariamente en el periodo de evaluación, y calcular el promedio de estos valores máximos y obtener I_L .

Los valores de referencia de distorsión total de demanda TDD indicados en el cuadro 5 establecen la distorsión de corriente máxima, permitida en el PCC. Los límites de corriente armónica estarán basados en el tamaño de la carga con respecto a la capacidad del sistema de potencia al cual la carga está conectada.

Los valores indicados en el cuadro 5 deberían ser utilizados como valores de diseño en un sistema para el “peor caso” dentro de las condiciones normales de operación (condiciones que duran más de 1 h). Para periodos más cortos, durante condiciones inusuales o arranques, los límites pueden ser excedidos por un 50 %.

El cuadro 5 es aplicable a rectificadores de seis pulsos y situaciones de distorsión en general. Sin embargo, cuando se utilizan transformadores cambiadores de fase o convertidores con un número de pulsos (q) mayor a seis, los límites para los armónicos de orden característico son incrementados por un factor igual a $v(q/6)$, teniendo en cuenta que las amplitudes de los armónicos de orden no característico son menores al 25 % de los límites especificados en el cuadro 5.

Cuadro 5. Valores límite de distorsión de corriente armónica individual (D_i) y de distorsión total de demanda (TDD) en Porcentaje de la corriente de carga (I_L) (Armónicos Impares)

Límites de distorsión en corriente para sistemas de distribución 120V < V_n ≤ 69 kV						
Relación I_{SC}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	TDD
< 20*	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 < 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 < 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 < 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0
Límites de distorsión en corriente para sistemas de subtransmisión 69 kV < V_n ≤ 161 kV						
< 20*	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50 < 100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
100 < 1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
> 1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	20,0
Límites de distorsión de corriente para sistemas de transmisión ($V_n > 161$ kV), generación distribuida y cogeneración						
< 25*	1,0	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5
25 < 50	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
≥ 50	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75
Fuente: Ramírez Torres, 2009. NTC-5000 - Documento en estudio						

En donde:

I_{SC} es la mínima corriente de corto circuito trifásica que se tenga disponible para hacer la evaluación en el punto de conexión común (amperios rms). En el caso de un usuario monofásico se debe utilizar la corriente de corto monofásica.

I_L corriente de demanda máxima en el PCC (componente de frecuencia fundamental - amperios rms). Para ver los pasos de medición, ver NTC-5000 Anexo E.

La NTC-5000 establece las siguientes observaciones:

- Todos los equipos de generación de potencia están limitados a valores de distorsión de corriente mostrados en el cuadro 5 sin importar la relación real I_{SC}/I_L .
- Los armónicos pares son limitados al 25 % de los límites dados a los armónicos impares.
- Las distorsiones de corriente que resultan en un nivel DC no se permiten, como por ejemplo convertidores de media onda.

1.3 COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

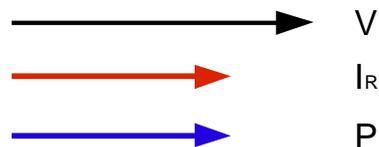
Todas las máquinas eléctricas, como motores y transformadores, alimentadas en corriente alterna necesitan para su funcionamiento dos tipos de energía:

Energía activa: Es la que se transforma en su totalidad en trabajo o en calor (pérdidas) y la origina la componente de la corriente que está en fase con el voltaje, por lo que es motivada por dispositivos de tipo resistivo; los fasores de energía activa se muestran en la figura 10. La energía activa es unidireccional porque siempre va de la fuente a la carga. Su unidad de medida es kW•h y se calcula con la ecuación 10.

Ec. 1.10

$$P = V_{rms} I_{rms} \cos \varphi$$

Figura 10. Fasores en una carga resistiva



Energía Reactiva: Se pone de manifiesto cuando existe un trasiego de energía activa entre la fuente y la carga, por lo que se dice que es bidireccional, además, éste tipo de energía da origen a campos magnéticos y campos eléctricos y es a su vez originada por la componente de la corriente que está a 90° con el voltaje, en adelante o en atraso, es decir, es originada por dispositivos de tipo inductivo o de

tipo capacitivo. Los fasores de energía reactiva se muestran en las figuras 11 y 12. Su unidad de medida es kVAR•h y se calcula con la ecuación 11.

$$Q = V_{rms} I_{rms} \sin \varphi \quad \text{Ec. 1.11}$$

Figura 11. Fasores en una carga inductiva, corriente en atraso respecto al voltaje

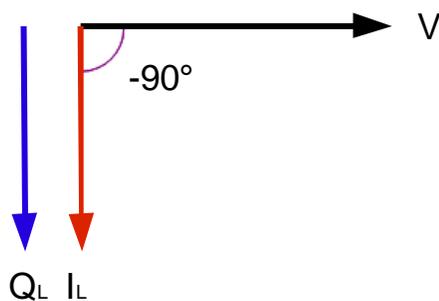
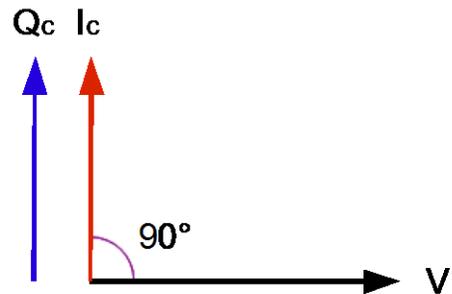


Figura 12. Fasores en una carga capacitiva, corriente en adelanto respecto al voltaje

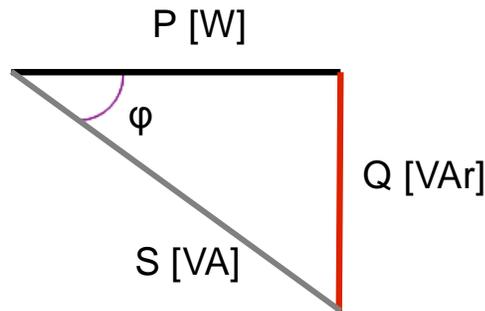


Existe otra energía llamada *Energía Aparente*, que es la potencia total que requiere una carga y se obtiene por medio de la suma vectorial de la potencia activa y la reactiva. Su unidad de medida es KVA•h y se calcula con la ecuación 12.

$$S = V_{rms} I_{rms} \quad \text{Ec. 1.12}$$

Triángulo de potencias: es la representación gráfica de los vectores de la potencia activa P, potencia reactiva Q y potencia aparente S, que se utiliza para resolver cálculos relacionados con las mismas y con el ángulo formado entre la corriente y la tensión. La figura 13 ilustra un triángulo de potencias.

Figura 13. Triángulo de potencias



Factor de potencia: es la relación que existe entre la potencia activa P y la potencia aparente S (ecuación 13), y representa la proporción de potencia que se transforma en trabajo útil (P) de la potencia total (S) requerida por la carga. Bajo condiciones de voltajes y corrientes senoidales el factor de potencia se obtiene de la ecuación 14.

$$fp = \frac{P}{S} \quad \text{Ec. 1.13}$$

$$fp = \cos \varphi \quad \text{Ec. 1.14}$$

Según el tipo de cargas de la red, el factor de potencia toma valores entre 0 y 1, que son respectivamente cargas reactivas y cargas resistivas; las cargas presentes en una red pueden ser también combinaciones de las anteriores, caso en el cual se debe tener en cuenta si la carga reactiva es del tipo inductivo o del tipo capacitivo, para cargas de tipo resistivo – inductivo el factor de potencia está en atraso y para cargas de tipo resistivo – capacitivo está en adelanto.

1.3.1 Desventajas del consumo de energía reactiva. El consumo de energía reactiva en un SEP trae consigo las siguientes desventajas:

- El consumo de energía reactiva provoca sobrecarga en las líneas transformadoras y generadoras, ya que se requiere mayor energía de las fuentes que no es convertida en trabajo útil, ocasionando una sobrecarga

innecesaria del sistema eléctrico que impide el crecimiento futuro de la instalación o hace necesaria la instalación de nuevos equipos para cubrir las necesidades de crecimiento de las plantas productivas.

- Al incrementarse el consumo de energía reactiva, se incrementa también la corriente suministrada a las cargas y en consecuencia es necesario, a nivel de proyecto, aumentar la sección de los conductores a instalar, incrementando así el costo de la instalación.
- Con el incremento en el consumo de energía reactiva, se incrementa la corriente en la instalación y, por lo tanto, hay mayores pérdidas de energía por efecto Joule en los conductores, transformadores, dispositivos de maniobra, etc.
- Mantener consumos elevados de energía reactiva puede ocasionar caídas de tensión superiores a las admitidas por los equipos y, en consecuencia, podrían presentarse dificultades en la operación de esos equipos, incluso sobrecargas y sobrecalentamientos o paradas no programadas.
- Aumento de los costos de energía, debido a que las compañías eléctricas aplican recargos o penalizaciones al consumo de energía reactiva con objeto de incentivar a los clientes a que compensen su consumo.

1.3.2 Facturación de energía reactiva. En Colombia se impuso un límite a la cantidad de energía reactiva que cada usuario puede consumir de la red por cada unidad de energía activa que consuma, y se penaliza el exceso de consumo de energía reactiva; esta medida tiene la finalidad de reducir el consumo de energía reactiva que los clientes toman de la red y a su vez, evitar que el costo asociado a la infraestructura requerida para transportar la energía se incremente más allá de lo razonable.

La penalización consiste en asignar a cada unidad de energía reactiva, que esté por encima del límite establecido, un valor igual a la componente de distribución de la tarifa que se utiliza para facturar la energía activa.

Para determinar el exceso de energía reactiva en un período dado, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció en la resolución 047 del 2004, específicamente en el artículo 25, que la cantidad de energía reactiva que se puede consumir es igual a la mitad de lo que se consume en energía activa en un

mismo período; si se conserva esa proporción el factor de potencia será aproximadamente igual a 0,9 o superior y no habrá lugar a la penalización.

“De acuerdo con la regulación existente en Colombia, la energía reactiva debe facturarse, cuando existe exceso en el consumo de la misma, de igual manera que se factura la energía activa, es decir, que si la liquidación de la energía se hace en un único período mensual, como es el caso de la mayoría de los usuarios o clientes regulados, entonces la liquidación del exceso de energía reactiva se hace para ese mismo período de un mes. Sin embargo, en el caso de los usuarios o clientes no regulados, en los cuales la liquidación de la energía activa se hace hora por hora, la determinación del exceso de energía reactiva se hará también hora por hora.”⁶

1.3.3 Compensación de energía reactiva. Muchos equipos eléctricos requieren de potencia activa y reactiva para funcionar siendo la del tipo inductivo la potencia reactiva más frecuente en las redes debido a la presencia de elementos tales como: transformadores, motores de inducción y aires acondicionados, entre otros. Esto ocasiona factores de potencia bajos en la red y por lo tanto, aumenta la energía que el sistema requiere de las fuentes generadoras y que no es convertida en trabajo útil.

Es necesario neutralizar o compensar la energía reactiva inductiva requerida por la red, tarea que se puede realizar instalando en la red: bancos de capacitores, motores síncronos, condensadores síncronos, o compensadores estáticos de VARs. Energía Empresarial de la Costa expresa los siguientes medios para corrección del factor de potencia:

- Si se utilizan los equipos eléctricos de la capacidad necesaria y suficiente para la operación adecuada de una instalación, se obtienen consumos razonables de energía reactiva que, en la mayoría de los casos, requieren poca compensación; evitando así, el uso de equipos de mayor capacidad que la necesaria, los cuales incrementan los consumos de energía reactiva.
- Los motores sincrónicos además de suministrar trabajo mecánico, suministran energía reactiva a la red eléctrica, por lo que su uso en

⁶ **Energía Empresarial de la Costa.** Evite penalizaciones por exceso de ENERGÍA REACTIVA. [aut. documento] Edison Vélez Delgado.

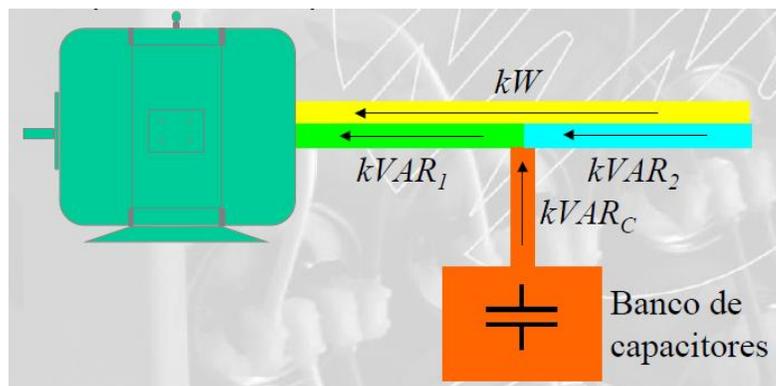
accionamiento de cargas grandes puede compensar la energía reactiva que demandan otros equipos.

- Los bancos de condensadores suministran energía reactiva a la red y su instalación se puede realizar ya sea de forma distribuida, de forma concentrada, o en alguna combinación de éstas.

De las alternativas anteriores, la que más se usa es la instalación de bancos de condensadores. Estos dispositivos, contrario a lo que sucede en las inductancias, producen un adelanto en la corriente que toman de la red, con referencia a la tensión que se les aplica. Por esta razón, pueden compensar al atraso en el ángulo que ocasionan los equipos con bobinas y así mismo, neutralizan el efecto de las pérdidas por campos magnéticos y se reduce el consumo total de energía (activa + reactiva). Diciéndolo de modo simple, los condensadores son generadores locales de energía reactiva.

1.3.3.1 Corrección del factor de potencia con condensadores. Para corregir el factor de potencia de la instalación por medio de bancos de condensadores, se conecta el banco en derivación para aportar la potencia reactiva ($kVAR_c$) que antes aportaba la empresa suministradora, como se visualiza en la figura 14.

Figura 14. Flujo de energía en un sistema con compensación de reactivos

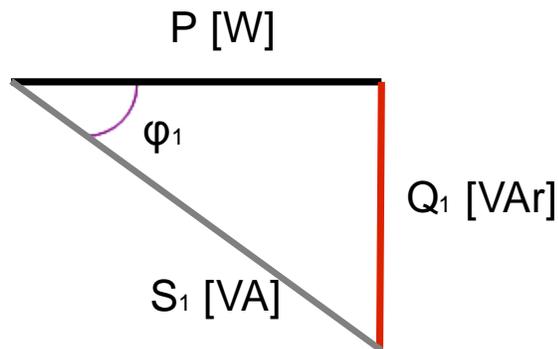


Fuente: INELAP, S.A. de C.V. - "Compensación de Potencia Reactiva"

El banco de capacitores a instalar debe ser calculado según los requerimientos del sistema, para ello se hace uso de las ecuaciones 10, 11, 13 y 14, y del triángulo de potencias, como se indica a continuación.

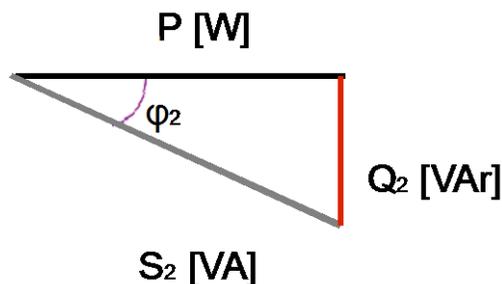
- Establecer las condiciones iniciales del sistema como se ilustra en la figura 15.

Figura 15. Triángulo de potencias de condiciones iniciales



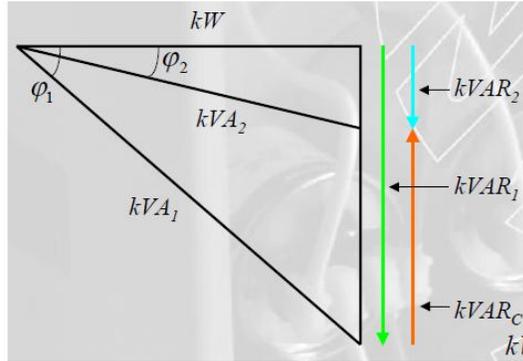
- Establecer las condiciones deseadas como se muestra en la figura 16. Se debe tener en cuenta que la potencia activa requerida por el equipo seguirá siendo suministrada por la red y por tanto debe ser igual a la establecida en las condiciones iniciales.

Figura 16. Triángulo de potencias de condiciones deseadas



- Calcular la potencia reactiva que deben suministrar los capacitores utilizando el triángulo de potencias mostrado en la figura 17 y los pasos siguientes:

Figura 17. Cálculo de potencia reactiva capacitiva requerida para compensar el sistema



$$Q_1 = P \times \tan \varphi_1 \quad Q_2 = P \times \tan \varphi_2$$

$$Q_C = Q_1 - Q_2 \quad \text{Ec. 1.15}$$

$$Q_C = P \times \tan \varphi_1 - P \times \tan \varphi_2 = P \times (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

Donde:

$$\tan \varphi_i = \frac{Q_i}{P} = \frac{S_i \sin \varphi_i}{S_i \cos \varphi_i} = \frac{\sin \varphi_i}{\cos \varphi_i} = \frac{\sqrt{1 - (\cos \varphi_i)^2}}{\cos \varphi_i} = \frac{\sqrt{1 - (fp_i)^2}}{fp_i}$$

Entonces:

$$Q_C = P \times \left(\frac{\sqrt{1 - (fp_1)^2}}{fp_1} - \frac{\sqrt{1 - (fp_2)^2}}{fp_2} \right) \quad \text{Ec. 1.16}$$

Donde:

$$K_C = \left(\frac{\sqrt{1 - (fp_1)^2}}{fp_1} - \frac{\sqrt{1 - (fp_2)^2}}{fp_2} \right) \quad \text{Ec. 1.17}$$

Entonces:

$$Q_C = P \times K_C \quad \text{Ec. 1.18}$$

A partir de la ecuación 17, se calcula el cuadro 6, la cual muestra los valores posibles para la constante K_C , que representa un valor numérico que multiplicado por la potencia activa del sistema da como resultado la capacidad del banco de condensadores necesario para compensar el exceso de potencia reactiva

demandada por la instalación, como indica la ecuación 18. Otra forma de calcular la potencia del banco de condensadores es por medio de la ecuación 15.

Cuadro 6. Constante Kc para calcular la potencia del banco de condensadores

Constante Kc											
FP Final FP Inicial	1	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,9
0,50	1,732	1,590	1,529	1,481	1,440	1,403	1,369	1,337	1,306	1,276	1,248
0,55	1,518	1,376	1,315	1,268	1,227	1,190	1,156	1,123	1,092	1,063	1,034
0,60	1,333	1,191	1,130	1,083	1,042	1,005	0,970	0,938	0,907	0,878	0,849
0,65	1,169	1,027	0,966	0,919	0,877	0,840	0,806	0,774	0,743	0,714	0,685
0,70	1,020	0,878	0,817	0,770	0,729	0,692	0,657	0,625	0,594	0,565	0,536
0,75	0,882	0,739	0,679	0,631	0,590	0,553	0,519	0,487	0,456	0,426	0,398
0,80	0,750	0,608	0,547	0,499	0,458	0,421	0,387	0,355	0,324	0,294	0,266
0,81	0,724	0,581	0,521	0,473	0,432	0,395	0,361	0,329	0,298	0,268	0,240
0,82	0,698	0,556	0,495	0,447	0,406	0,369	0,335	0,303	0,272	0,242	0,214
0,83	0,672	0,530	0,469	0,421	0,380	0,343	0,309	0,277	0,246	0,216	0,188
0,84	0,646	0,503	0,443	0,395	0,354	0,317	0,283	0,251	0,220	0,190	0,162
0,85	0,620	0,477	0,417	0,369	0,328	0,291	0,257	0,225	0,194	0,164	0,135
0,86	0,593	0,451	0,390	0,343	0,302	0,265	0,230	0,198	0,167	0,138	0,109
0,87	0,567	0,424	0,364	0,316	0,275	0,238	0,204	0,172	0,141	0,111	0,082
0,88	0,540	0,397	0,337	0,289	0,248	0,211	0,177	0,145	0,114	0,084	0,055
0,89	0,512	0,370	0,309	0,262	0,221	0,184	0,149	0,117	0,086	0,057	0,028
0,90	0,484	0,342	0,281	0,234	0,193	0,156	0,121	0,089	0,058	0,029	0,000

1.3.3.2 Tipos de compensación. Existen dos formas de clasificar la compensación de energía reactiva con bancos de condensadores: la primera de ellas depende de la forma en que se conecte el banco de capacitores al sistema y la segunda, del nivel de automatización del banco de condensadores.

Según la forma de conexión del banco de condensadores, la compensación del factor de potencia se clasifica en:

- **Compensación global:** consiste en la conexión del banco de condensadores en el tablero general ubicado a la salida del transformador de alimentación y tiene como ventajas, la supresión de las penalizaciones por un consumo

excesivo de energía reactiva y la descarga el centro de transformación que ya no suministraría la totalidad de reactivos al cliente. Este sistema posee una desventaja y radica en que la corriente reactiva permanece presente en la instalación desde el barraje principal hasta los receptores finales, por lo cual, las pérdidas por efecto de Joule en los cables de las instalaciones del cliente no son disminuidas.

- **Compensación parcial:** consiste en la conexión del banco de condensadores en barrajes secundarios desde los cuales se alimentan directamente las cargas, y tiene una ventaja adicional a las garantizadas por la compensación global, y es la optimización de una parte de la instalación, en la cual no fluye corriente reactiva y por tanto presenta una reducción de las pérdidas por efecto Joule.
- **Compensación individual:** consiste en la conexión del banco de condensadores en los bornes de cada receptor de tipo inductivo, y a diferencia de la compensación parcial, esta optimiza toda la instalación eléctrica debido a que la corriente reactiva se abastece en el mismo lugar de consumo y no está presente en los cables de la instalación, suprimiendo totalmente las pérdidas por efecto Joule en ellos.

Según el nivel de automatización del banco de condensadores, la compensación del factor de potencia se clasifica en:

- **Compensación fija:** es aquella en la cual, la potencia reactiva suministrada localmente a la instalación es siempre constante y se utiliza cuando la instalación demanda siempre la misma cantidad de reactivos. Schneider Electric recomienda en su documento “Catálogo del electricista – Capítulo 2”, que el uso de este tipo de compensación se debe limitar a aquellas instalaciones en las que la potencia reactiva a compensar no supere el 15 % de la potencia nominal del transformador.
- **Compensación variable:** es aquella en la cual, la potencia reactiva se suministra localmente a la instalación según sus necesidades, es decir, que debe utilizarse cuando el valor de energía reactiva demandado por la instalación varíe en el tiempo. Schneider Electric recomienda en su documento “Catálogo del electricista – Capítulo 2”, que el uso de este tipo de compensación se debe limitar a aquellas instalaciones en las que la potencia reactiva a compensar supere el 15 % de la potencia nominal del transformador. Para implementar este sistema se requiere utilizar un dispositivo de medición de energía reactiva y, en función de las

fluctuaciones de la misma, actúa sobre los contactores o sistemas permitiendo la entrada o salida de los condensadores necesarios.

1.3.3.3 Selección de conductores y protecciones. La NTC-2050 establece en la sección 460-8 que la capacidad de corriente de los conductores de un circuito de condensadores no debe ser menor al 135 % de la corriente nominal del condensador y en cada conductor no puesto a tierra de cada banco de condensadores se debe instalar un dispositivo de protección contra sobrecorriente y un medio de desconexión. El medio de desconexión elegido debe abrir simultáneamente todos los conductores no puestos a tierra y su corriente nominal debe ser mayor o igual al 135 % de la corriente nominal del condensador. La información anterior se complementa con las secciones 460-24 y 460-25 de la NTC-2050.

2. CASO DE ESTUDIO

Este proyecto tiene como finalidad realizar un análisis de calidad del servicio eléctrico en cada uno de los tableros de distribución de la subestación de la Universidad Tecnológica de Bolívar, sede Ternera; para lograrlo, fue necesario hacer un reconocimiento de las instalaciones eléctricas y tener claridad acerca de la distribución de las cargas, por lo que se realizó un seguimiento a las instalaciones y a partir de dicha actividad, se generó un diagrama unifilar de las cargas conectadas a la subestación y de los equipos más relevantes dentro del sistema eléctrico de la UTB, dicho diagrama se muestra en el Anexo P y el anexo L muestra una fotografía de los transformadores ubicados en la subestación.

Para alcanzar el objetivo del proyecto, se requirió también, el uso de equipos de medición y registro de las variables que caracterizan el suministro eléctrico, información que luego fue analizada para establecer las condiciones del servicio.

2.1 SISTEMA ELÉCTRICO BAJO PRUEBA

La Universidad Tecnológica de Bolívar sede Ternera, es una institución de educación superior, de carácter privado ubicada en el kilometro 1 vía Turbaco, en el Parque Industrial y Tecnológico Carlos Vélez Pombo. Las instalaciones de la universidad cuentan con dos edificios de aulas y laboratorios, un auditorio, un edificio de biblioteca, una cafetería, un edificio de bienestar universitario y áreas deportivas.

2.2 DIAGNÓSTICO DEL ESTADO ACTUAL

2.2.1 Acometida. El SEP de la UTB es alimentado a través de una red de distribución de media tensión a 13,2 kV provenientes de la subestación ternera, específicamente el circuito 7; una acometida subterránea, a nivel de 13,2 kV, proporciona la energía a la subestación eléctrica de la universidad, el cual es disminuido a 220 V y 127 V utilizando 6 transformadores trifásicos, conectados independientemente, 4 de ellos ubicados en la S/E y dos en zonas alejadas: Bienestar universitario y en el edificio Aulas 2. Para alimentar estos 2 últimos se utilizan dos acometidas subterráneas a 13,2 kV desde la S/E. Las características principales de cada uno de los transformadores se presentan en el cuadro 7.

Cuadro 7. Características de los transformadores

Trafo	Potencia	Relación de Voltajes	Tipo	Cambia tap
Trafo 1	150 kVA	13200/220-127	Aceite	✓
Trafo 2	150 kVA	13200/220-127	Aceite	✓
Trafo 3	150 kVA	13200/220-127	Aceite	✓
Trafo 4	112,5 kVA	13200/208-120	Aceite	✓
Trafo 5	225 kVA	13200/220-127	Pedestal	✓
Trafo 6	75 kVA	13200/220-127	Aceite	✓

2.2.2 Medios de desconexión principal. La acometida eléctrica de la universidad tecnológica sede ternera se conecta a un barraje principal mediante un seccionador principal que alimenta un barraje de 13,2 kV, del cual se deriva la alimentación para los 6 transformadores de potencia de la universidad; de estos, solo 5 tienen seccionadores aguas arriba (lado de 13,2 kV) y en el caso especial del transformador de 112,5 kVA, que se utiliza para suministrar energía a la biblioteca, comparte el seccionador con el transformador 3.

De los 6 transformadores solo 5 tienen Gabinete con su respectivo ML (por sus siglas del inglés **Main Load**), que son:

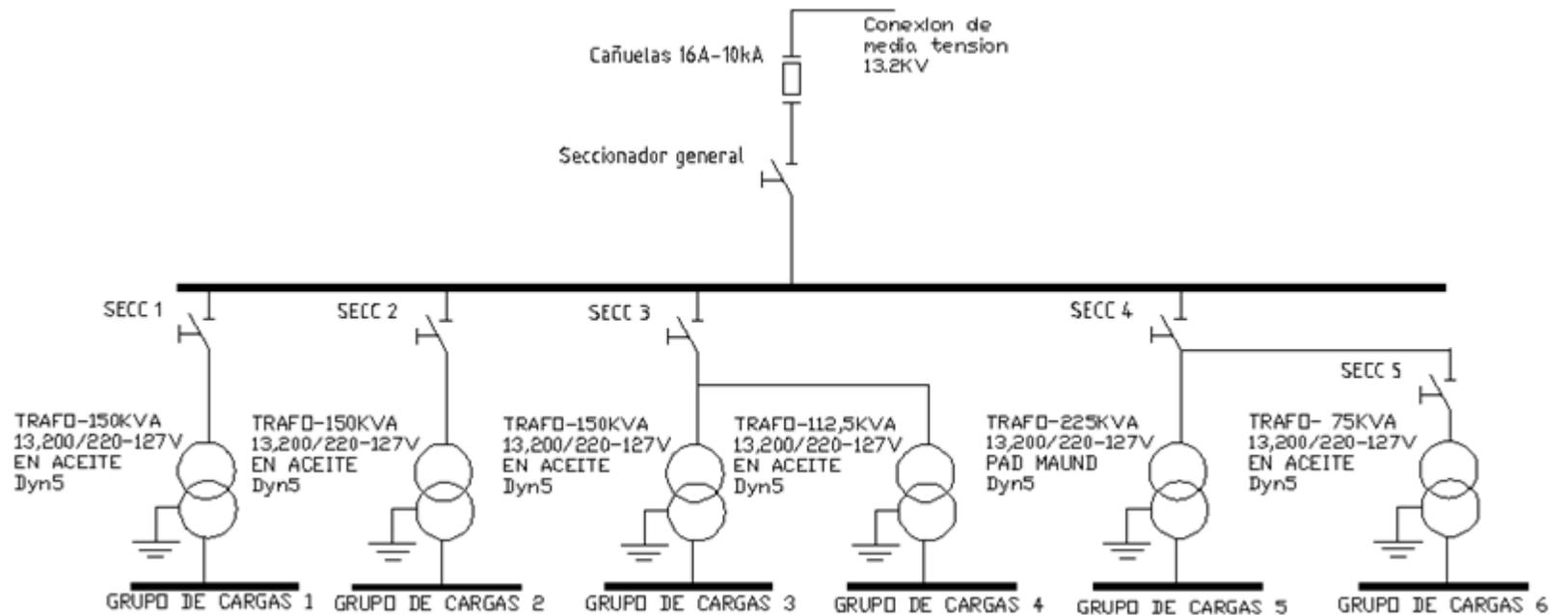
- Transformador 1 150 kVA Tablero 1.
- Transformador 2 150 kVA Tablero 2.
- Transformador 3 150 kVA Tablero 3.

- Transformador 4 112,5 kVA Tablero 4. (Biblioteca).
- Transformador 6 75 kVA Tablero 5 (Bienestar universitario).

El transformador pedestal de 225 KVA no tiene tablero de distribución y sus cargas están conectadas directamente del secundario del transformador. Esta descripción se muestra en la figura 18 con un esquema unifilar.

Cada tablero posee un barraje principal protegido por su respectivo totalizador y cuenta con derivaciones trifásicas, cada una de ellas protegida por su respectivo interruptor trifásico, a través del cual se alimentan los grupos de carga.

Figura 18. Plano unifilar eléctrico de la UTB, sede Ternera



2.3 ADQUISICIÓN DE DATOS DEL SISTEMA BAJO PRUEBA

2.3.1 Herramientas utilizadas. El equipo utilizado para la adquisición de los datos, fue un *data logger* de marca FLUKE, modelo 1735 Power Logger (ver figura 19), el cual permite realizar mediciones de tensión, corriente y potencia para determinar las cargas existentes. Este registrador es también una herramienta de monitoreo de la calidad de la potencia eléctrica; ya que revela la calidad del suministro de tensión en cualquier punto de una red de distribución de baja tensión (Fluke Corporation, 2006).

Las especificaciones completas del FLUKE 1735 se muestran en el anexo N.

Figura 19. Datta logger Fluke 1735



Fuente: http://www.fluke1735.com/crm_uploads/fluke_1735_power_meter-501x481.jpg

El registrador FLUKE 1735 Power Logger permite realizar mediciones de hasta 480 VAC y mide corrientes de hasta 3000 A, por lo que satisface los requerimientos técnicos de la investigación, que son mediciones a nivel de 220 VAC (lado de baja de transformadores) y corrientes de aproximadamente 600 A (corriente nominal del transformador de mayor potencia). En cuanto a la frecuencia, el equipo se puede configurar tanto a 50 como a 60 Hz, siendo este último el valor requerido para la investigación de acuerdo al tipo de suministro con que se cuenta por el operador de red.

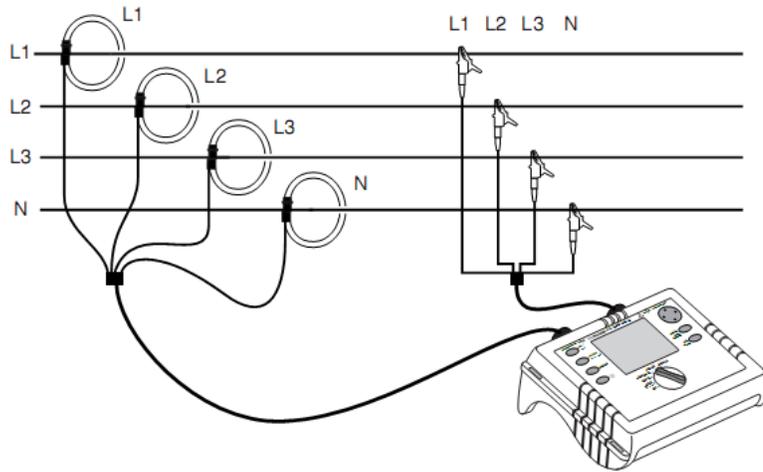
En conjunto con el FLUKE 1735, se utilizó el software Fluke Power Log PC Software, Versión 2.7, el cual le permite al registrador presenta en forma gráfica los datos de las mediciones de las variables monitoreadas como tensiones de fase, corrientes, potencias activa, reactiva y aparente, energía activa y reactiva, factor de potencia y frecuencia.

2.3.2 Procedimiento para toma de mediciones. En atención a la naturaleza y el tipo de investigación, el grupo investigador seleccionó como técnica de recolección de información la medición directa y registro de las variables eléctricas en cada uno de los tableros de distribución; las variables monitoreadas fueron tensión, corriente, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente y factor de potencia. Cabe resaltar, que para llevar a cabo una comparación entre el consumo de reactivos de la UTB y el consumo facturado por la empresa de energía, es necesario realizar mediciones en el barraje principal de 13,2 kV debido a que las medidas realizadas a nivel de 220 VAC se hacen de forma individual para cada tablero sin tener en cuenta los demás, sin embargo, para efectuar las mediciones en el barraje de 13,2 kV se requiere el uso de un transformador de potencial (PT) para cada una de las líneas vivas del transformador y que pasen de 13,2 kV a un nivel de tensión que se incluya dentro del rango de medición del Data Logger Fluke 1735.

Cada tablero se monitoreo durante tres días de semana, en los que se esperaba un comportamiento muy similar de la carga, y se tomaron también lecturas de días sábado y domingo.

- Las mediciones se realizaron en el barraje principal de cada uno de los tableros de distribución asociado a cada transformador.
- La forma de conexión del equipo datta logger Fluke 1735 en el barraje del tablero analizado está en función de la conexión del secundario del trafo, y debido a que la conexión en el lado de baja de los transformadores es en estrella, se debió conectar las cuatro terminales tipo caimán y las cuatro sondas que utiliza el equipo de medición tal y como se presenta en la figura 20.

Figura 20. Conexión del equipo datta logger fluke 1735 configuración en estrella



Fuente: Fluke Corporation. 2006. 1735 Power Logger. Manual de uso.

- El equipo tiene un selector con las opciones de medida indicadas en el cuadro 8, el cual se ubicó en potencia y se activó la opción de grabación del equipo datta logger fluke 1735 con esta configuración el equipo guarda un registro de los siguientes datos:

Tensión	(por fase)
Corriente	(por fase, neutro y trifásica)
Potencia activa	(por fase y trifásica)
Potencia aparente	(por fase y trifásica)
Potencia reactiva	(por fase y trifásica)
Factor de potencia	(por fase y trifásica)
Valores acumulados de (kWh, kVARh)	(trifásica)

Cuadro 8. Funciones de medición del equipo DATA LOGGER FLUKE 1735

Funciones de medición	Parámetros monitoreados y medidos
Voltios / Amperios / Hz	Tensión y corrientes por fases y neutro (frecuencia).
Potencia	Potencia aparente, activa, reactiva factor de potencia. Energía activa y reactiva.
Sucesos	Caídas, aumentos o interrupciones de voltaje
Armónicos	Hasta el armónico 40
Alcance	Tensiones, corrientes y ángulo de fase

- Las sondas de corriente del equipo data logger fluke 1735 tienen 3 configuraciones posibles que son: 15 A, 150 A, y 3000 A; la opción elegida para hacer mediciones fue la escala máxima de 3000 A, debido a que durante el día las corrientes por cada una de las fases sobrepasan los 300 A. El tipo de sonda utilizada para dichas mediciones se presenta en la figura 21.

Figura 21. Sondas de corriente del Datta logger Fluke 1735



Fuente: http://www.cuthbertsonlaird.co.uk/Images/Large/Fluke_1735lge.jpg

- El equipo Datta Logger FLUKE 1735 se configuró para que almacene los datos en intervalos de 2 minutos, en esta configuración el Datta Logger FLUKE 1735 es capaz de almacenar datos de forma continua durante 6 días consecutivos, lo cual es suficiente para almacenar la información de los 5 días requeridos por cada tablero.

- Luego de transcurridos los días de medición requeridos para un tablero, se procedió a descargar los datos de equipo para su posterior análisis y almacenarlos en el PC.

El proceso anterior se repitió para cada uno de los tableros analizados.

2.3.3 Procesamiento y clasificación de la información. En relación con el estudio, en el momento de procesar y analizar la información se utilizó como técnica el análisis de las gráficas de comportamiento de las variables monitoreadas: tensiones, corrientes, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, frecuencia y factor de potencia, para cada tablero y se diferenció entre días laborales, sábados y domingos, esto con el fin de detectar problemas de regulación o fluctuaciones de de tensión y establecer si el factor de potencia se encuentra dentro de los límites establecidos por las normas eléctricas y en qué periodos de tiempo se presentan estas perturbaciones.

3. ANÁLISIS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA Y CORRECCIÓN DE FACTOR DE POTENCIA DEL SISTEMA BAJO PRUEBA

Para lograr los objetivos del presente proyecto fue necesario llevar a cabo una medición de variables eléctricas a cada uno de los tableros de distribución de la Universidad Tecnológica de Bolívar sede Ternera, dicha medición se llevó a cabo utilizando un registrador de potencia FLUKE 1735.

La medición aplicada, en conjunto con los conceptos proporcionados en el marco teórico, permitieron conseguir información acerca de la calidad de la energía utilizada en la universidad y la eficiencia con que se usa y a partir de dicha información, se generaron recomendaciones para mejorar el sistema eléctrico de la UTB.

3.1 ANALISIS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA DEL SISTEMA BAJO PRUEBA

3.1.1 Identificación de las perturbaciones presentes en el sistema bajo prueba. Para llevar a cabo el análisis de la información registrada por medio del equipo FLUKE 1735, se presenta solamente las mediciones de tres de los días registrados para cada tablero, siendo estos días: un sábado, un domingo y un día de semana, que posean los datos completos desde las 00:00 hasta las 23:59. La discriminación de los días se realiza de acuerdo con el cuadro 9.

Cuadro 9. Días elegidos para analizar cada tablero

Día
Día 1: Sábado
Día 2: Domingo
Día 3: Día de Semana

TABLERO 1

Para el día 1

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero 1 para un sábado, se mantuvieron por encima de 134,2 V, lo cual indica que estuvieron 5,7 % por encima del valor nominal de tensión, que es 127 V (entre línea y neutro), es decir, que los niveles de tensión se mantienen dentro de los límites del ± 10 % establecidos por la NTC-5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1; sin embargo, en los periodos de 2:35 a 3:24, y de 16:25 a 17:59, la tensión en la línea 2 supera los 139,7 V es decir supera el límite de ± 10 %, lo que hace clasificar a este hecho como una sobretensión sostenida durante 49 minutos en el primer intervalo, y 1 hora y 34 minutos en el segundo intervalo. Observar gráficos de las tensiones del tablero 1, día 1, en el anexo A.1.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo A.2 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,93 Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,04 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

La mediciones de corrientes para el día 1 indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 55,22A a las 09:06, que representa el 14,5 % de la corriente nominal del transformador, que es 380A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 116,0A, 121,5A y 104,7A, las cuales representan 30,5 %, 29,6 % y 27,5 % de la nominal del transformador, respectivamente. Otra medición importante es la registrada para las 07:50, momento en el cual, la corriente de neutro fue 53,0A y las corrientes de líneas fueron 114,7A, 133,2A y 108,1A, siendo en su orden, 13,9

%, 30.2 %, 35,1 %, y 28,4 %. En las horas de la noche, se detecta que por momentos, la corriente de neutro fue mayor que las corrientes líneas, ejemplos de ello son las mediciones registradas para las 05:40, que fueron 14,2A para el neutro, 7,9A, 9,1A y 9,9A para las líneas y las mediciones registradas para las 20:45, que fueron 16,1A para el neutro, 9,1A, 16,4A, y 19,4A para las líneas. Los ejemplos anteriores indican que existe un desbalance importante entre las cargas conectadas entre cada una de las fases del tablero 1. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo A.1.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo A.3 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 6,22 kVA, 6,72 kVA y 6,60 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 19,54 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 17,25 kVA, 19,20 kVA y 16,74 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima del tablero 1, en el día analizado, fue de 50,85 kVA.
- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 5,64 kW, 5,35 kW y 6,07 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 17,06 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 16,08 kW, 14,79 kW y 15,48 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero 1, en el día analizado, fue de 44,91 kW.
- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 1,37 kVA, 4,01 kVAr y 1,97 kVAR, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 7,35 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 8,31 kVAr, 12,51 kVAr y 6,54 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero 1, en el día analizado, fue de 26,07 kVAr.

- De las potencias reactiva registradas, los valores mínimos fueron de -1,26 kVAr, 0,42 kVAr y -0,69 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero 1, en el día analizado, fue de -0,87 kVAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon los valores de exceso de reactivos que se muestran en el anexo A5 y que se analizan a continuación:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 0,084 kVAr, 1,41 kVAr y 0,258 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 0,526 kVAr.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 1,59 kVAr, 5,22 kVAr y 2,06 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero 1, en el día analizado, fue de 5,94 kVAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo A.4, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,167, 0,507 y 0,702, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente y se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,667 y se encuentra fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 1,000, 1,000 y 1,000, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,988.

Para el día 2

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero 1 para el día 2, se mantuvieron por encima de 134,46 V, lo cual indica que estuvieron 5,9 % por encima del valor nominal de tensión, que es 127 V (entre línea y neutro), es decir, que los niveles de tensión se mantienen dentro de los límites del ± 10 % establecidos por la NTC-5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de

2005 en el artículo 6.2.1.1; sin embargo, en los periodos de 02:21 a 3:56, de 05:10 a 07:02 y de 22:56 en adelante, la tensión en la línea 2 supera los 139,7 V, es decir supera el límite de $\pm 10 \%$, lo que hace clasificar a este hecho como una sobretensión sostenida durante 1 hora y 35 minutos en el primer intervalo, 1 hora y 52 minutos en el segundo y 1 hora y 4 minutos en el tercero; igual ocurre con la línea 1 durante 42 minutos, en el periodo comprendido entre las 06:19 hasta las 07:01. Observar gráficos de las tensiones del tablero 1, día 2, en el anexo A.6.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8 < f \text{ (Hz)} < 60,2$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 < f \text{ (Hz)} < 63$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo A.7 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,91Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,05Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

La mediciones de corrientes para el día 2 indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 21,27A a las 09:42, que representa el 5,6 % de la corriente nominal del transformador, que es 380A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 18,96A, 17,04A y 23,04A, las cuales representan 5,0 %, 4,48 % y 6,06 % de la nominal del transformador, respectivamente. Otra medición importante es la registrada para las 07:50, momento en el cual, la corriente de neutro fue 19,91A y las corrientes de líneas fueron 75,41A, 58,77A y 64,77A, siendo en su orden, 5,2 %, 19,6 %, 15,5 %, y 17,0 %. En las horas de la noche, se presentaron oscilaciones en los valores de corriente RMS de las 3 líneas como se observa en el anexo A.6. Así mismo, se detecta que por momentos, la corriente de neutro fue mayor que las corrientes líneas, ejemplos de ello son las mediciones registradas para las 08:04, que fueron 14,32A para el neutro, 7,9A, 9,7A y 10,2A para las líneas. Los ejemplos anteriores indican que existe un desbalance importante entre las cargas conectadas entre cada una de las fases del tablero 1.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo A.8 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 5,13 kVA, 5,53 kVA y 5,53 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 16,19 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 10,77 kVA, 11,55 kVA y 12,36 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima del tablero 1, en el día analizado, fue de 32,82 kVA.
- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 4,67 kW, 4,84 kW y 5,02 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 14,53 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 10,23 kW, 9,84 kW y 10,41 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero 1, en el día analizado, fue de 28,47 kW.
- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 1,22 kVAr, 2,46 kVAr y 1,99 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 5,66 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 5,10 kVAr, 6,09 kVAr y 6,63 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero 1, en el día analizado, fue de 16,620 kVAr.
- Los valores mínimos registrados para las potencias reactivas fueron de -1,26 kVAr, 0,720 kVAr y -0,750 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero 1, en el día analizado, fue de -0,960 kVAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon y analizaron los valores de exceso de reactivos que se muestran en el anexo A.10 y que se analizan a continuación:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, son de 0,034 kVAr, 0,562 kVAr y 0,160 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 0,195 kVAr.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 0,855 kVAr, 2,56 kVAr y 1,44 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero 1, en el día analizado, fue de 3,03 kVAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo A.9, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,108, 0,681 y 0,820, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente y se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,633 y se encuentra fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 1,000, 0,974 y 1,000, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,973.

Para el día 3

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero 1 para el día 3, se mantuvieron por encima de 132,7V, lo cual indica que estuvieron 4,4 % por encima del valor nominal de tensión, que es 127V (entre línea y neutro), es decir, que los niveles de tensión se mantienen dentro de los límites del ± 10 % establecidos por la NTC-5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1; sin embargo, en los periodos de 2:36 a 5:45, y de 6:38 a 6:57, la tensión en la línea 2 supera los 139,7V es decir supera el límite de ± 10 %, lo que hace clasificar a este hecho como una sobretensión sostenida durante 3 horas y 15 minutos en el primer intervalo, y 19 minutos en el segundo intervalo. Observar gráficos de las tensiones del tablero 1 para el día 3, en el anexo A.11.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8\text{Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2\text{Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5\text{Hz} < f \text{ (Hz)} < 63\text{Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo A.12 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,93Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,04Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el día 3 del tablero 1, indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 61,5A cerca de las 12:00, que representa el 16,2 % de la corriente nominal del transformador, que es 380A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 316,9A, 324,7A y 302,4A, las cuales representan 83,4 %, 85,4 % y 79,6 % de la nominal del transformador, respectivamente. Otra medición importante es la registrada para las 05:56, momento en el cual, la corriente de neutro fue 31,5A y las corrientes de líneas fueron 64,2A, 60,2A y 59,2A, siendo en su orden, 8,3 %, 16,9 %, 15,8 % y 15,6 %. En las horas de la noche, se detecta que por momentos, la corriente de neutro fue mayor que la corriente de una de las líneas, ejemplos de ello son las mediciones registradas para las 02:08, que fueron 14,9A para el neutro, 9,7A, 31,9A y 27,1A para las líneas y las mediciones registradas para las 23:06, que fueron 18,955A para el neutro, 9A, 18,682A, y 19,909A para las líneas. Los ejemplos anteriores indican que existe un desbalance importante entre las cargas conectadas entre cada una de las fases del tablero 1. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo A.11.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo A.13 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 21,57 kVA, 22,99 kVA y 21,47 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 66,03 kVA.

- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 46,02 kVA, 48,81 kVA y 46,23 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima del tablero 1, en el día analizado, fue de 140,73 kVA.
- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 20,13 kW, 20,65 kW y 19,77 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 60,55 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 43,26 kW, 44,55 kW y 43,35 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero 1, en el día analizado, fue de 130,62 kW.
- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 7,23 kVAr, 9,96 kVAr y 8,02 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 25,21 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 16,74 kVAr, 21,12 kVAr y 16,86 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero 1, en el día analizado, fue de 52,89 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores mínimos fueron de -1,23 kVAr, 1,53 kVAr y -0,63 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero 1, en el día analizado, fue de -0,27 kVAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon los valores de exceso de reactivos que se muestran en el anexo A.15 y que se analizan a continuación:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 24VAr, 516VAr y 378VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero 1, durante todo el día de medición, fue de 479VAr.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 1,30 kVAr, 3,63 kVAr y 4,72 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.

- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero 1, en el día analizado, fue de 8,95 kVAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo A.14, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,262, 0,682 y 0,733, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente y se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,748 y se encuentra fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 1,000, 0,970 y 1,000, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,946.

Cargabilidad del Tablero 1

Teniendo en cuenta los valores máximos de potencia aparente para cada una de las líneas del tablero 1, que se registraron para el día 3, se calcula la cargabilidad de cada una de las líneas del transformador 1, el cual tiene una potencia 150 kVA, los resultados se establecen en el cuadro 10.

Cuadro 10. Cargabilidad del Transformador 1

Línea	Potencia Aparente máx. [kVA]	Cargabilidad [%]
L1	46,02	92,04
L2	48,81	97,62
L3	46,23	92,46

A partir del cuadro 10 se observa que todas las líneas del transformador 1 superan el 90 % de su capacidad nominal y en caso de demandar un aumento en la carga de este transformador se puede adicionar 3,98 kVA, 1,19 kVA y 3,77 kVA a las líneas L1, L2 y L3 respectivamente, para llegar al 100 % de su valor nominal de potencia aparente.

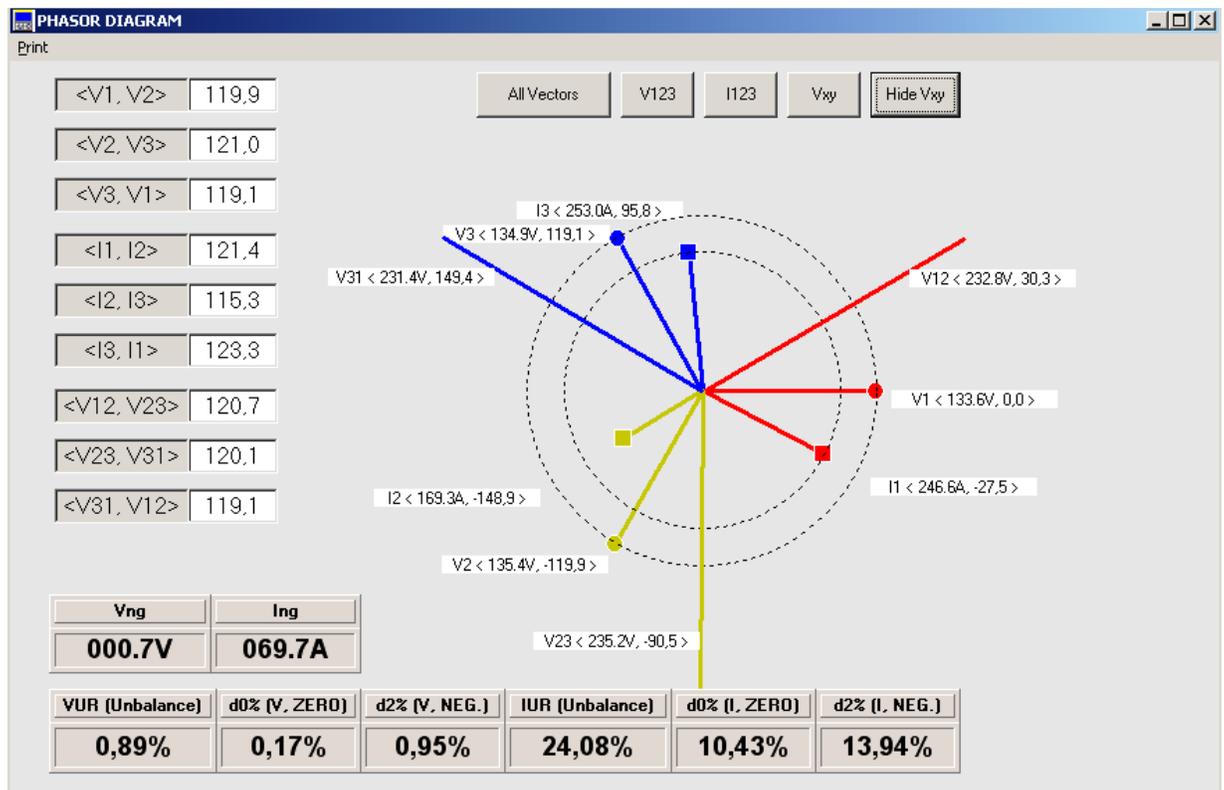
Así mismo, teniendo la potencia aparente máxima consumida en el tablero 1, que fue de 140,73 kVA, se obtiene que la cargabilidad total del transformador 1 es de 93,82 % y que, en caso de demandar un aumento en la carga de este

transformador se le puede adicionar 9,27 kVA para alcanzar el valor nominal de su potencia aparente.

Desbalance de tensión en el tablero 1

La UNE 50160/96 establece que el desbalance límite de tensión debe ser menor al 2 % y la norma ANSI C84-1 lo limita hasta el 3 % de desbalance de tensión, siguiendo estos lineamientos se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 22 y en el cuadro 11.

Figura 22. Diagrama fasorial del Tablero 1



Cuadro 11. Desbalance de tensión del tablero 1 y comparación con normas UNE 50160 y ANSI C84-1

Desbalance de tensión Tablero 1	Limite norma UNE 50160/96 %	Limite norma ANSI C84-1 %
0,89 %	2	3

Por tanto el tablero 1 está dentro de los límites de la norma UNE 50160/96 y de la norma ANSI C84-1.

Armónicos en el tablero 1

El estudio de armónicos se realizó en base al especificado en la norma IEEE 519 (*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*) y a la norma IEC 61000-4-7 (Técnicas de ensayo y de medida. Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como a los aparatos de medida, aplicable a las redes de suministro y a los aparatos conectados a estas) en base a estas normas se realizó el siguiente estudio.

Los niveles de armónicos de tensión no deben superar los valores establecidos en la norma IEC 61000-4-7 que se indican en el anexo G.

Los niveles de distorsión armónica de tensión no deben sobrepasar los límites estipulados en la norma IEEE 519 que se indican en el anexo H.

Debido a que durante los días de semana es cuando se encuentran activas la mayor cantidad de cargas, se realizaron mediciones solo durante estos periodos.

Para el día de semana estudiado los resultados del tablero 1 son los establecidos en los cuadros 12 y 13.

Cuadro 12. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 1, según la norma IEC 61000-4-7

Orden del armónico THDv	Limite (THDv)	Valores tablero 1	Cumple con la IEC 61000-4-7
3	0,9 %	0,33 %	✓
5	0,4 %	1,475 %	X
7	0,3 %	1,12 %	X
9	0,2 %	0,04 %	✓
Para armónicos pares entre el 2 y el 10.	0,2 %	0,01 %	✓
Armónicos de orden comprendido entre el 11 y 40.	0,1 %	0,004 %	✓
✓ Cumple X No cumple			

Durante el tiempo de medición se detectaron valores superiores a los estipulados por la norma, estos valores se generan debido a las cargas no lineales de la UTB como son las fuentes de los equipos de cómputo y los balastos utilizados en las lámparas fluorescentes.

Cuadro 13. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 1, según la norma IEEE 519

THDv	Sistemas generales	Tablero 1
	5 %	2,7 %

Observando los resultados de la evaluación en general y teniendo en cuenta que en este tablero se cumplieron con la mayoría de valores límites de tensión para la IEC y en su totalidad con los de la IEEE se concluye que en este tablero actualmente no existen problemas con los niveles de armónicos que sean significativos para las cargas utilizadas en la universidad.

TABLERO 2

Para el día 1

Las tensiones de fase registradas para el tablero 2 en el día 1 se mantuvieron por encima de 123,06V lo que indica que estuvieron un 3,1 % por debajo del valor de tensión 127V (entre línea y neutro) por lo que los niveles de tensión para este día se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1. En el transcurso de este día no se presentaron sobretensiones o subtensiones como se indica en el anexo B.1.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8\text{Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2\text{Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5\text{Hz} < f \text{ (Hz)} < 63\text{Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo B.2 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,9Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,08Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el primer día del tablero 2, indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 32,32A cerca de las 08:51, que representa el 8,3 % de la corriente nominal del transformador, que es 390A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 29,46A, 21,41A y 23,73A, las cuales representan 7,6 %, 5,5 % y 6,1 % de la nominal del transformador, respectivamente. Otra medición resaltada es la registrada para las 11:13, momento en el cual, se observó el mayor consumo de corrientes y se obtuvieron los siguientes datos: 28,09A para la corriente de neutro, es decir, 7,2 %, de la corriente nominal del transformador, y 171,14A, 217,5A y 187,36A, para las corrientes de línea, siendo en su orden, 43,9 %, 55,8 % y 48,0 %. En las horas de la noche, se detecta que por momentos, la corriente de neutro fue mayor que la corriente de una de las líneas, ejemplos de ello son las mediciones registradas para las 02:01, que fueron 24,14A para el neutro, 12,54A, 17,32A y 11,46A, para las líneas y las mediciones registradas para las 20:01, que fueron 24,14A para el neutro, 3,54A, 8,18A y 10,91A, para las líneas. Los ejemplos anteriores indican que existe un desbalance importante entre las cargas conectadas entre cada una de las fases del tablero 2. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo B.1.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo B.3 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores 5,09 kVA, 6,28 kVA y 5,21 kVA en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 16,5 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 21,36 kVA, 21,15 kVA y 24,0 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima tablero 2, en el día analizado, fue de 71,15 kVA.

- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 4,77 kW, 5,36 kW y 4,68 kW en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 14,82 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 20,19 kW, 25,38 kW y 21,42 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero 2, en el día analizado, fue de 65,9 kW.
- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 1,6 kVAr, 3,13 kVAr y 2,0 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 6,83 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 7,8 kVAr 11,1 kVAr y 11,37 kVAr y, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero 2, en el día analizado, fue de 28,38 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores mínimos fueron de -90VAr 630VAr y -300VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero 2, en el día analizado, fue de 960VAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon los valores de exceso de reactivos que se muestran en el anexo B.5 y que se analizan a continuación:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, alcanzaron valores 53VAr 720VAr y 195,7VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 161,2VAr.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 645 VAr 2,02 kVAr y 2,43 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero 1, en el día analizado, fue de 3,72 kVAr

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo B.4, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,687, 0,63 y 0,78, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente y se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,78 y se encuentra fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 1, 0,94 y 1, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,921.

Para el día 2

Las tensiones de fase registradas para el tablero 2, en el día 2 se mantuvieron por encima de 124,31V lo que indica que estuvieron un 2,1 % por debajo del valor de tensión 127V (entre línea y neutro), por lo que los niveles de tensión para este día se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1. En el transcurso de este día no se presentaron sobretensiones o subtensiones como se indica en el anexo B.6.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8\text{Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2\text{Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5\text{Hz} < f \text{ (Hz)} < 63\text{Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo B.7 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,91Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,05Hz.

Como se observa de los resultados anteriores (ver anexo B2), los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el segundo día del tablero 2, indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 25,23A cerca de las 00:25, que representa el 6,5 % de la corriente nominal del transformador, que es 390A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 5,04A, 7,91A y 10,09A, las cuales representan 1,3 %, 2,0 % y 2,6 % de la nominal del transformador, respectivamente. La medición anterior demuestra que por momentos se detecta que la corriente de neutro fue mayor que al menos una de las corrientes de línea. Otra medición resaltada es la registrada para las 12:01, momento en el cual, se obtuvieron los siguientes datos: 23,46A para la corriente de neutro, es decir, 6,0 %, de la corriente nominal del transformador, y 10,91A, 18A y 6,41A, para las corrientes de línea, siendo en su orden, 2,8 %, 4,6 % y 1,6 %. En el caso particular de la línea L2 se observa un comportamiento contrario a las líneas L1 y L3, debido a que presentó mayor consumo de corriente en las horas de la noche que en el día, esto se verifica en el anexo B.6.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo B.8 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores 617,4 VA 1,31 kVA y 1,06 kVA en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 3,0 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 1,65 kVA, 2,55 kVA y 1,41 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima tablero 2, en el día analizado, fue de 4,92 kVA.
- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 552,2 W 997,6 W y 994,9 W en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 2,544 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 1,65 kW, 2,07 kW y 1,32 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero 2, en el día analizado, fue de 4,35 kW.

- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 198,8 VAr 897,6 VAr y 154,1 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 1,25 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 510 VAr 1,77 kVAr y 210 VAr y, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero 2, en el día analizado, fue de 2,16 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores mínimos fueron de -480 VAr 630 VAr y 90 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero 2, en el día analizado, fue de 780 VAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon los valores de exceso de reactivos que se muestran en el anexo B.10 y que se analizan a continuación:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, alcanzaron valores 87,68 VAr 398,85 VAr y 0 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 34,9 Var.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 270 VAr, 975VAr y 0VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero 1, en el día analizado, fue de 315 Var.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo B.9, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,66, 0,67 y 0,84 , en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente y se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,84 y se encuentra fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 1, 0,85 y 1, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,905.

Para el día 3:

Las tensiones de fase registradas para el tablero 2, en el día 3, se mantuvieron por encima de 120,7 V lo que indica que estuvieron un 5 % por debajo del valor de tensión 127 V (entre línea y neutro) por lo que los niveles de tensión para este día se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1; en el transcurso de este día no se presentaron sobretensiones o subtensiones como se indica en el anexo B.11.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo B.12 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,93 Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,04 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el tercer día del tablero 2, indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 41,73 A cerca de las 13:21, que representa el 10,7 % de la corriente nominal del transformador, que es 390 A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 317,86 A, 359,59 A y 339,41 A, las cuales representan 81,5 %, 92,2 % y 87,0 % de la nominal del transformador, respectivamente. Otra medición resaltada es la registrada para las 01:39, momento en el cual, se obtuvo los siguientes datos: 22,77 A para la corriente de neutro, es decir, 5,8 %, de la corriente nominal del transformador, y 36,96 A, 40,23 A y 36,68 A, para las corrientes de línea, siendo en su orden, 9,5 %, 10,3 % y 9,4 %. En las horas de la noche, se detecta que por momentos, la corriente de neutro fue mayor que por lo menos una de las corrientes de línea, ejemplo de ello es la medición registradas para las 21:45, que es 24,0 A para el neutro, y 4,77 A, 8,32 A y 10,5 A, para las

líneas. Los ejemplos anteriores indican que existe un desbalance entre las cargas conectadas entre cada una de las fases del tablero 2 y que dicho desbalance es más perceptible en las horas de la noche. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo B.11.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo B.13 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 19,41 kVA, 22,5 kVA y 20,9 kVA en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total del tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 62,8 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 40,65 kVA 46,95 kVA y 42,48 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima del tablero 2, en el día analizado, fue de 130,1 kVA.
- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 18,015 kW 20,641 kW y 18,91 kW en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 57,58 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 38,34 kW 43,7 kW y 38,76 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero 2, en el día analizado, fue de 120,84 kW.
- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 7,20 kVAr 8,86 kVAr y 8,81 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 24,87 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 14,43 kVAr 17,13 kVAr y 17,61 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero 2, en el día analizado, fue de 48,69 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores mínimos fueron de 150 Var, 480 VAR y 60 VAR, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero 2, en el día analizado, fue de 840 VAR.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon los valores de exceso de reactivos que se muestran en el anexo B.15 y que se analizan a continuación:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 46,23 Var, 406,25 Var y 256,625 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero 2, durante todo el día de medición, fue de 359,85 Var.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 1,41 kVAr, 1,290 kVAr y 3,030 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero 2, en el día analizado, fue de 3,180 kVAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo B.14, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,73, 0,76 y 0,75 , en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente y se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,83 y se encuentra fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,95, 0,94 y 0,98, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,95.

Cargabilidad del Tablero 2

Teniendo en cuenta los valores máximos de potencia aparente para cada una de las líneas del tablero 2, que se registraron para el día 3, se calcula la cargabilidad de cada una de las líneas del transformador 2, el cual tiene una potencia 150 kVA, los resultados se establecen en el cuadro 14.

Cuadro 14. Cargabilidad del Transformador 2

Línea	Potencia Aparente máx. [kVA]	Cargabilidad [%]
L1	40,65	81,30
L2	46,95	93,90
L3	42,48	84,96

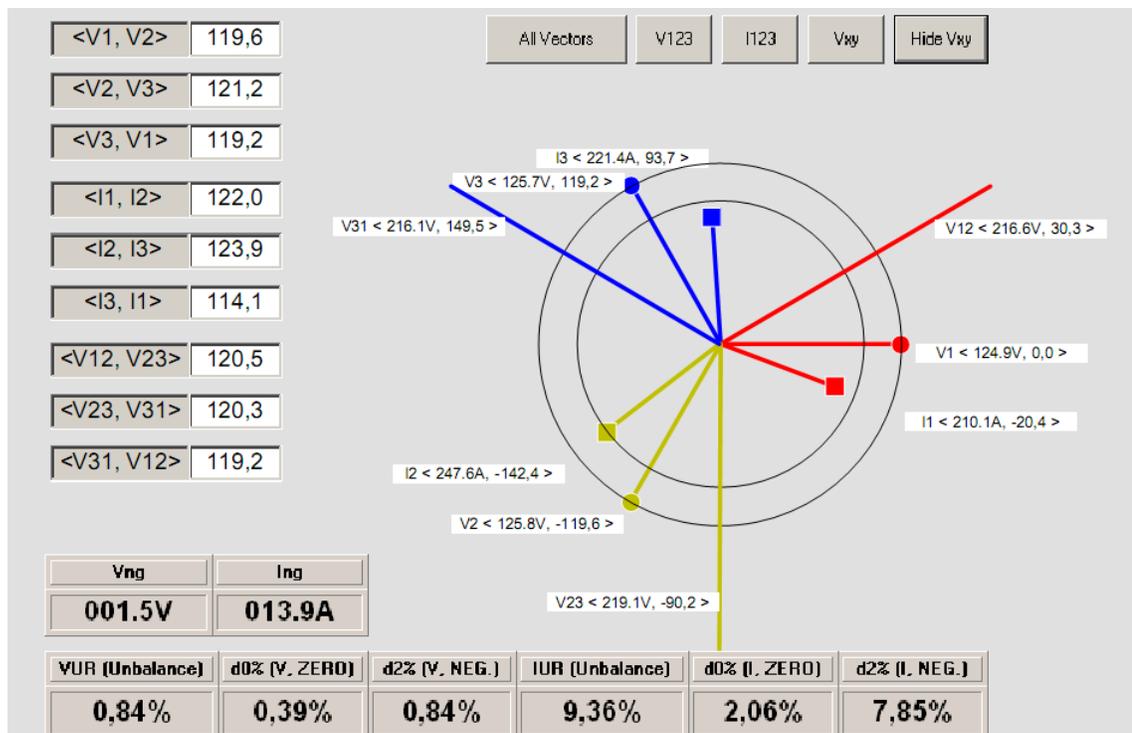
A partir del cuadro 14 se observa que solo L2 supera el 90 % de la capacidad nominal de una línea y en caso de demandar un aumento en la carga de este transformador se puede adicionar 9,35 kVA, 3,05 kVA y 7,52 kVA a las líneas L1, L2 y L3 respectivamente, para llegar al 100 % de su valor nominal de potencia aparente.

Así mismo, teniendo la potencia aparente máxima consumida en el tablero 2, que fue de 130,10 kVA, se obtiene que la cargabilidad total del transformador 2 es de 86,73 % y que, en caso de demandar un aumento en la carga de este transformador se le puede adicionar 19,90 kVA para alcanzar el valor nominal de su potencia aparente.

Desbalance de tensión en el tablero 2

La UNE 50160/96 establece que el desbalance límite de tensión debe ser menor al 2 % y la norma ANSI C84-1 lo limita hasta el 3 % de desbalance de tensión, siguiendo estos lineamientos se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 23 y en el cuadro 15.

Figura 23. Diagrama fasorial del Tablero 2



Cuadro 15. Desbalance de tensión del tablero 2 y comparación con normas UNE 50160 y ANSI C84-1

Desbalance de tensión Tablero 2	Límite norma UNE 50160/96 %	Límite norma ANSI C84-1 %
0,84 %	2	3

Por tanto el tablero 2 está dentro de los límites de la norma UNE 50160/96 y de la norma ANSI C84-1.

Armónicos en el tablero 2

El estudio de armónicos se realizó en base al especificado en la norma IEEE 519 (*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*) y a la norma IEC 61000-4-7 (Técnicas de ensayo y de medida. Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como a los aparatos de medida, aplicable a las redes de suministro y a los aparatos conectados a éstas) en base a estas normas se realizó el siguiente estudio.

Los niveles de armónicos de tensión no deben superar los valores establecidos en la norma IEC 61000-4-7 que se indican en el anexo G.

Los niveles de distorsión armónica de tensión no deben sobrepasar los límites estipulados en la norma IEEE 519 que se indican en el anexo H.

Debido a que durante los días de semana es cuando se encuentran activas la mayor cantidad de cargas, se realizaron mediciones solo durante estos periodos.

Para el día de semana estudiado los resultados del tablero 2 son los establecidos en los cuadros 16 y 17.

Cuadro 16. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 2, según la norma IEC 61000-4-7

Orden del armónico de tensión	Límite THDv	Valores tablero 2	Cumple con la IEC 61000-4-7
3	0,9 %	0,44 %	✓
5	0,4 %	1,54 %	X
7	0,3 %	1,2 %	X
9	0,2 %	0,05 %	✓
Para armónicos pares entre el 2 y el 10.	0,2 %	0,006 %	✓
Armónicos de orden de orden comprendido entre el 11 y 40.	0,1 %	0,005 %	✓
✓ Cumple. X No cumple.			

Durante el tiempo de medición se detectaron valores superiores a los estipulados por la norma, estos valores se generan debido a las cargas no lineales de la UTB como son las fuentes de los equipos de cómputo y los balastos utilizados en las lámparas fluorescentes.

Comparación de niveles de armónicos según la norma IEE 519

Cuadro 17. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 2, según la norma IEEE 519

THDv	Sistemas generales	Tablero 2
	5 %	1,9 %

Observando los resultados de la evaluación en general y teniendo en cuenta que en este tablero se cumplieron con la mayoría de valores límites de tensión para la IEC y en su totalidad con los de la IEEE se concluye que en este tablero actualmente no existen problemas con los niveles de armónicos que sean significativos para las cargas utilizadas en la universidad.

TABLERO 3

Para el día 1

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero 3 para el primer día, se mantuvieron dentro de los límites del $\pm 10\%$ establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1, y no se presentaron sobretensiones o subtensiones. Esto se explica presentando los valores mínimos y máximos de cada una de las tensiones de fase, la cual debe ser 127 V (entre línea y neutro):

Para la línea 1 se registró valores entre 123,56 V y 127,76 V, es decir, de -2,71% a +0,60 %.

Para la línea 2 se registró valores entre 123,16 V y 127,30 V, es decir, de -3,02 % a +0,24 %.

Para la línea 3 se registró valores entre 122,43 V y 126,29 V, es decir, de -3,60 % a -0,6 %.

El comportamiento de las tensiones registradas para el día 1 del tablero 3 se ilustra en el anexo C.1.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo c.2 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,92 Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,04 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el primer día del tablero 3, indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor

máximo de 29,32 A cerca de las 09:49, que representa el 7,6 % de la corriente nominal del transformador, que es 390 A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 208,64 A, 229,5 A y 202,91 A, las cuales representan 53,5 %, 58,8 % y 52,0 % de la nominal del transformador, respectivamente. Otra medición resaltada es la registrada para las 04:01, momento en el cual, se obtuvo los siguientes datos: 11,04 A para la corriente de neutro, es decir, 2,8 %, de la corriente nominal del transformador, y 136,09 A, 106,77 A y 94,36 A, para las corrientes de línea, siendo en su orden, 34,9 %, 27,4 % y 24,2 %. De los datos anteriores se observa que la circulación de corrientes por el neutro no alcanza valores considerables en comparación con las corrientes consumidas en las líneas. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo C.1.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo C.3 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 19,43 kVA, 17,18 kVA y 16,12 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 52,73 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 28,56 kVA, 29,10 kVA y 27,12 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima del tablero 3, en el día analizado, fue de 83,97 kVA.
- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 17,46 kW, 16,16 kW y 15,48 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 49,11 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 26,28 kW, 28,23 kW y 26,46 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero 3, en el día analizado, fue de 79,89 kW.
- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 8,55 kVAr, 5,66 kVAr y 4,41 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 18,62 kVAr.

- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 12,06 kVAr, 8,31 kVAr y 8,16 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero 3, en el día analizado, fue de 25,44 kVAr.
- Los valores mínimos registrados para las potencias reactivas fueron de 5,82 kVAr, 4,02 kVAr y 2,43 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero 3, en el día analizado, fue de 14,43 kVAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon los valores de exceso de reactivos y se analizan a continuación:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, son de 0,218 kVAr, 0 kVAr y 0 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 0 kVAr.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 1,34 kVAr, 0 kVAr y 0 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero 3, en el día analizado, fue de 0 kVAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo C.4, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,858, 0,901 y 0,931, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente y es la línea 1 la que se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,902 y cumple con el límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,940, 0,979 y 0,982, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,953.

Para el día 2

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero 3 durante el día 2, se mantuvieron dentro de los límites del $\pm 10\%$ establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1, y no se presentaron sobretensiones o subtensiones. Esto se explica presentando los valores mínimos y máximos de cada una de las tensiones de fase, la cual debe ser 127 V (entre línea y neutro):

Para la línea 1 se registró valores entre 123,65 V y 127,84 V, es decir, de -2,64 % a +0,66 %.

Para la línea 2 se registró valores entre 123,57 V y 127,43 V, es decir, de -2,70 % a +0,34 %.

Para la línea 3 se registró valores entre 121,96 V y 126,47 V, es decir, de -3,97 % a -0,42 %.

El comportamiento de las tensiones registradas para el día 2 del tablero 3 se ilustra en el anexo C.5.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8\text{Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo C.6 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,92 Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,05 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el segundo día del tablero 3, indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 12,96 A a las 01:07 y a las 23:43, que representa el 3,3 % de la

corriente nominal del transformador, que es 390 A; a la 01:27 las corrientes de línea fueron 141,96 A, 110,73 A y 101,59 A, las cuales representan 36,4 %, 28,4 % y 26,0 % de la nominal del transformador, respectivamente; así mismo, a las 23:43, las corrientes de línea fueron 146,46 A, 103,77 A y 95,18 A, las cuales representan 37,6 %, 26,6 % y 24,4 %. Tanto las corrientes de línea como la corriente de neutro muestran un comportamiento fluctuante durante todo el día como se muestra en el anexo C.5, presentando valores entre 107,18 A y 165,41 A para la línea 1, 89,86 A y 129,82 A para la línea 2, 81,82 A y 123,54 A para la línea 3 y 3,54 A y 12,96 A para la línea de neutro.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo C.7 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 17,18 kVA, 14,00 kVA y 12,64 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 43,82 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 20,79 kVA, 16,23 kVA y 15,48 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima del tablero 3, en el día analizado, fue de 51,54 kVA.
- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 15,38 kW, 12,95 kW y 12,05 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 40,38 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 18,63 kW, 14,97 kW y 14,52 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero 3, en el día analizado, fue de 47,49 kW.
- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 7,66 kVAr, 5,27 kVAr y 3,80 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 16,73 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 9,69 kVAr, 6,99 kVAr y 5,49 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.

- La potencia reactiva total máxima del tablero 3, en el día analizado, fue de 20,22 kVAr.
- Los valores mínimos registrados para las potencias reactivas fueron de 5,16 kVAr, 3,90 kVAr y 2,55 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero 3, en el día analizado, fue de 14,25 kVAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon y analizaron los valores de exceso de reactivos:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, son de 0,224 kVAr, 0 kVAr y 0 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 0 kVAr.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 1,58 kVAr, 0 kVAr y 0 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero 3, en el día analizado, fue de 0 kVAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo C.8, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,854, 0,895 y 0,920, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente; de estos valores, solo la línea 3 cumple con el límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,902 y cumple con el límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,944, 0,953 y 0,981, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,939.

Para el día 3

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero 3 durante el día 3, se mantuvieron dentro de los límites del $\pm 10\%$ establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1. Durante el periodo medido no se presentaron sobretensiones o

subtensiones, esto se explica presentando los valores mínimos y máximos de cada una de las tensiones de fase, la cual debe ser 127 V (entre línea y neutro):

Para la línea 1 se registró valores entre 121,82 V y 127,75 V, es decir, de -4,08 % a +0,59 %.

Para la línea 2 se registró valores entre 121,66 V y 127,04 V, es decir, de -4,20 % a +0,03 %.

Para la línea 3 se registró valores entre 121,11 V y 126,31 V, es decir, de -4,64 % a -0,54 %.

El comportamiento de las tensiones registradas para el día 3 del tablero 3 se ilustra en el anexo C.9.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo C.10 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,92 Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,07 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el tercer día del tablero 3, indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 59,86 A a las 12:21, que representa el 15,3 % de la corriente nominal del transformador, que es 390 A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 324,41 A, 360,82 A y 308,86 A, las cuales representan 83,2 %, 92,5 % y 79,2 % de la nominal del transformador, respectivamente. Otra medición resaltada es la registrada para las 12:37, momento en el cual, se obtuvo los siguientes datos: 55,09 A para la corriente de neutro, es decir, 14,1 %, de la corriente nominal del transformador, y 319,91 A, 357,27 A y 286,09 A, para las corrientes de

línea, siendo en su orden, 82,0 %, 91,6 % y 73,4 %. En las horas de la noche, se detecta una reducción de corrientes tanto para el neutro como para las líneas, ejemplo de ello es la medición registradas para las 04:01, que es 8,73 A para el neutro, y 131,59 A, 103,09 A y 98,46 A, para las líneas. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo C.9.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo C.11 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 27,94 kVA, 26,67 kVA y 23,08 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 77,69 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 43,35 kVA, 44,91 kVA y 40,80 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima del tablero 3, en el día analizado, fue de 126,42 kVA.
- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 25,86 kW, 25,33 kW y 22,37 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 73,56 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 40,92 kW, 43,53 kW y 39,78 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero 3, en el día analizado, fue de 121,65 kW.
- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 10,52 kVAr, 7,63 kVAr y 5,20 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 23,36 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 15,42 kVAr, 10,77 kVAr y 8,70 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero 3, en el día analizado, fue de 33,18 kVAr.
- Los valores mínimos registrados para las potencias reactivas fueron de 5,73 kVAr, 4,83 kVAr y 2,43 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.

- La potencia reactiva total mínima del tablero 3, en el día analizado, fue de 14,46 kVAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon y analizaron los valores de exceso de reactivos:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, son de 0,063 kVAr, 0 kVAr y 0 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 0 kVAr.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 0,825 kVAr, 0 kVAr y 0 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero 3, en el día analizado, fue de 0 kVAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo C.12, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,877, 0,898 y 0,916, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente; de estos valores, solo la línea 3 cumple con el límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,903 y cumple con el límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,955, 0,971 y 0,989, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,965.

Cargabilidad del Tablero 3

Teniendo en cuenta los valores máximos de potencia aparente para cada una de las líneas del tablero 3, que se registraron para el día 3, se calcula la cargabilidad de cada una de las líneas del transformador 3, el cual tiene una potencia 150 kVA, los resultados se establecen en el cuadro 18.

Cuadro 18. Cargabilidad del Transformador 3

Línea	Potencia Aparente máx. [kVA]	Cargabilidad [%]
L1	43,35	86,70
L2	44,91	89,82
L3	40,8	81,60

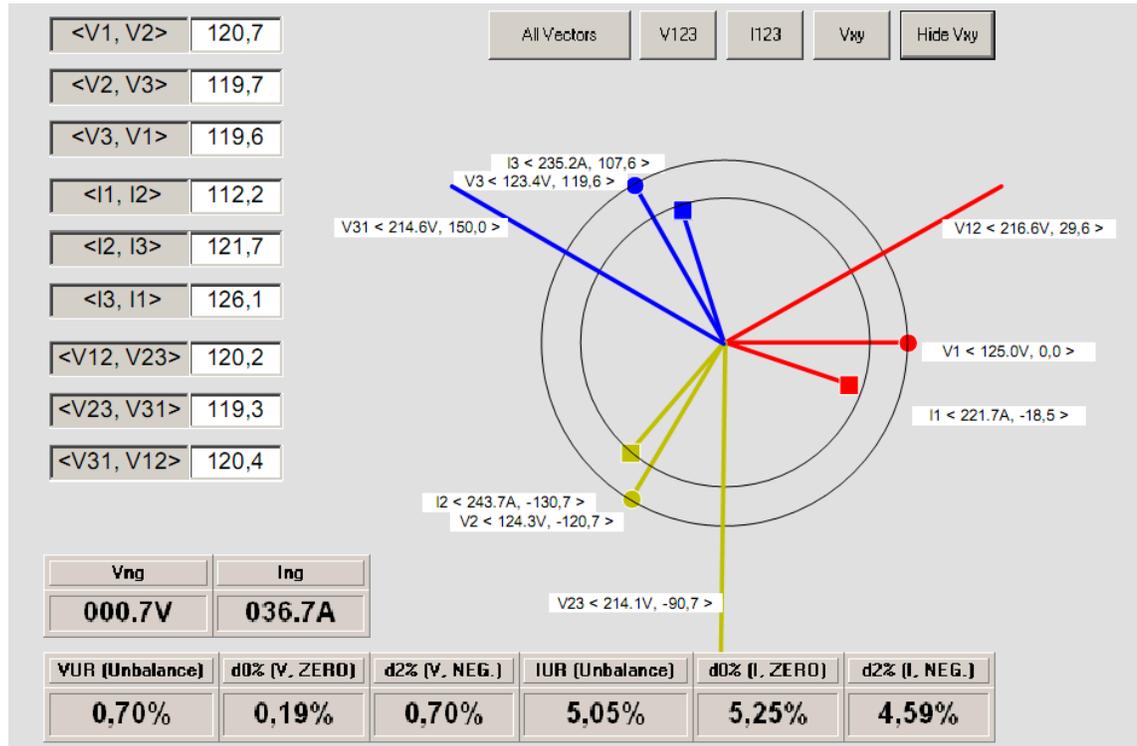
A partir del cuadro 18 se observa que las tres líneas se encuentran entre el 80 % y el 90 % de la capacidad nominal por línea y en caso de demandar un aumento en la carga de este transformador se puede adicionar 6,65 kVA, 5,09 kVA y 9,20 kVA a las líneas L1, L2 y L3 respectivamente, para llegar al 100 % de su valor nominal de potencia aparente.

Así mismo, teniendo la potencia aparente máxima consumida en el tablero 3, que fue de 126,42 kVA, se obtiene que la cargabilidad total del transformador 3 es de 84,28 % y que, en caso de demandar un aumento en la carga de este transformador se le puede adicionar 23,58 kVA para alcanzar el valor nominal de su potencia aparente.

Desbalance de tensión en el tablero 3

La UNE 50160/96 establece que el desbalance límite de tensión debe ser menor al 2 % y la norma ANSI C84-1 lo limita hasta el 3 % de desbalance de tensión, siguiendo estos lineamientos se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 24 y en el cuadro 19.

Figura 24. Diagrama fasorial del Tablero 3



Cuadro 19. Desbalance de tensión del tablero 3 y comparación con normas UNE 50160 y ANSI C84-1

Desbalance de tensión	Límite norma UNE 50160/96 %	Límite norma ANSI C84-1 %
0,70 %	2	3

Por tanto el tablero 3 está dentro de los límites de la norma UNE 50160/96 y de la norma ANSI C84-1.

Armónicos en el tablero 3

El estudio de armónicos se realizó en base al especificado en la norma IEEE 519 (IEEE *Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*) y a la norma IEC 61000-4-7 (Técnicas de ensayo y de medida. Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como a los aparatos de medida, aplicable a las redes de suministro y a los aparatos conectados a estas), en base a estas normas se realizó el siguiente estudio.

Los niveles de armónicos de tensión no deben superar los valores establecidos en la norma IEC 61000-4-7 que se indican en el anexo G.

Los niveles de distorsión armónica de tensión no deben sobrepasar los límites estipulados en la norma IEEE 519 que se indican en el anexo H.

Debido a que durante los días de semana es cuando se encuentran activas la mayor cantidad de cargas, se realizaron mediciones solo durante estos periodos.

Para el día de semana estudiado los resultados del tablero 3 son los establecidos en los cuadros 20 y 21.

Cuadro 20. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 3, según la norma IEC 61000-4-7

Orden del armónico	Límite (THDv)	Valores tablero 3	Cumple con la IEC 61000-4-7
3	0,9 %	0,77 %	✓
5	0,4 %	2,24 %	X
7	0,3 %	1,1 %	X
9	0,2 %	0,1 %	✓
Para armónicos pares entre el 2 y el 10.	0,2 %	0,98 %	X
Armónicos de orden comprendido entre el 11 y 40.	0,1 %	0,005 %	✓
✓ Cumple X No cumple			

Durante el tiempo de medición se detectaron valores superiores a los estipulados por la norma, estos valores son justificados debido a que en el tablero 3 están conectadas la mayor cantidad de equipos de cómputo de la universidad; porque en este punto están conectados todos los equipos de las oficinas administrativas a esto se le debe sumar los balastos utilizados para las lámpara fluorescentes.

Cuadro 21. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 3, según la norma IEEE 519

THDv	Sistemas generales	Tablero 3
	5 %	2,6 %

Aunque no se cumplen el 50 % de los parámetros estipulados por la norma IEC 61000-4-7 la distorsión armónica total del tablero no supera los límites establecidos en la norma IEEE 519 por lo cual, concluimos que en este tablero actualmente no existen problemas con los niveles de armónicos que sean significativos para las cargas asociadas en esta red.

TABLERO BIBLIOTECA

Para el día 1

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero de la biblioteca durante el día 1, se mantuvieron dentro de los límites del ± 10 % establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1. Durante el periodo medido no se presentaron sobretensiones o subtensiones, esto se explica presentando los valores mínimos y máximos de cada una de las tensiones de fase, la cual debe ser 127 V (entre línea y neutro):

Para la línea 1 se registró valores entre 123,36 V y 131,18 V, es decir, de -2,87 % a +3,29 %.

Para la línea 2 se registró valores entre 124,90 V y 131,94 V, es decir, de -1,65 % a +3,89 %.

Para la línea 3 se registró valores entre 123,28V y 129,93V, es decir, de -2,93 % a +2,31 %.

El comportamiento de las tensiones registradas para el día 1 del tablero de la biblioteca se ilustra en el anexo D.1.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo D.2 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,91 Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,07 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el primer día del tablero de la biblioteca, indican que hay una baja circulación de corrientes por el neutro que fluctúa entre 2,46 A y 7,5 A, este valor máximo se presenta a las 16:19 y representa el 3,6 % de la corriente nominal del transformador, que es 210 A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 0,409 A, 0 A y 0,27 A, las cuales representan 0,19 %, 0 % y 0,13 % de la nominal del transformador, respectivamente. Otra medición resaltada es la registrada para las 14:19, momento en el cual, se obtuvo los siguientes datos: 7,23 A para la corriente de neutro, es decir, 3,44 %, de la corriente nominal del transformador, y 124,77 A, 143,59 A y 103,91 A, para las corrientes de línea, siendo en su orden, 59,4 %, 68,4 % y 49,5 %. De los datos anteriores se observa que la circulación de corrientes por el neutro durante el periodo que va entre las 06:30 y las 15:30, no alcanza valores considerables en comparación con las corrientes consumidas en las líneas; sin embargo, en el periodo en que la biblioteca permanece apagada y no hay consumo de corrientes, la corriente por el neutro permanece oscilando entre 2,46A y 4A. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo D.1.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo D.3 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores 7,02 kVA, 7,28 kVA y 5,8 kVA en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total de la biblioteca durante todo el día de medición, fue de 20,12 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 25,38 kVA, 24,75 kVA y 20,23 kVA en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima tablero de la biblioteca, en el día analizado, fue de 69,48 kVA.
- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 6,4 kW, 7,1 kW y 5,56 kW en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.

- La potencia activa promedio total del tablero de la biblioteca, durante todo el día de medición, fue de 19,07 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 23,28 kW, 24,42 kW y 19,17 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero de la biblioteca, en el día analizado, fue 66 kW.
- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 2,89 kVAr, 1,68 kVAr y 1,64 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero de la biblioteca, durante todo el día de medición, fue de 6,22 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 10,26 kVAr, 5,82 kVAr y 6,84 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero de la biblioteca, en el día analizado, fue de 21 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores mínimos fueron de -30 VAr, 0 VAr y 0VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero 2, en el día analizado, fue de -30 VAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon y analizaron los valores de exceso de reactivos:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, alcanzaron valores 42,9 VAr, 0 kVAr y 0 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero de la biblioteca, durante todo el día de medición, fue de 0 Var.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron 1,6 kVAr, 0 VAr y 0 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del transformador 1, en el día analizado, fue de 0 VAr

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo D.4, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,81, 0,94 y 0,93, en las líneas L1, L2 y L3, para estos valores la línea 1 se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004; las líneas 2 y 3 se mantienen dentro de los límites.

- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,90 y se encuentra dentro del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,94, 0,98 y 0,98, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,958.

Para el día 2

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero de la biblioteca durante el día 2, se mantuvieron dentro de los límites del $\pm 10\%$ establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1. Durante el periodo medido no se presentaron sobretensiones o subtensiones, esto se explica presentando los valores mínimos y máximos de cada una de las tensiones de fase, la cual debe ser 127 V (entre línea y neutro):

Para la línea 1 se registró valores entre 127,01 V y 131,11 V, es decir, de $\pm 0,0\%$ a $+3,24\%$.

Para la línea 2 se registró valores entre 128,06 V y 132,06 V, es decir, de $+0,83\%$ a $+3,98\%$.

Para la línea 3 se registró valores entre 125,63 V y 129,89 V, es decir, de $-1,08\%$ a $+2,28\%$.

El comportamiento de las tensiones registradas para el día 2 del tablero de la biblioteca se ilustra en el anexo D.5.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8\text{Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo D.6 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,9 Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,06 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el segundo día del tablero de la biblioteca, indican una baja circulación de corrientes por el neutro que fluctúa entre 3,41 A y 4,23 A, es decir, varía entre el 2,69 % y el 3,33 % de la corriente nominal del transformador, que es 210 A; en cuanto a las corrientes de línea, presentan cargas entre las 09:30 hasta las 13:20 alcanzando valores máximos de 70,09 A, 56,18 A y 26,18A, es decir, 55,2 %, 44,2 % y 20,6 % la corriente nominal del transformador. Durante el resto del día los valores de corrientes de líneas caen a 0,409 A, 0 A y 0,273 A, para las líneas 1, 2 y 3 respectivamente. De los datos anteriores se observa que la circulación de corrientes por el neutro durante el periodo que va entre las 09:30 y las 13:20, no alcanza valores considerables en comparación con las corrientes consumidas en las líneas; sin embargo, en el periodo en que la biblioteca permanece apagada y no hay consumo de corrientes, la corriente por el neutro permanece oscilando entre 3,41 A y 4,23 A. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo D.5.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo D.7 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores 1,1 kVA, 927 VA y 320 VA en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total de la biblioteca durante todo el día de medición, fue de 2,35 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 8,9 kVA, 7,23 kVA y 3,3 kVA en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima tablero de la biblioteca, en el día analizado, fue de 19,4 kVA.
- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 903,7 W, 913,7 W y 240,2 kW en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero de la biblioteca, durante todo el día de medición, fue de 2,05 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 7,44 kW, 7,23 kW y 2,37 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.

- La potencia activa total máxima del tablero de la biblioteca, en el día analizado, fue 16,98 kW.
- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 602 VAr, -154 VAr y 181,95 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero de la biblioteca, durante todo el día de medición, fue de 181,9 VAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 5,04 kVAr, 0 VAr y 2,37 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero de la biblioteca, en el día analizado, fue de 6,7 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores mínimos fueron de 0 VAr, 0 VAr, 0 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero 2, en el día analizado, fue de 0 VAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon y analizaron los valores de exceso de reactivos:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, alcanzaron valores 168,9 VAr, 0 VAr y 84,75 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero de la biblioteca, durante todo el día de medición, fue de 0 Var.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron 2,2 kVAr, 0VAr y 1,2 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del transformador 1, en el día analizado, fue de 0 VAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo D.8, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,73, 0,94 y 0,7, en las líneas L1, L2 y L3, para estos valores la línea 1 y 3 se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004; la línea 2 se mantiene dentro de los límites.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,85 y se encuentra dentro del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,84, 1 y 1, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.

- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,904.

Para el día 3

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero de la biblioteca durante el día 3, se mantuvieron dentro de los límites del ± 10 % establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1. Durante el periodo de medición no se presentaron sobretensiones o subtensiones, esto se explica presentando los valores mínimos y máximos de cada una de las tensiones de fase, la cual debe ser 127 V (entre línea y neutro):

Para la línea 1 se registró valores entre 123,46 V y 130,65 V, es decir, de -2,79 % a +2,87 %.

Para la línea 2 se registró valores entre 124,70 V y 131,49 V, es decir, de -1,81 % a +3,54 %.

Para la línea 3 se registró valores entre 123,28 V y 129,39 V, es decir, de -2,93 % a +1,88 %.

El comportamiento de las tensiones registradas para el día 3 del tablero de la biblioteca se ilustra en el anexo D.9.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo D.10 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,92 Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,05 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el tercer día del tablero de la biblioteca, indican una baja circulación de corrientes por el neutro, comparada con las corrientes consumidas por las líneas, y fluctúa entre 2,73 A y 16,5 A, es decir, varía entre el 1,3 % y el 7,86 % de la corriente nominal del transformador, que es 210 A; en cuanto a las corrientes de línea, presentan cargas entre las 06:20 hasta las 18:30 alcanzando cada línea valores máximos de 206,46 A, 200,46 A y 166,36 A, respectivamente, es decir, 98,3 %, 95,4 % y 79,2 % de la corriente nominal del transformador. Durante el resto del día los valores de corrientes de líneas caen a 0,409 A, 0 A y 0,273 A, para las líneas 1, 2 y 3 respectivamente. De los datos anteriores se observa que la circulación de corrientes por el neutro durante el periodo que va entre las 06:20 y las 18:30, no alcanza valores considerables en comparación con las corrientes consumidas en las líneas; sin embargo, en el periodo en que la biblioteca permanece apagada y no hay consumo de corrientes, la corriente por el neutro permanece oscilando entre 2,73 A y 16,5 A. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo D.9.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo D.11 y describen el siguiente comportamiento:

- Las potencias aparentes promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores 10,885 kVA, 10,889 kVA y 8,756 kVA en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total de la biblioteca durante todo el día de medición, fue de 30,53 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores fueron de 25,59 kVA, 25,17 kVA y 20,70 kVA en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima tablero de la biblioteca, en el día analizado, fue de 71,16 kVA.
- Las potencias activa promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 9,90 kW, 10,62 kW y 8,27 kW en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero de la biblioteca, durante todo el día de medición, fue de 28,7 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 23,28 kW, 24,66 kW y 19,56 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero de la biblioteca, en el día analizado, fue de 67,14 kW.

- Las potencias reactiva promedio, durante todo el día de medición, alcanzaron valores de 4,56 kVAr, 2,454 kVAr y 2,87 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero de la biblioteca, durante todo el día de medición, fue de 9,893 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 10,74 kVAr, 6,24 kVAr y 7,08 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero de la biblioteca, en el día analizado, fue de 23,7 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores mínimos fueron de -30 VAr, 0 VAr, 0 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero 2, en el día analizado, fue de -30 VAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon y analizaron los valores de exceso de reactivos:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, alcanzaron valores 4 VAr, 0 VAr y 8,7 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero de la biblioteca, durante todo el día de medición, fue de 0 Var.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron 45 VAr, 0 VAr y 555 VAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del transformador 1, en el día analizado, fue de 0 Var.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo D.12, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,85, 0,97 y 0,87, en las líneas L1, L2 y L3, para estos valores la línea 1 y la línea 3 se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004 y la línea 2 se mantiene dentro de los límites.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,91 y se encuentra dentro del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,98, 1 y 0,97, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,97.

Cargabilidad del Tablero 4

Teniendo en cuenta los valores máximos de potencia aparente para cada una de las líneas del tablero 4, que se registraron para el día 3, se calcula la cargabilidad de cada una de las líneas del transformador 4, el cual tiene una potencia 112,5 kVA, los resultados se establecen en el cuadro 22.

Cuadro 22. Cargabilidad del Transformador 4

Línea	Potencia Aparente máx. [kVA]	Cargabilidad [%]
L1	25,59	68,24
L2	25,17	67,12
L3	20,7	55,20

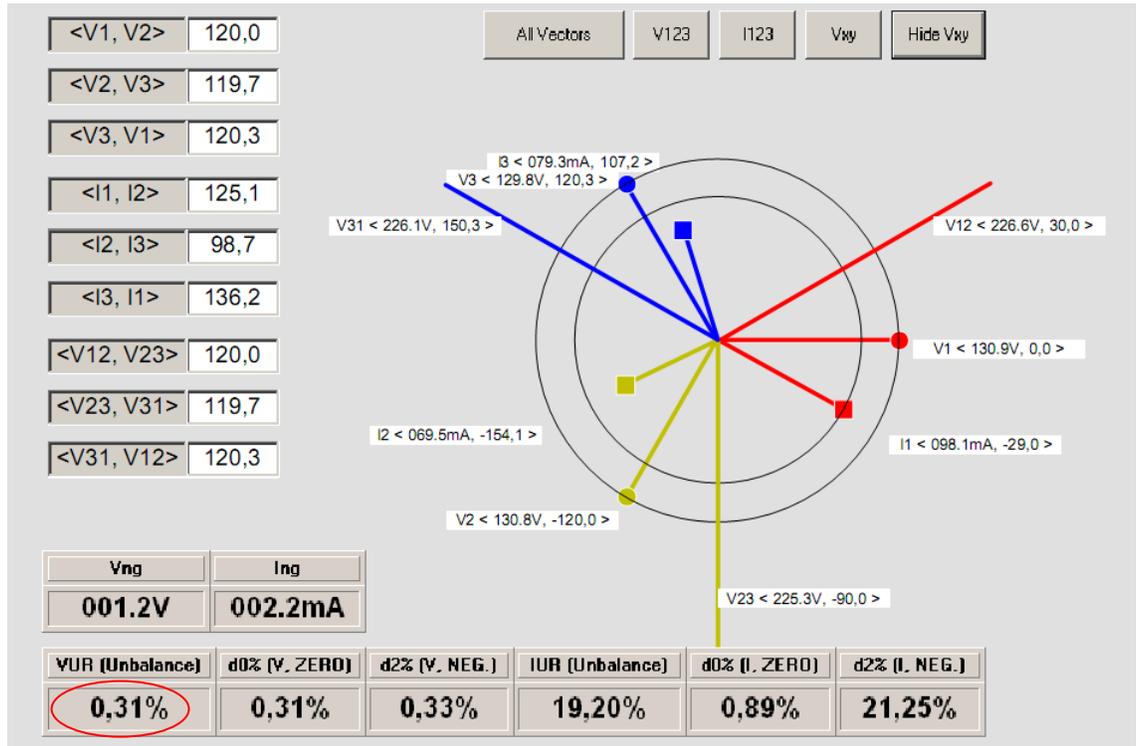
A partir del cuadro 22 se observa que la carga conectada a la línea L3 es aproximadamente un 10 % menor que las cargas conectadas a las líneas L1 y L2 y en caso de demandar un aumento en la carga de este transformador se puede adicionar 11,91 kVA, 12,33 kVA y 16,80 kVA a las líneas L1, L2 y L3 respectivamente, para llegar al 100 % de su valor nominal de potencia aparente.

Así mismo, teniendo la potencia aparente máxima consumida en el tablero 4, que fue de 71,16 kVA, se obtiene que la cargabilidad total del transformador 4 es de 63,25 % y que, en caso de demandar un aumento en la carga de este transformador se le puede adicionar 41,34 kVA para alcanzar el valor nominal de su potencia aparente.

Desbalance de tensión en el tablero 4

La UNE 50160/96 establece que el desbalance límite de tensión debe ser menor al 2 % y la norma ANSI C84-1 lo limita hasta el 3 % de desbalance de tensión, siguiendo estos lineamientos se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 25 y en el cuadro 23.

Figura 25. Diagrama fasorial del Tablero 4



Cuadro 23. Desbalance de tensión del tablero 4 y comparación con normas UNE 50160 y ANSI C84-1

Desbalance de tensión Tablero 4	Límite norma UNE 50160/96 %	Límite norma ANSI C84-1 %
0,31 %	2	3

Por tanto el tablero 4 está dentro de los límites de la norma UNE 50160/96 y de la norma ANSI C84-1.

Armónicos en el tablero 4

El estudio de armónicos se realizó en base al especificado en la norma IEEE 519 (IEEE *Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*) y a la norma IEC 61000-4-7 (Técnicas de ensayo y de medida. Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como a los aparatos de medida, aplicable a las redes de suministro y a los aparatos conectados a estas), en base a estas normas se realizó el siguiente estudio.

Los niveles de armónicos de tensión no deben superar los valores establecidos en la norma IEC 61000-4-7 que se indican en el anexo G.

Los niveles de distorsión armónica de tensión no deben sobrepasar los límites estipulados en la norma IEEE 519 que se indican en el anexo H.

Debido a que durante los días de semana es cuando se encuentran activas la mayor cantidad de cargas, se realizaron mediciones solo durante estos periodos.

Para el día de semana estudiado los resultados del tablero 4 son los establecidos en los cuadros 24 y 25.

Cuadro 24. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 4, según la norma IEC 61000-4-7

Orden del armónico	Límite THDv	Valores tablero 4	Cumple con la IEC 61000-4-7
3	0,9 %	0,5 %	✓
5	0,4 %	1,59 %	X
7	0,3 %	1,18 %	X
9	0,2 %	0,04 %	✓
Para armónicos pares entre el 2 y el 10.	0,2 %	0,98 %	X
Armónicos de orden comprendido entre el 11 y 40.	0,1 %	0,004 %	✓
✓ Cumple. X No cumple.			

Durante el tiempo de medición se detectaron valores superiores a los estipulados por la norma, estos valores se generan debido a las cargas no lineales existentes, y aunque en la biblioteca de la UTB actualmente no existe gran números de equipos de cómputo, la potencia del transformador es 30 % menor a la que existe en los tableros 1, 2, y 3, por tanto esta sección de la red es menos robusta por lo que los armónicos pueden incidir de en mayor proporción en esta red.

Cuadro 25. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 4, según la norma IEEE 519

THDv	Sistemas generales	Tablero 4
	5 %	1,9 %

Aun que no se cumplen el 50 % de los parámetros estipulados por la norma IEC 61000-4-7 la distorsión armónica total del tablero no supera los límites establecidos en la norma IEEE 519 concluimos que en este tablero actualmente no existen problemas con los niveles de armónicos que sean significativos para las cargas asociadas en esta red.

TABLERO BIENESTAR UNIVERSITARIO

Para el día 1

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero de bienestar universitario durante el día 1, se mantuvieron dentro de los límites del ± 10 % establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1. Durante el periodo medido no se presentaron sobretensiones o subtensiones, esto se explica presentando los valores mínimos y máximos de cada una de las tensiones de fase, la cual debe ser 127 V (entre línea y neutro):

Para la línea 1 se registró valores entre 119,96 V y 123,28 V, es decir, de -5,54 % a -2,93 %.

Para la línea 2 se registró valores entre 120,57 V y 124,36 V, es decir, de -5,06 % a -2,08 %.

Para la línea 3 se registró valores entre 120,85 V y 124,91 V, es decir, de -4,84 % a -1,64 %.

El comportamiento de las tensiones registradas para el día 1 del tablero de bienestar universitario se ilustra en el anexo E.1.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo E.2 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,92 Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,06 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

La mediciones de corrientes para el día 1 indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 32,73 A a las 09:07, que representa el 16,8 % de la corriente nominal del transformador, que es 195 A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 73,23 A, 69 A y 141 A, las cuales representan 37,6 %, 35,4 % y 72,3 % de la nominal del transformador, respectivamente. Otra medición importante es la registrada para las 14:01, momento en el cual, la corriente de neutro fue 22,36 A y las corrientes de líneas fueron 60,27 A, 21,27 A y 58,64 A, siendo en su orden, 11,5 %, 30,9 %, 10,9 %, y 30,1 %. Por momentos se detecta que, la corriente de neutro fue mayor que por lo menos una de las corrientes línea, ejemplos de ello son las mediciones registradas para las 07:51, que fueron 27,96 A para el neutro, 12,27 A, 3,96 A y 32,04 A para las líneas y las mediciones registradas para las 03:25, que fueron 17,32 A para el neutro, 17,32 A, 7,91 A y 35,86 A para las líneas. Los ejemplos anteriores indican que existe un desbalance importante entre las cargas conectadas entre cada una de las fases del tablero de bienestar universitario y el comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo E.1.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo E.3 y describen el siguiente comportamiento:

- El promedio de la potencia aparente consumida durante todo el día de medición, fue de 4,26 kVA, 2,44 kVA y 5,82 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total del tablero 3, durante todo el día de medición, fue de 12,51 kVA.

- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores durante el día fueron de 12,48 kVA, 10,23 kVA y 17,28 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 39,51 kVA.
- El promedio de la potencia activa consumida durante todo el día de medición, fue de 4,17 kW, 2,08 kW y 5,00 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero de bienestar, durante todo el día de medición, fue de 11,26 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 12,39 kW, 9,18 kW y 16,56 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 37,68 kW.
- El promedio de la potencia reactiva consumida durante todo el día de medición, fue de 0,629 kVAr, 1,11 kVAr y 2,81 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero de bienestar, durante todo el día de medición, fue de 4,55 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 2,22 kVAr, 5,70 kVAr y 6,33 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 10,95 kVAr.
- Los valores mínimos registrados para las potencias reactivas fueron de -0,87 kVAr, -0,57 kVAr y 1,29 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 2,19 kVAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon los valores de exceso de reactivos que se muestran en el anexo E.5 y que se analizan a continuación:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, son de 0,047 kVAr, 0,300 kVAr y 0,718 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero de bienestar, durante todo el día de medición, fue de 0,190 kVAr.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 0,615 kVAr, 2,61 kVAr y 2,68 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.

- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 1,86 kVAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo e.4, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,758, 0,645 y 0,626, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente y cada una de ellas se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,688 y no cumple con el límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 1,000, 1,000 y 0,969, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,963.

Para el día 2

El tercer día de mediciones para el tablero de bienestar universitario resultó ser un caso especial, debido a que, se presentó una interrupción sostenida del servicio eléctrico durante los periodos comprendidos entre las 8:47 hasta las 8:57 y de las 09:13 a las 14:15. A continuación, se analizan los datos registrados durante el día, excluyendo el periodo de la interrupción del servicio. Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero de bienestar universitario durante el día 2, se mantuvieron dentro de los límites del $\pm 10\%$ establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1. Durante el periodo medido no se presentaron sobretensiones (*swells*) o subtensiones (*sags*) lentas, esto se explica presentando los valores mínimos y máximos de cada una de las tensiones de fase, la cual debe ser 127 V (entre línea y neutro):

Para la línea 1 se registró valores entre 118,55 V y 124,02 V, es decir, de -6,65 % a -2,35 %.

Para la línea 2 se registró valores entre 119,78 V y 125,91 V, es decir, de -5,68 % a -0,86 %.

Para la línea 3 se registró valores entre 121,82 V y 125,88 V, es decir, de -4,08 % a -0,88 %.

El comportamiento de las tensiones registradas para el día 2 del tablero de bienestar universitario se ilustra en el anexo E.6.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,93 Hz como indica el anexo E.8. Los datos medidos reflejan como mínimo valor 0 Hz como se observa en el anexo E.7, sin embargo, dicho dato se obtuvo para los periodos comprendidos entre las 08:46 a 08:57 y desde las 09:18 a las 14:15, en los cuales se presentó una interrupción de larga duración.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,07 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el día 2 indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 23,18 A a las 14:19, momentos después del restablecimiento del servicio eléctrico, que representa el 11,89 % de la corriente nominal del transformador, que es 195 A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 21 A, 4,09 A y 27,41 A, las cuales representan 10,77 %, 2,10 % y 14,06 % de la nominal del transformador, respectivamente. El ejemplo anterior, demuestra que por momentos se detecta que, la corriente de neutro fue mayor que por lo menos una de las corrientes línea, indicando desbalance entre las cargas conectadas para cada una de las fases del tablero de bienestar universitario. Para la línea 2 se observa que el consumo de corriente en las horas de la noche es mayor que para el periodo comprendido entre las 5:20 hasta las 19:00. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo E.6.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente, medidos durante el día 2, se ven afectados por la ocurrencia de una interrupción de larga duración en el

transcurso del día; a continuación se describe su comportamiento a partir de la gráfica mostrada en el ver anexo E.9.

- El promedio de la potencia aparente consumida durante todo el día de medición, fue de 1,83 kVA, 1,12 kVA y 2,76 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total del tablero de bienestar, durante todo el día de medición, fue de 5,70 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores durante el día fueron de 3,27 kVA, 2,52 kVA y 4,74 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 9,78 kVA.
- El promedio de la potencia activa consumida durante todo el día de medición, fue de 1,73 kW, 0,938 kW y 2,17 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero de bienestar, durante todo el día de medición, fue de 4,83 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 3,12 kW, 2,13 kW y 3,87 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 8,58 kW.
- El promedio de la potencia reactiva consumida durante todo el día de medición, fue de 0,476 kVAr, 0,548 kVAr y 1,70 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero de bienestar, durante todo el día de medición, fue de 2,72 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 1,80 kVAr, 1,65 kVAr y 3,21 kVAr, las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 5,31 kVAr.
- Los valores mínimos registrados para las potencias reactivas fueron de -0,12 kVAr, -0,15 kVAr y 0 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 0 kVAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon los valores de exceso de reactivos que se muestran en el anexo E.11 y que se analizan a continuación:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, son de 0,097 kVAr, 0,167 kVAr y 0,616 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero de bienestar, durante todo el día de medición, fue de 0,379 kVAr.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 0,690 kVAr, 0,82 kVAr y 2,40 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 3,20 kVAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo E.10, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,000, 0,000 y 0,000, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente, lo cual se debió a la ocurrencia de una interrupción de larga duración. Si se tiene en cuenta solo el periodo en el cual se suministró el servicio de energía los resultados son: 0,723, 0,556 y 0,382, y se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,603 si solo se tiene en cuenta el periodo en el cual se suministró el servicio de energía, en caso tener en cuenta las mediciones de todo el día el resultado es 0,0; en ninguno de los casos se cumple con el límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 1,000, 1,000 y 1,000, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,920.

Para el día 3

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero de bienestar universitario durante el día 3, se mantuvieron dentro de los límites del $\pm 10\%$ establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1. Durante el periodo medido no se presentaron sobretensiones o subtensiones, esto se explica presentando los valores mínimos y máximos de cada una de las tensiones de fase, la cual debe ser 127 V (entre línea y neutro):

Para la línea 1 se registró valores entre 119,64 V y 123,55 V, es decir, de -5,79 % a -2,72 %.

Para la línea 2 se registró valores entre 119,75 V y 124,51 V, es decir, de -5,71 % a -1,96 %.

Para la línea 1 se registró valores entre 120,61 V y 125,35 V, es decir, de -5,03 % a -1,30 %.

El comportamiento de las tensiones registradas para el día 3 del tablero de bienestar universitario se ilustra en el anexo E.12.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo E.13 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,90 Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,05 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

La mediciones de corrientes para el día 1 indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 50,04 A a las 11:27, que representa el 25,66 % de la corriente nominal del transformador, que es 195 A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 80,73 A, 113,04 A y 167,86 A, las cuales representan 41,4 %, 58,0 % y 86,1 % de la nominal del transformador, respectivamente. Por momentos se detecta que, la corriente de neutro fue mayor que por lo menos una de las corrientes línea, ejemplo de ello es la medición registrada para las 21:01, que fue 16,91 A para el neutro, 14,18 A, 11,32 A y 36 A para las líneas. El ejemplo anterior indica que existe un desbalance entre las cargas conectadas entre cada una de

las fases del tablero de bienestar universitario en la jornada no laboral. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo E.12.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo E.14 y describen el siguiente comportamiento:

- El promedio de la potencia aparente consumida durante todo el día de medición, fue de 6,42 kVA, 6,92 kVA y 11,33 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total del tablero de bienestar, durante todo el día de medición, fue de 24,66 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores durante el día fueron de 12,63 kVA, 14,49 kVA y 22,05 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 48,51 kVA.
- El promedio de la potencia activa consumida durante todo el día de medición, fue de 6,33 kW, 5,81 kW y 10,86 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del tablero de bienestar, durante todo el día de medición, fue de 23,00 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 12,54 kW, 12,90 kW y 21,84 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 46,65 kW.
- El promedio de la potencia reactiva consumida durante todo el día de medición, fue de 0,711 kVAr, 3,65 kVAr y 2,43 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva promedio total del tablero de bienestar, durante todo el día de medición, fue de 6,78 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 2,79 kVAr, 7,17 kVAr y 7,05 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 11,31 kVAr.
- Los valores mínimos registrados para las potencias reactivas fueron de -1,26 kVAr, -0,09 kVAr y -0,18 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 2,10 kVAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon los valores de exceso de reactivos que se muestran en el anexo E.16 y que se analizan a continuación:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el día de medición, son de 0,015 kVAr, 0,815 kVAr y 0,287 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del tablero de bienestar, durante todo el día de medición, fue de 0,191 kVAr.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 0,420 kVAr, 3,12 kVAr y 2,19 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del tablero de bienestar, en el día analizado, fue de 1,80 kVAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo E.15, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,796, 0,649 y 0,618, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente y cada una de ellas se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,674 y no cumple con el límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 1,000, 1,000 y 1,000, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,974.

Cargabilidad del Tablero 5

Teniendo en cuenta los valores máximos de potencia aparente para cada una de las líneas del tablero 5, que se registraron para el día 3, se calcula la cargabilidad de cada una de las líneas del transformador 6, el cual tiene una potencia 75 kVA, los resultados se establecen en el cuadro 26.

Cuadro 26. Cargabilidad del Transformador 5

Línea	Potencia Aparente máx. [kVA]	Cargabilidad [%]
L1	12,63	50,52
L2	14,49	57,96
L3	22,05	88,20

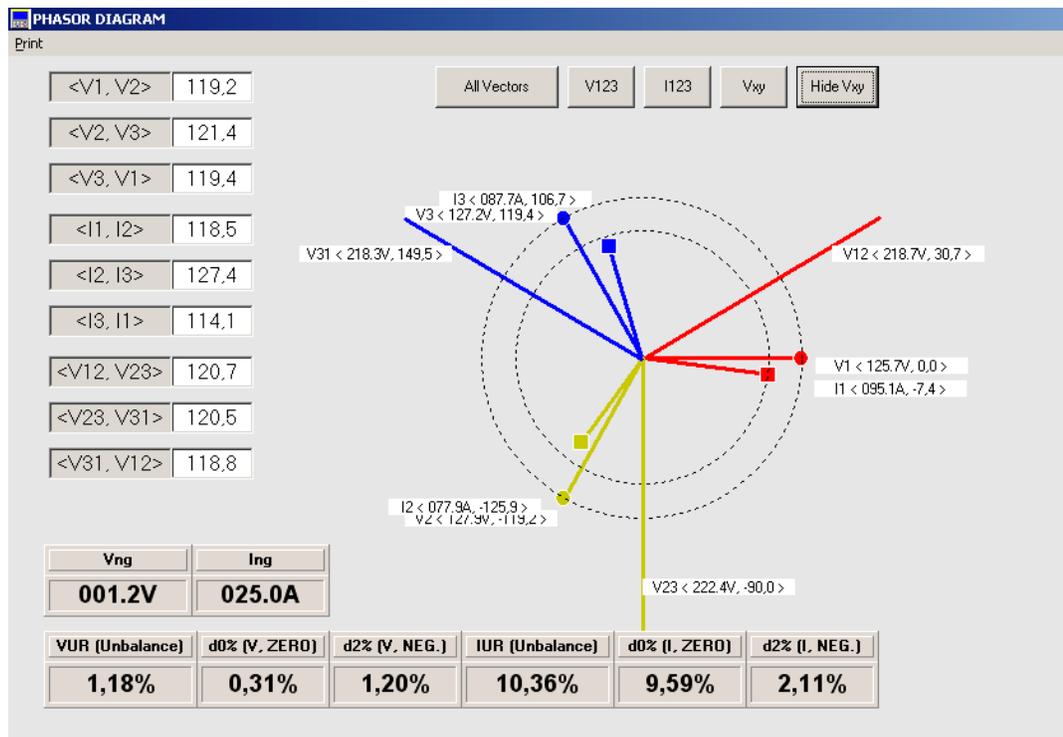
A partir del cuadro 26 se observa que la carga conectada a la línea L3 es aproximadamente un 30 % mayor que las cargas conectadas a las líneas L1 y L2, lo que refleja un claro desbalance de cargas. En caso de demandar un aumento en la carga de este transformador se puede adicionar 12,37 kVA, 10,51 kVA y 2,95 kVA a las líneas L1, L2 y L3 respectivamente, para llegar al 100 % de su valor nominal de potencia aparente.

Así mismo, teniendo la potencia aparente máxima consumida en el tablero 5, que fue de 48,51 kVA, se obtiene que la cargabilidad total del transformador 6 es de 64,68 % y que, en caso de demandar un aumento en la carga de este transformador se le puede adicionar 26,49 kVA para alcanzar el valor nominal de su potencia aparente.

Desbalance de tensión en el tablero 5

La UNE 50160/96 establece que el desbalance límite de tensión debe ser menor al 2 % y la norma ANSI C84-1 lo limita hasta el 3 % de desbalance de tensión, siguiendo estos lineamientos se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 26 y en el cuadro 27.

Figura 26. Diagrama fasorial del Tablero 5



Cuadro 27. Desbalance de tensión del tablero 5 y comparación con normas UNE 50160 y ANSI C84-1

Desbalance de tensión Tablero 5	Límite norma UNE 50160/96 %	Límite norma ANSI C84-1 %
1,18 %	2	3

Por tanto el tablero 5 está dentro de los límites de la norma UNE 50160/96 y de la norma ANSI C84-1.

Armónicos en el tablero 5

El estudio de armónicos se realizó en base al especificado en la norma IEEE 519 (*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*) y a la norma IEC 61000-4-7 (Técnicas de ensayo y de medida. Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como a los aparatos de medida, aplicable a las redes de suministro y a los aparatos conectados a estas), en base a estas normas se realizó el siguiente estudio.

Los niveles de armónicos de tensión no deben superar los valores establecidos en la norma IEC 61000-4-7 que se indican en el anexo G.

Los niveles de distorsión armónica de tensión no deben sobrepasar los límites estipulados en la norma IEEE 519 que se indican en el anexo H.

Debido a que durante los días de semana es cuando se encuentran activas la mayor cantidad de cargas, se realizaron mediciones solo durante estos periodos.

Para el día de semana estudiado los resultados del tablero 5 son los establecidos en los cuadros 28 y 29.

Cuadro 28. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 5, según la norma IEC 61000-4-7

Orden del armónico	Límite THDv	Valores tablero 5	Cumple con la IEC 61000-4-7
3	0,9 %	0,5 %	✓
5	0,4 %	1,55 %	X
7	0,3 %	1,16 %	X
9	0,2 %	0,08 %	✓
Para armónicos pares entre el 2 y el 10.	0,2 %	0,38 %	X
Armónicos de orden comprendido entre el 11 y 40.	0,1 %	0,002 %	✓
✓ Cumple. X No cumple.			

Durante el tiempo de medición se detectaron valores superiores a los estipulados por la norma, estos valores se generan debido a las cargas no lineales existentes sin embargo en bienestar universitario actualmente no existe gran número de equipos de cómputo sin embargo la potencia del transformador es 50 % menor a la que existe en los tableros 1, 2, y 3, por tanto esta sección de la red es menos robusta por lo que los armónicos pueden incidir de en mayor proporción en esta red.

Cuadro 29. Comparación de niveles de armónicos para el tablero 5, según la norma IEEE 519

THDv	Sistemas generales	Tablero 5
	5 %	2,2 %

Aun que no se cumplen el 50 % de los parámetros estipulados por la norma IEC 61000-4-7 la distorsión armónica total del tablero no supera los límites establecidos en la norma IEEE 519 concluimos que en este tablero actualmente no existen problemas con los niveles de armónicos que sean significativos para las cargas asociadas en esta red.

TRANSFORMADOR DE PEDESTAL

La medición de los parámetros eléctricos en el tablero de pedestal se realizó solamente durante una hora en un día de semana, esto debido a dificultades relacionadas con la ubicación del tablero.

Las tensiones de fase, en estado estacionario, registradas en el tablero de pedestal, se mantuvieron dentro de los límites del $\pm 10\%$ establecidos por la NTC 5000 en el artículo 6,1 y por la resolución CREG 024 de 2005 en el artículo 6.2.1.1. Durante el periodo medido no se presentaron sobretensiones o subtensiones, esto se explica presentando los valores mínimos y máximos de cada una de las tensiones de fase, la cual debe ser 127 V (entre línea y neutro):

Para la línea 1 se registró valores entre 123,95 V y 125,71 V, es decir, de $-2,40\%$ a $-1,02\%$.

Para la línea 2 se registró valores entre 125,5 V y 127,0 V, es decir, de $-1,18\%$ a $\pm 0\%$.

Para la línea 3 se registró valores entre 126,01 V y 127,65 V, es decir, de $-0,78\%$ a $+0,51\%$.

El comportamiento de las tensiones registradas para el día 3 del tablero de bienestar universitario se ilustra en el anexo F.1.

La norma NTC-5000 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz y, en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental debe cumplir:

- Frecuencia aceptable durante el 95 % de una semana: $59,8 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 60,2 \text{ Hz}$.
- Frecuencia aceptable durante el 100 % de una semana: $57,5 \text{ Hz} < f \text{ (Hz)} < 63 \text{ Hz}$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia que se muestran en el anexo F.2 se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia fue de 59,89 Hz.

El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,07 Hz.

Como se observa de los resultados anteriores, los valores de frecuencia se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la NTC-5000.

Las mediciones de corrientes para el día 1 indican que hay una circulación de corrientes por el neutro que fluctúa durante el día y alcanza un valor máximo de 27,68 A a las 15:16:59, que representa el 4,69 % de la corriente nominal del transformador, que es 590 A; en este mismo instante las corrientes de líneas fueron 313,77 A, 329,86 A y 312,96 A, las cuales representan 53,2 %, 55,9 % y 53,0 % de la nominal del transformador, respectivamente; del resultado anterior se percibe un bajo desbalance de corrientes en este transformador. Durante el periodo de medición se presentaron dos picos de corriente: el primero de ellos ocurre a las 15:07:55 y los valores de corriente en las líneas son respectivamente 363,27 A, 398,46 A y 393,0 A; el segundo pico de corrientes se presentó a las 15:52:36 y alcanzó los valores más altos de corrientes durante el periodo medido, dichos valores son: 411,27 A para L1, 434,59 A para L2 y 415,09 A para L3. El comportamiento de las corrientes para este día se observan en el anexo F.1.

Los consumos de potencia activa, reactiva y aparente se muestran en el anexo F.3 y describen el siguiente comportamiento:

- El promedio de la potencia aparente consumida durante todo el periodo de medición, fue de 40,86 kVA, 43,11 kVA y 41,30 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente promedio total del transformador de pedestal, durante todo el periodo de medición, fue de 125,27 kVA.
- De las potencias aparentes registradas, los valores superiores durante el periodo fueron de 51,18 kVA, 54,60 kVA, 52,41 kVA, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia aparente total máxima del transformador de pedestal, en el periodo analizado, fue de 158,19 kVA.
- El promedio de la potencia activa consumida durante todo el periodo de medición, fue de 36,11 kW, 38,15 kW y 36,49 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa promedio total del transformador de pedestal, durante todo el periodo de medición, fue de 110,75 kW.
- De las potencias activa registradas, los valores superiores fueron de 42,24 kW, 45,33 kW y 44,16 kW, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia activa total máxima del transformador de pedestal, en el periodo analizado, fue de 131,40 kW.
- El promedio de la potencia reactiva consumida durante todo el periodo de medición, fue de 19,20 kVAr, 20,10 kVAr y 19,39 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.

- La potencia reactiva promedio total del transformador de pedestal, durante todo el periodo de medición, fue de 58,70 kVAr.
- De las potencias reactiva registradas, los valores superiores fueron de 27,15 kVAr, 28,74 kVAr y 26,91 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total máxima del transformador de pedestal, en el pedestal analizado, fue de 82,80 kVAr.
- Los valores mínimos registrados para las potencias reactivas fueron de 12,93 kVAr, 13,47 kVAr y 11,67 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- La potencia reactiva total mínima del transformador de pedestal, en el periodo analizado, fue de 38,16 kVAr.

A partir de los valores de potencia activa y reactiva medidos con el Data Logger FLUKE 1735, se calcularon los valores de exceso de reactivos que se muestran en el anexo F.5 y que se analizan a continuación:

- Los promedios de los valores de exceso de potencia reactiva, durante todo el periodo de medición, son de 1,23 kVAr, 1,21 kVAr y 1,30 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El promedio de los valores de exceso de potencia reactiva total del transformador de pedestal, durante todo el periodo de medición, fue de 3,60 kVAr.
- De los datos de exceso de potencia reactiva registrada, los valores superiores fueron de 6,03 kVAr, 6,08 kVAr y 4,99 kVAr, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El exceso total máximo de potencia reactiva del transformador de pedestal, en el día analizado, fue de 17,10 kVAr.

En cuanto a las mediciones de factor de potencia que se registran en el anexo F.4, se observó lo siguiente:

- Los mínimos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,825, 0,830 y 0,836, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente y cada una de ellas se encuentran fuera del límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- El mínimo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,831 y no cumple con el límite establecido por la resolución CREG 047 del 2004.
- Los máximos factores de potencia inductivos registrados fueron de 0,924, 0,930 y 0,938, en las líneas L1, L2 y L3, respectivamente.
- El máximo factor de potencia inductivo total registrado fue de 0,930.

Cargabilidad del transformador tipo pedestal

Teniendo en cuenta los valores máximos de potencia aparente para cada una de las líneas del transformador de pedestal y sabiendo que la potencia de este es de 225 kVA, se calcula la cargabilidad de las mismas, los resultados se establecen en el cuadro 30.

Cuadro 30. Cargabilidad del Transformador tipo pedestal

Línea	Potencia Aparente máx. [kVA]	Cargabilidad [%]
L1	51,18	68,24
L2	54,60	72,80
L3	52,41	69,88

A partir del cuadro 30 se observa que el porcentaje de carga de cada una de las tres líneas se encuentra alrededor del 70 % de la capacidad nominal por línea y en caso de demandar un aumento en la carga de este transformador se puede adicionar 23,82 kVA, 20,40 kVA y 22,59 kVA a las líneas L1, L2 y L3 respectivamente, para llegar al 100 % de su valor nominal de potencia aparente.

Así mismo, teniendo la potencia aparente máxima consumida en el transformador de pedestal, que fue de 158,19 kVA, se obtiene que la cargabilidad total del mismo es de 70,31 % y que, en caso de demandar un aumento en la carga de este transformador se le puede adicionar 66,81 kVA para alcanzar el valor nominal de su potencia aparente.

Armónicos en el transformador de pedestal

El estudio de armónicos se realizó en base al especificado en la norma IEEE 519 (*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*) y a la norma IEC 61000-4-7 (Técnicas de ensayo y de medida. Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como a los aparatos de medida, aplicable a las redes de suministro y a los aparatos conectados a estas), en base a estas normas se realizó el siguiente estudio.

Los niveles de armónicos de tensión no deben superar los valores establecidos en la norma IEC 61000-4-7 que se indican en el anexo G.

Los niveles de distorsión armónica de tensión no deben sobrepasar los límites estipulados en la norma IEEE 519 que se indican en el anexo H.

Debido a que durante los días de semana es cuando se encuentran activas la mayor cantidad de cargas, se realizaron mediciones solo durante estos periodos.

Para el periodo estudiado los resultados del transformador tipo pedestal son los establecidos en los cuadros 31 y 32.

Cuadro 31. Comparación de niveles de armónicos para el transformador tipo pedestal, según la norma IEC 61000-4-7

Orden del armónico	Límite THDv	Valores transformado de pedestal	Cumple con la IEC 61000-4-7
3	0,9 %	0,34 %	✓
5	0,4 %	1,48 %	X
7	0,3 %	1,06 %	X
9	0,2 %	0,03 %	✓
Para armónicos pares entre el 2 y el 10.	0,2 %	0,07 %	✓
Armónicos de orden de orden comprendido entre el 11 y 40.	0,1 %	0,004 %	✓
✓ Cumple. X No cumple.			

Durante el tiempo de medición se detectaron valores superiores a los estipulados por la norma, estos valores se generan debido a las cargas no lineales existentes sin embargo en el circuito alimentado por el transformador tipo pedestal no existe gran número de equipos de cómputo a esto se le suma el hecho de que este es el transformador de mayor potencia de la universidad con 225 kVA lo que hace a esta sección de la red más robusta por lo que los armónicos inciden en menor proporción en esta red.

Comparación de niveles de armónicos según la norma IEE 519.

Cuadro 32. Comparación de niveles de armónicos para el transformador tipo pedestal, según la norma IEEE 519

THDv	Sistemas generales	Tablero 1
	5 %	1,8 %

Aun que no se cumplen algunos de los parámetros estipulados por la norma IEC 61000-4-7 la distorsión armónica total del tablero no supera los límites establecidos en la norma IEEE 519, concluimos que actualmente en este transformador no existen problemas con los niveles de distorsión armónica que sean significativos para las cargas asociadas en esta red.

3.2 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DEL SISTEMA BAJO PRUEBA

3.2.1 Cálculo del banco de condensadores para corrección del factor de potencia del sistema. Durante la operación del sistema eléctrico de la universidad se presentan periodos de consumo máximo y mínimo, por tanto se hace necesario el cálculo de 2 pasos de condensadores para corregir el factor de potencia, uno en los momentos de máxima demanda y otro en los momentos de mínima demanda. Este cálculo se realiza de forma individual para cada uno de los transformadores analizados en el proyecto y tiene en cuenta las siguientes variables:

- P: Potencia activa en el momento que se desea hacer la corrección.
- Fp1: Factor de potencia en el momento elegido para hacer la corrección.
- Fp2: Factor de potencia deseado.
- Kc: Factor de corrección extraído del cuadro 6.

Para realizar el cálculo de la potencia reactiva se utiliza la ecuación 17.

$$Q_c = K_c \times P$$

A partir del análisis y los cálculos siguientes se obtuvieron los esquemas eléctricos ilustrados en el anexo O, los cuales incluyen circuitos de fuerza y circuitos de control para los bancos de condensadores.

Tablero 1

Para la corrección en el momento de mayor demanda de potencia reactiva se hace la corrección de 0,84 a 0,92; se toma el valor de 0,92 y no un valor superior con el fin de evitar sobre compensaciones del factor de potencia durante las horas del día que pueden ocasionar sobretensiones o resonancias LC.

Las variables necesarias son las siguientes:

- $P = 52,8 \text{ kW}$
- $Fp1 = 0,84$
- $Fp2 = 0,92$
- $Kc = 0,22$

Nota: Remitirse al punto 2 mostrado en los anexos I.1 e I.3.

La potencia reactiva a compensar será de:

$$Q_C = 0,22 \times 52,8 \text{ kW}$$

$$Q_C = 11,616 \text{ kVAr}$$

Esta sería la compensación en el momento de mayor demanda, debido a la característica de las cargas de la universidad en donde el consumo no es constante se debe corregir el factor de potencia teniendo en cuenta de no hacer sobrecompensación, de suceder esto los niveles de tensión de la red en esos momentos se puede aumentar significativamente generando otros problemas asociados a este hecho.

Para el cálculo de la potencia del banco de condensadores en el momento de mínima demanda los datos necesarios son los siguientes:

- $P = 8,1 \text{ kW}$
- $Fp1 = 0,76$
- $Fp2 = 1,0$
- $Kc = 0,593$

Nota: Remitirse al punto 1 mostrado en los anexos I.1 e I.2.

La potencia reactiva a compensar será de:

$$Q_C = 0,593 \times 8,1kW$$

$$Q_C = 4,8kVAr$$

Por tanto, la solución que se propone es la de conectar un banco fijo con una potencia de 5/6 kVAr, además de este banco que se denominara banco base se conectara en paralelo al primero un banco adicional de 10 kVAr que será controlado con un relé programable por semanas para que entre a funcionar de lunes a viernes a las 06 horas y se desconecte alrededor de las 18:30 horas de esta manera se compensara en 2 pasos de condensadores, el factor de potencia asociado a la instalación del primer tablero.

Tablero 2

Corrección de 0,85a 0,92 se toma el valor de 0,92 y no un valor superior con el fin de evitar sobre compensaciones del factor de potencia durante las horas del día que pueden ocasionar sobretensiones o resonancias LC.

Los datos necesarios son los siguientes:

- $P = 55,98 \text{ kW}$
- $Fp1 = 0,855$
- $Fp2 = 0,92$
- $Kc = 0,194$

Nota: Remitirse al punto 4 mostrado en los anexos J.1 e J.3.

La potencia reactiva a compensar será de:

$$Q_C = 0,194 \times 55,98kW$$

$$Q_C = 10,86kVAr$$

Esta sería la compensación en el momento de mayor demanda, debido a la característica de las cargas de la universidad en donde el consumo no es constante se debe corregir el factor de potencia teniendo en cuenta de no hacer sobrecompensación, de suceder esto los niveles de tensión de la red en esos

momentos se puede aumentar significativamente generando otros problemas asociados a este hecho.

Calculo de la potencia del banco de condensadores en el momento de mínima demanda

Los datos necesarios son los siguientes:

- $P = 2,4 \text{ kW}$
- $Fp1 = 0,835$
- $Fp2 = 1,0$
- $Kc = 0,672$

Nota: Remitirse al punto 3 mostrado en los anexos J.1 e J.2.

La potencia reactiva a compensar será de:

$$Q_c = 0,672 \times 2,4 \text{ kW}$$

$$Q_c = 1,62 \text{ kVAr}$$

Debido a que el valor comercial mínimo que se ha conseguido hasta el momento ha sido de 5/6 kVAr, se colocara igual que en el caso del tablero 1 un banco base de 5 kVAr y en ciertas horas se conectara en paralelo otro banco de 10 kVAr para compensar el factor de potencia en horas de mayor demanda.

Tablero 3

A pesar de que no se presentaron excesos de reactivo significativos para aumentar el factor de potencia de 0,91 a 0,95 se conectara un banco fijo de capacitores de 5/6 kVAr fijo con el fin de aumentar la fiabilidad del sistema en general y evitar de esta manera que por aumento o cambio de las cargas asociadas a este circuito disminuya el factor de potencia por debajo de 0,9.

Tablero 4

El tablero 4 no presenta valores bajos de factor de potencia durante las hora del día sin embargo, en las horas de la noche y la madrugada se presentan

oscilaciones del factor de potencia como se puede observar en el anexo D12; dichas oscilaciones se deben a que la carga asociada a este tablero es muy baja durante esas horas y cualquier carga que consuma reactivos genera un problema en el factor de potencia. La solución más favorable es la de corregir puntualmente las cargas que quedan conectadas a este tablero durante las horas de la noche.

Tablero 5

En el tablero 5 también se presentan problemas del factor de potencia, estos problemas se pueden solucionar con la conexión de un banco de 5/6 kVAr fijo conectado al barraje donde están las cargas asociadas a este tablero, y en este caso no se utilizan 2 pasos de condensadores por que la potencia a compensar no es muy grande (1,8 kVAr).

Transformador tipo pedestal

Corrección de 0,86 a 0,92 se toma el valor de 0,92 y no un valor superior con el fin de evitar sobre compensaciones del factor de potencia durante las horas del día que pueden ocasionar sobretensiones o resonancias LC.

Las variables necesarias son las siguientes:

- $P = 115 \text{ kW}$
- $Fp1 = 0,86$
- $Fp2 = 0,92$
- $Kc = 0,167$

Nota: Remitirse al punto 5 mostrado en los anexos K.1 e K.2.

La potencia reactiva a compensar será de:

$$Q_C = 0,167 \times 115 \text{ kW}$$

$$Q_C = 19,205 \text{ kVAr}$$

La solución recomendada es la conexión de un banco de 5/6 kVAr como base y en las horas de mayor demanda de potencia reactiva se conectara en paralelo un banco de condensadores de 15 kVAr.

3.2.2 Selección de equipos utilizados para la corrección del factor de potencia. La selección de los equipos a utilizar se hizo en base a los siguientes documentos:

- *Proyecto de Norma Técnica Colombiana NTC 5000.*
- *National Electrical Code. Handbook.* Décima edición.
- Schneider Electric. *Catálogo del Electricista. Capítulo 1:* Distribución en Baja Tensión.
- Schneider Electric. *Catálogo del Electricista. Capítulo 2:* Compensación de energía reactiva.

La lista total de los materiales requeridos para implementar la corrección del factor de potencia en la UTB, sede Ternera se muestra en el anexo M y a continuación se desarrolla la selección de cada uno de ellos.

3.2.2.1 Banco de condensadores. Las potencias necesarias en cada uno de los tableros ya se calcularon en la sección 3.2.1 y se distribuirán en los tableros y transformadores como se establece en el cuadro 33.

Cuadro 33. Bancos de condensadores elegidos para cada tablero

Tablero	Transformador	Potencia del transformador	Potencia banco fijo	Potencia banco dinámico	Pasos de condensadores
1	1	150 kVA	5/6 kVAr	10 kVAr	2
2	2	150 kVA	5/6 kVAr	10 kVAr	2
3	3	150 kVA	5/6 kVAr	N/A	1
4	4	112,5 kVA	N/A	N/A	0
5	6	75 kVA	5/6 kVAr	N/A	1
N/A	5	225 kVA	5/6 kVAr	15 kVAr	2

Nota: La tensión de trabajo de los condensadores es de 220/240.

Las potencias de los bancos de condensadores indicadas en el cuadro 33, se cotizaron en el catálogo 2009-2010 de Schneider Electric y las referencias y los precios se muestran en el cuadro 34. La figura 27 muestra una imagen de los módulos de condensadores Varplus.

Cuadro 34. Cantidad requerida de bancos de condensadores y precios

Potencia	Referencia	Precio (unitario)	Cantidad
5/6 kVAr	51303	511.000	5
10 kVAr	51307	585.000	2
15 kVAr	51309	691.000	1
Fuente: Schneider Electric - Lista de Precios 2009			

Figura 27. Modulo trifásico de condensadores Varplus, tensión 220/240 V



Fuente: Schneider Electric - Lista de Precios 2009

Figura 28. Relé programable semanal



Fuente: Schneider Electric - Lista de Precios 2009

3.2.2.2 Selección del relé programable. Debido a que la conmutación de todos los bancos se realizara al mismo tiempo es necesario un relé de 1 salida y que sea programable por semana en función de la hora y de los días de la semana, además que exista la facilidad de programarlo por medio de conexión a PC con posibilidad de simular las maniobras a realizar durante la semana, también debe tener una batería interna que le permita autonomía en caso de que exista una falla eléctrica para que el programa interno del relé no se pierda y no genere traumatismos; todas estas características son cumplidas por el relé programable de referencia CCT 15720 de Schneider Electric, cuya imagen se muestra en la figura 28 y sus funciones se establecen en el cuadro 35.

Cuadro 35. Características del relé programable CCT 15720

Relé programable semanal CCT 15720	Características
	Salidas 1
	Numero de conmutaciones por semana 28.
	Retención de programa interno en caso de falla de alimentación principal 5 años (batería de litio)
	Visualización diaria en el display de las horas programadas sin necesidad de entrar a consultarlas.
	Imax=16 A / 250 V en AC.
	Consumo 6 VA.
	Tensión de trabajo 220 V
Fuente: Schneider Electric - Lista de Precios 2009	

3.2.2.3 Selección de contactores. El cuadro 36 muestra la cotización de los contactores elegidos para accionar los bancos de condensadores y para su criterio de selección se cita textualmente el documento “Compensación de energía reactiva y filtro de armónicos” de Schneider Electric pág. 21:

Los condensadores forman, con los circuitos a cuyas bornas están conectados, circuitos oscilantes que pueden producir en el momento de las conexiones corrientes transitorias de elevada intensidad (> 180 In) y de frecuencias elevadas (de 1 a 15 kHz). Para solucionar este problema sin tener que acudir a contactores extraordinariamente sobredimensionados se aumentaba la inductancia de la línea con el acoplamiento en serie de inductancias de choque. Un contactor específicamente diseñado para el mando de condensadores es la serie de contactores Telemecanique modelo LC1-D.K. están equipados con un bloque de contactos adelantados y con resistencias de preinserción que limitan el valor de la corriente en la conexión a 60 In. El diseño patentado del aditivo garantiza la limitación de la corriente de conexión con lo que aumenta la durabilidad de los componentes de la instalación y en particular la de los fusibles y condensadores.

Cuadro 36. Referencias y precio de los contactores seleccionados

Potencia del banco	Referencia contactor	Precio (unitario)	Cantidad
5/6 kVAr	LC1DFK11	275.400	5
10 kVAr	LC1DLK11	367.200	2
15 kVAr	LC1DMK11	448.000	1

Fuente: Schneider Electric - Lista de Precios 2009

3.2.2.4 Selección de relé auxiliar. Como se mencionó anteriormente el relé programable de referencia 15720 tiene solo una salida, sin embargo este relé debe activar 3 bobinas de contactores, para evitar una conexión directa de las 3 bobinas de contactores en la única salida del relé se utilizará como equipo auxiliar un relé sencillo de referencia RXM4AB2P7 con bobina a 220 V que se muestra en la figura 29; de esta manera la señal del relé 15720 llegará primero al relé y por medio de los contactos normalmente abiertos se energizarán las bobinas. El relé requiere una base para su conexión la cual se muestra en la figura 30. El cuadro 37 muestra las características del relé auxiliar y el cuadro 38 muestra la cotización del mismo.

Figura 29. Relé de familia RMX4A



Fuente: Catálogo Zelio Relay Telemecanique de Schneider Electric

Cuadro 37. Características del relé RXM4AB2P7

Relé RXM4AB2P7	Características
	Capacidad de corriente por contacto 6 A
	Led indicador
	Botón de prueba
	Tensión de trabajo de la bobina 220 V
4 contactos normalmente abiertos y 4 normalmente cerrados	
Fuente: Catálogo Zelio Relay Telemecanique de Schneider Electric	

Figura 30. Bases para relés de familia RMX4A



Fuente: Catálogo Zelio Relay Telemecanique de Schneider Electric

Cuadro 38. Referencias y precio del relé y base seleccionados

Dispositivo	referencia	precio	cantidad
relé	RXM4AB2P7	54.200	1
Base	RXZE2M114M	37.000	1
Fuente: Catálogo Zelio Relay Telemecanique de Schneider Electric			

3.2.2.5 Pilotos y pulsadores. Los pilotos y pulsadores necesarios para la visualización de las operaciones de los dispositivos de control y fuerza son los siguientes:

10 pilotos color verde referencia XB7EV63, precio unitario \$20.000,00.

10 pilotos color rojo referencia XB7EV64, precio unitario \$20.000,00.

7 pulsadores de contactos abiertos referencia 9001KR1GH13 precio unitario \$87.500,00.

7 pulsadores de contactos cerrados referencia 9001KR1RH13 precio unitario \$87.500,00.

3.2.2.6 Selección del interruptor. Para la selección del interruptor se estudio la sección 460 del NEC *handbook* y la sección 460 de la NTC 2050 la observación que se hace en las secciones de las normas es la misma que el dispositivo de protección debe soportar no menos del 135 % del valor nominal de la potencia del banco de condensadores, en el diseño actual se utiliza un 143 % cumpliendo con lo recomendado en el catálogo del electricista se cita el texto como sigue:

Deberán tomarse algunas precauciones: Deberá ser un interruptor con protección termomagnética del tipo C60N/H o C120N/H. El calibre de la protección deberá ser 1,43 veces el I_n de la batería, con el objeto de limitar el sobrecalentamiento producido por las armónicas que generan los capacitores. La protección magnética debe proteger contra cortocircuitos con corrientes al menos 10 veces la I nominal del condensador, por lo que se debe utilizar Curva D en todos los casos.

En base a lo anterior las protecciones termomagnéticas de cada una de las baterías se calcula con la ecuación 3.1.

$$I_{proteccion} = \frac{P \text{ (banco kVAr)}}{\sqrt{3} \cdot 220V} \times 1,43 \quad \text{Ec. 3.1}$$

Las potencias de los bancos a utilizar son:

- 5/6 kVAr

- 10 kVAr
- 15 kVAr

Por lo que el cálculo de la protección para cada una de las potencias es la siguiente:

Caso 1: 5/6 kVAr. El fabricante de los condensadores indica que para el caso de estas baterías la potencia puede oscilar entre 5 y 6 kVAr, por lo que el cálculo del interruptor se realiza reemplazando la potencia mayor en la ecuación 3.1.

$$I_{proteccion} = \frac{6 \text{ kVAr}}{\sqrt{3} \cdot 220V} \times 1,43$$

$$I_{proteccion} = 22,5A$$

Como no existe comercialmente el valor de 22,5 A se escoge el valor superior más cercano que es 25 A.

Caso 2: 10 kVAr.

$$I_{proteccion} = \frac{10 \text{ kVAr}}{\sqrt{3} \cdot 220V} \times 1,43$$

$$I_{proteccion} = 37,5A$$

Como no existe comercialmente el valor de 37,5 A se escoge el valor superior más cercano que es 40A.

Caso 3: 15 kVAr.

$$I_{proteccion} = \frac{15 \text{ kVAr}}{\sqrt{3} \cdot 220V} \times 1,43$$

$$I_{proteccion} = 56,29A$$

Como no existe comercialmente el valor de 56,29 se escoge el valor superior más cercano que es 63A.

El cuadro 39 muestra las referencias y los precios de los interruptores seleccionados para la instalación de los bancos de potencia.

Cuadro 39. Referencias y precios de los interruptores seleccionados

Potencia	Protección (A)	Referencia	Precio	Cantidad
5/6 kVAr	25	24676	160.000	5
10 kVAr	40	24678	185.000	2
15 kVAr	63	24680	280.000	1
Fuente: Catálogo Merlin Gerin de Schneider Electric 2007				

3.2.2.7 Selección de los conductores. Para el cálculo de los conductores se aplica el mismo factor que en el caso de los interruptores haciendo uso de los cálculos realizados para los interruptores el calibre de los conductores utilizados son los establecidos en el cuadro 40.

Cuadro 40. Referencias y precios de los conductores seleccionados

Potencia	Calibre (AWG 90°C)	Precio x metro	Cantidad (m)
5/6 kVAr	12	1.773	50
10 kVAr	10	2.550	20
15 kVAr	6	5.692	20
Fuente: Centelsa - Lista de Precios 2010			

Para el circuito de control se utilizaran 50 m de cable #16 \$ 1.000/m

3.3 CONSUMO EFICIENTE DE ENERGÍA

Como una recomendación en cuanto al consumo eficiente de la energía, se presentan los resultados de un estudio sobre la energía eléctrica consumida por las lámparas fluorescentes, que en la actualidad debe ser controlada debido a que la iluminación es una de las formas más comunes de consumo energético. Gracias a la aplicación de dispositivos electrónicos se han logrado mejoras en el funcionamiento de los sistemas de iluminación que nos permiten aumentar la vida útil de las luminarias y a su vez disminuir en el consumo de potencia eléctrica.

El sistema de alimentación utilizado actualmente en lámparas fluorescentes es el balastro, que es utilizado para el arranque de la lámpara y para limitar la corriente

de operación en la misma. Los balastos electrónicos para lámparas fluorescentes ofrecen varias ventajas considerables sobre los balastos electromagnéticos, como es un ahorro promedio aproximado entre 20 % y 25 % para la misma intensidad luminosa.

3.3.1 Balastro electromagnético. El balastro electromagnético consiste básicamente en un núcleo de láminas de acero rodeadas por dos bobinas de cobre o aluminio. Este arreglo transforma potencia eléctrica en una forma apropiada de arrancar y regular la corriente en la lámpara fluorescente. El capacitor en dichos balastos optimiza el factor de potencia, de tal forma que pueda utilizar la energía de manera más eficiente. Los balastos electromagnéticos que están equipados con el capacitor son considerados balastos de alto factor de potencia.

Ventajas del balastro electromagnético respecto al electrónico:

- Por su constitución es más robusto físicamente.

Desventajas del balastro electromagnético respecto al electrónico:

- Ocupan mayor espacio.
- Generan ruido.
- El balastro se calienta en operación normal.
- Más sensible a los cambios de tensión de línea.
- Trabaja a la frecuencia de la red lo que genera pérdidas por calentamiento y ruido.

3.3.2 Balastro electrónico. Con la evolución de la electrónica se han generado grandes mejoras en el funcionamiento de los balastos. El balastro electrónico maneja componentes totalmente diferentes al electromagnético, estos encienden y regulan las lámparas a frecuencias mayores a 20 kHz normalmente 35 kHz mediante el uso de componentes electrónicos.

Ventajas del balastro electrónico respecto al electromagnético:

- Incremento de la eficiencia de la lámpara.
- Incremento en el tiempo de vida de la lámpara.
- Menores pérdidas (menor calentamiento).

- No hay parpadeo arranque instantáneo.
- Ausencia de efecto estroboscópico.
- Facilidad para efectuar regulación.
- Menor peso y exento de ruido.
- Factor de potencia corregido.
- Potencia constante con variaciones de tensión de línea.

Desventajas balastro electrónico respecto al electromagnético:

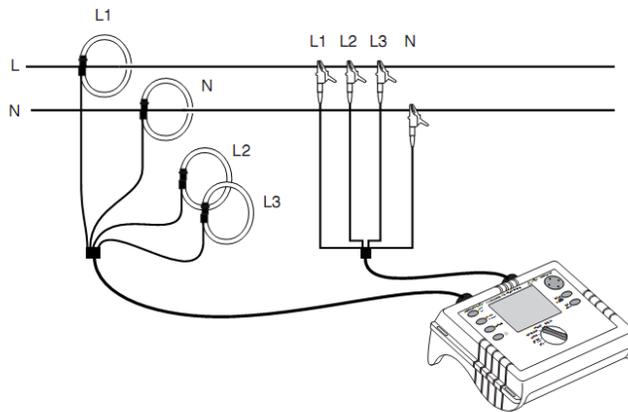
- Precio más elevado que el del balastro electromagnético equivalente (algo muy relativo).

3.3.3 Estudio comparativo entre el balastro electromagnético y el balastro electrónico. En el transcurso del estudio de las luminarias de la UTB sede ternera se realizaron pruebas con el objetivo de optimizar el consumo de las luminarias desde el punto de vista de calidad y eficiencia energética; por lo que se procedió a realizar lecturas de armónicos de tensión y corrientes con el equipo Data Logger Fluke 1735 los resultados de este estudio se muestran a continuación.

Conexión del equipo de medición.

Se habilitó el equipo para el análisis de cargas monofásicas utilizando la conexión del data logger que se muestra en la figura 31.

Figura 31. Conexión del equipo data logger fluke 1735 configuración monofásica



Fuente: Fluke Corporation. 2006. 1735 Power Logger. Manual de uso.

Las sondas de corriente del equipo datta logger se configuraron para realizar lecturas a su escala mínima de 15 A.

Se ubicó el selector del equipo en armónicos y se almacenaron datos cada 0,5 segundos; luego de almacenar los datos se guardaron imágenes instantáneas de los valores de potencia y las formas de onda de tensión y corriente para los dos tipos de balastos. En la figura 32 se ilustra el equipo de medición instalado para la prueba.

Figura 32. Montaje de equipos en laboratorio para comparación de balastos electromagnético y electrónico.



Montaje de los elementos para la prueba

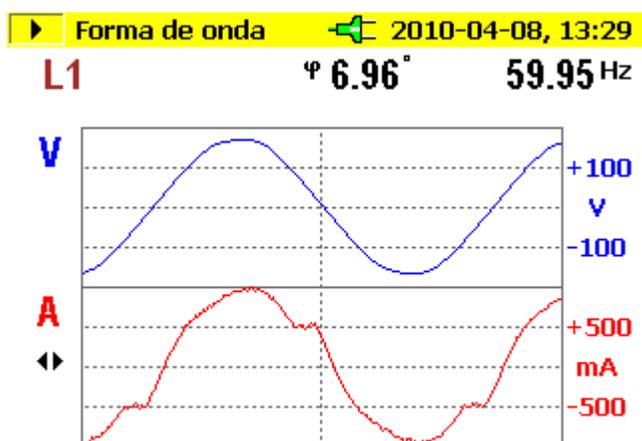
Caso de estudio 1: se utilizaron lámparas tipo T12 con balastro electromagnético y los resultados se establecen en el cuadro 41.

Cuadro 41. Resultados de mediciones para una lámpara T12 con balastro electromagnético

Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia activa (W)	Potencia aparente (VA)	FP	THDv %	THDi %
120,2	0,67	81	81	0,997	1,5	10,5

Las formas de onda de tensión y corriente para el caso de los balastos electromagnéticos son los mostrados en la figura 33.

Figura 33. Forma de onda de tensión y de corriente para una lámpara T12 con balastro electromagnético



Durante el tiempo de medición se observaron variaciones importantes en la forma de onda de corriente que se reducen finalmente al valor de distorsión armónica obtenido para el caso del balastro electromagnético que fue de 10,5 %.

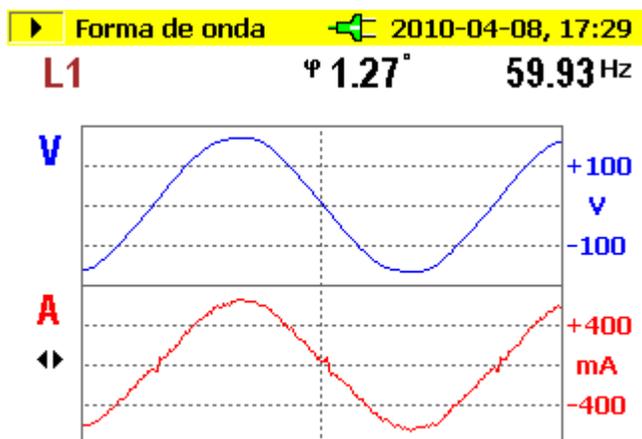
Caso de estudio 2: lámparas de tipo T12 con balastro electrónico y los resultados se establecen en el cuadro 42.

Cuadro 42. Resultados de mediciones para una lámpara T12 con balastro electrónico

Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia activa (W)	Potencia aparente (VA)	FP	THDv %	THDi %
121,4	0,44	54	54	1	1,36	3,86

Las formas de onda de tensión y corriente para el estudio con el balastro electrónico son los mostrados en la figura 33.

Figura 34. Forma de onda de tensión y de corriente para una lámpara T12 con balastro electrónico



A pesar de que sigue existiendo una pequeña deformación en la forma de onda de corriente se observa una mejora significativa en comparación con el balastro electromagnético, las distorsiones más importantes en la onda de corriente se presentan en el cruce por cero de la señal; sin embargo, el factor de distorsión armónica de corriente es de 3,86 % lo que significa que la distorsión 2,7 veces menor.

El cuadro 43 registra los datos medidos de potencia consumida por cada par de lámparas dependiendo del tipo de balastro que se utilice; así mismo, se tiene una estimación del ahorro que representa el uso de un balastro electrónico frente al uso de un balastro electromagnético.

Cuadro 43. Comparación del uso de balastro eletromagnético y balastro electrónico

Caso	Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia activa (W)	Potencia aparente (VA)	FP	THDv %	THDi %
1	120,2	0,67	81	81	0,997	1,5	10,5
2	120,2	0,44	54	54	1	1,35	3,85
Ahorro	N/A	0,23	27	27	N/A	0,15	6,65

Como se pudo apreciar en el cuadro anterior, existe una reducción de 27W en el consumo de potencia eléctrica, solo con el cambio de balastro de magnético a electrónico, lo que es un ahorro significativo si tenemos en cuenta la cantidad de lámparas que existen en la universidad.

Utilizando el estudio previo realizado por Bermúdez Cano⁷, donde se estimó la cantidad de luminarias existentes en la UTB, sede ternera y tomando como referencia solo la cantidad de luminarias existentes en el bloque de aulas 1 y 2, se obtienen los resultados indicados en el cuadro 44.

Cuadro 44. Estimación del ahorro de energía teniendo en cuenta la cantidad de lámparas utilizadas en la UTB

Bloque	Cantidad de luminarias	Potencia consumida balastro caso 1 (kW)	Potencia consumida balastro caso 2 (kW)	Ahorro por hora (kW)
A1	302	12,231	8,154	4,077
A2	574	23,247	15,498	7,749
Totales	876	35,478	23,652	11,826

Nota: el estudio se realizó por cada par de lámparas (1 porta lámparas).

Para este caso se utilizó una cantidad parcial de luminarias, solo los bloques A1 y A2 el ahorro es mucho mayor si se tiene en cuenta las demás luminarias.

⁷ Bermúdez Cano, Joe y Espitia Mejía, Devier Enrique. 2008. *Evaluación y análisis de carga en la Universidad Tecnológica de Bolívar campus Ternera*. Universidad Tecnológica de Bolívar. Cartagena: s.n., 2008. Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingenieros Electricistas.

Para un precio de 300 pesos por kWh durante una hora de trabajo el ahorro con solo el cambio de balastro sería de \$3547,8 pesos lo que representa para el caso de que las luces se mantengan encendidas durante 10 horas en un día un ahorro de \$ 35478 y durante un mes solo en el edificio de aulas 1 y 2 el cambio significaría un ahorro potencial de energía eléctrica de 886950 pesos cabe destacar que el ahorro general en la instalación de la universidad es mayor; debido a que solo se han tomado en cuenta las luminarias ubicadas en el edificio de aulas 1 y 2.

Los precios para los balastros son los siguientes:

- Balastro electromagnético \$22000 pesos.
- Balastro electrónico \$25000 pesos.

El cambio de balastro tiene mucho más sentido debido a que la diferencia de precios entre un balastro electromagnético y un balastro electrónico es de 3000 pesos (precio al detal).

Finalmente si además del cambio del balastro se procede a cambiar los tubos fluorescentes T12 por tubos T8 existirá además de una disminución en el consumo de energía eléctrica un aumento en el flujo luminoso por cada lámpara lo que significa una mejor iluminación y por tanto una mayor comodidad.

4. CONCLUSIONES

Los niveles de distorsión armónica registrados en cada uno de los tableros no sobrepasaron los límites establecidos en las normas de referencia, además la distorsión armónica de tensión actual no es suficiente para afectar a ninguna de las cargas asociados a los circuitos de los tableros.

Existen problemas del factor de potencia en 5 de los 6 transformadores de la universidad, estos problemas se acentúan de mayor manera en horas de la noche cuando la demanda de potencia de la universidad es baja y cualquier carga conectada con bajo factor de potencia genera un exceso de energía reactiva.

Luego de realizar el estudio de calidad de energía podemos decir que a excepción de los problemas de factor de potencia en la universidad, no se presentan perturbaciones que sean significativas para el sistema eléctrico de la UTB sede ternera.

Los niveles de tensión existentes en la salida de los transformadores es elevada en comparación al valor nominal de alimentación de las cargas asociadas, sin embargo no califica como sobretensiones debido a que la tensión de salida está dentro del rango de +/- 10 %.

Durante el estudio no se presentaron desbalances de tensión que superaran los límites establecidos en las normas de referencia.

Luego de medir las potencias entregadas por cada uno de los tableros podemos afirmar que actualmente en ninguno de los transformadores se presentan sobrecargas.

5. RECOMENDACIONES

Realizar el cambio de tap del transformador 1 y 2 para disminuir los niveles de tensión de salida de los mismos.

Hacer un mantenimiento general a los equipos principales de la subestación eléctrica durante la inspección se encontraron arcos en cables y conexiones, generados por sulfatamientos y fallas en el aislamiento en media tensión.

Revisar el sistema de puesta a tierra de la universidad y realizar la equipotencialización del sistema de puesta a tierra en general.

Realizar el cambio de los balastos electromagnéticos instalados actualmente por balastos electrónicos con el fin de aumentar la eficiencia de la energía consumida en las instalaciones de la UTB en las luminarias de tipo fluorescentes.

Crear un sistema y un plan de mantenimiento general para las instalaciones de la UTB que incluya la parte eléctrica de los equipos de aire acondicionado y luminarias prestando especial atención a los reflectores existentes en la universidad. Durante el estudio se notificó el consumo excesivo de energía reactiva por parte de algunos reflectores en los que el capacitor interno de compensación ha perdido propiedades o se ha dañado.

A partir del diagrama unifilar general expuesto en este trabajo realizar un segundo levantamiento con un dispositivo seguidor de circuitos, con el fin de asociar en su totalidad los circuitos conectados a los transformadores de la UTB.

Realizar un nuevo estudio a nivel de media tensión en la universidad, en la medida de lo posible con un equipo que realice medidas clase A para, además de tener un nuevo análisis de calidad general en un instante de tiempo se confirme durante uno o 2 meses el consumo facturado por la empresa comercializadora de la energía eléctrica.

Se recomienda la implementación del sistema de corrección del factor de potencia diseñado en el presente trabajo.

6. REFERENCIAS

Bermúdez Cano, Joe y Espitia Mejía, Devier Enrique. 2008. *Evaluación y análisis de carga en la Universidad Tecnológica de Bolívar campus Ternera.* Universidad Tecnológica de Bolívar. Cartagena : s.n., 2008. Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingenieros Electricistas.

Energía Empresarial de la Costa. Evite penalizaciones por exceso de ENERGÍA REACTIVA. [aut. libro] Edison Vélez Delgado.

Fluke Corporation. 2006. *1735 Power Logger.* Everett, USA : s.n., 2006. Manual de uso.

—. **2006.** *1735 Three-Phase Power Logger.* Everett, USA : s.n., 2006. Technical Data.

—. The 3-Phase Power Logger for Electricians. *1735 Demo.* [En línea] http://www.fluke.nl/comx/products/demos/1735_Demo.swf.

IEC. 2002. Compatibilidad electromagnética (CEM): Técnicas de ensayo y de medida. Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como a los aparatos de medida, aplicable a las redes de suministro y a los aparatos conectados a éstas. *IEC 61000-4-7.* 2002.

—. **2003.** Electromagnetic compatibility (EMC): Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods. *IEC 61000-4-30.* 2003.

IEEE. 1995. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. *IEEE Std 1159.* 1995.

—. **1992.** IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. *IEEE Std 519.* 1992. American National Standard (ANSI).

INELAP, S.A. de C.V. *Compensación de Potencia Reactiva.* Culiacan, México : s.n.

Leonardo Power Quality Initiative (LPQI). 2002. Perturbaciones de Tensión - Introducción al Desequilibrio. [aut. libro] Johan Driesen y Thierry Van Craenenbroeck. *Guía de Calidad de la Energía Eléctrica.* 2002.

Llamas, A. y de los Reyes, J. *Instrumentación para determinar la calidad del suministro eléctrico.* Centro de Estudios de Energía, ITESM Campus Monterrey. Monterrey : s.n.

National Fire Protection Association, Inc. (NFPA). 2005. *National Electrical Code. Handbook.* Décima edición. Quincy : s.n., 2005.

Ramírez Torres, Francy. 2009. *Proyecto de Norma Técnica Colombiana NTC 5000.* 2009.

Schneider Electric. Compensación de energía reactiva. *Catálogo del Electricista.* 2.

—. Distribución en Baja Tensión. *Catálogo del Electricista.* 1.

—. 2004. La calidad de la energía eléctrica. [aut. libro] Philippe Ferracci. *Cuaderno Técnico nº 199.* Barcelona : s.n., 2004.

—. 2001. Las perturbaciones eléctricas en BT. [aut. libro] Roland Calvas. *Cuaderno Técnico nº 141.* Barcelona : s.n., 2001.

—. 2009. Lista de precios 2009. [Documento]. Bogotá : s.n., Julio de 2009.

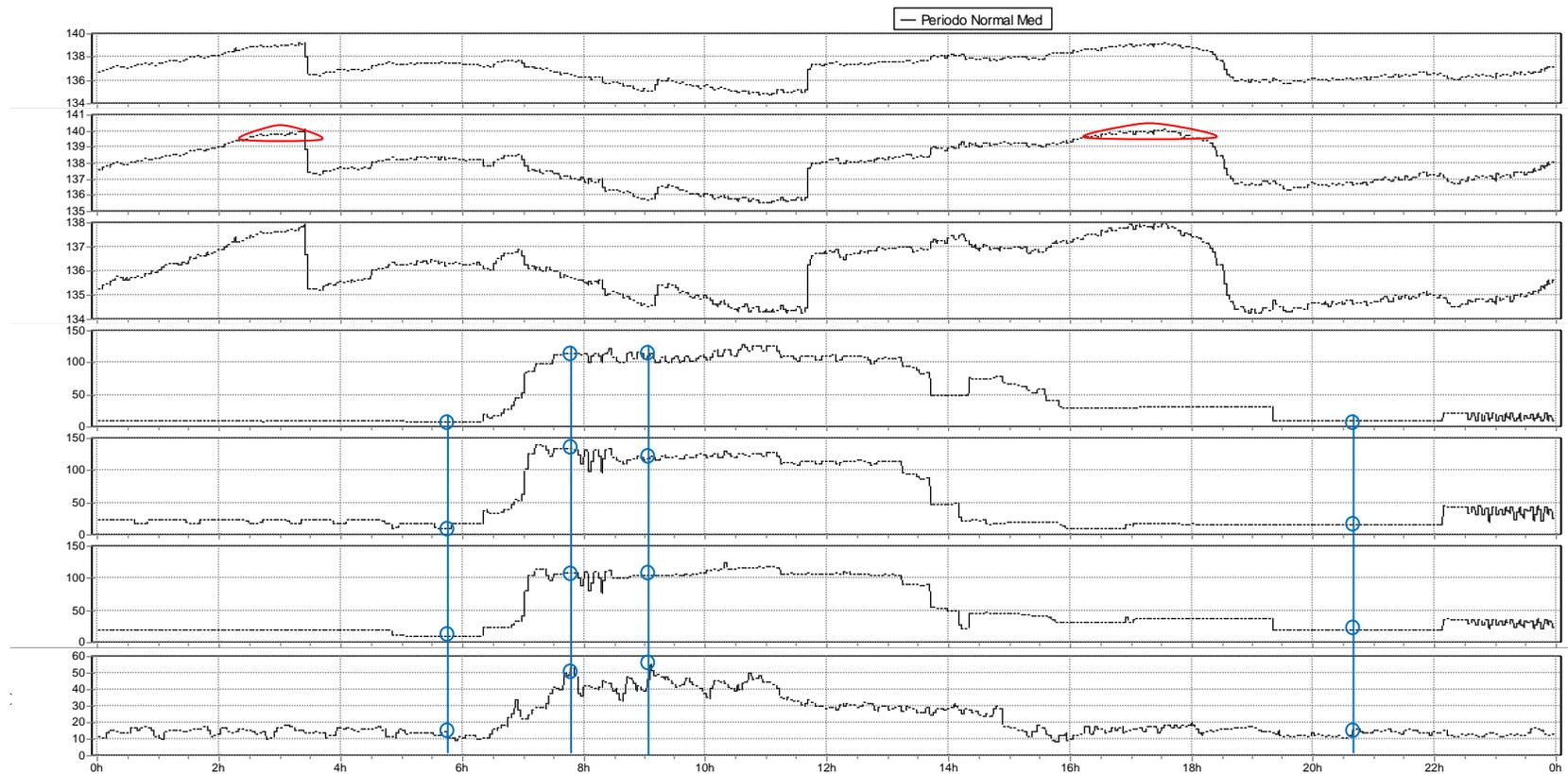
ANEXOS

ANEXO A. Mediciones para el Tablero 1

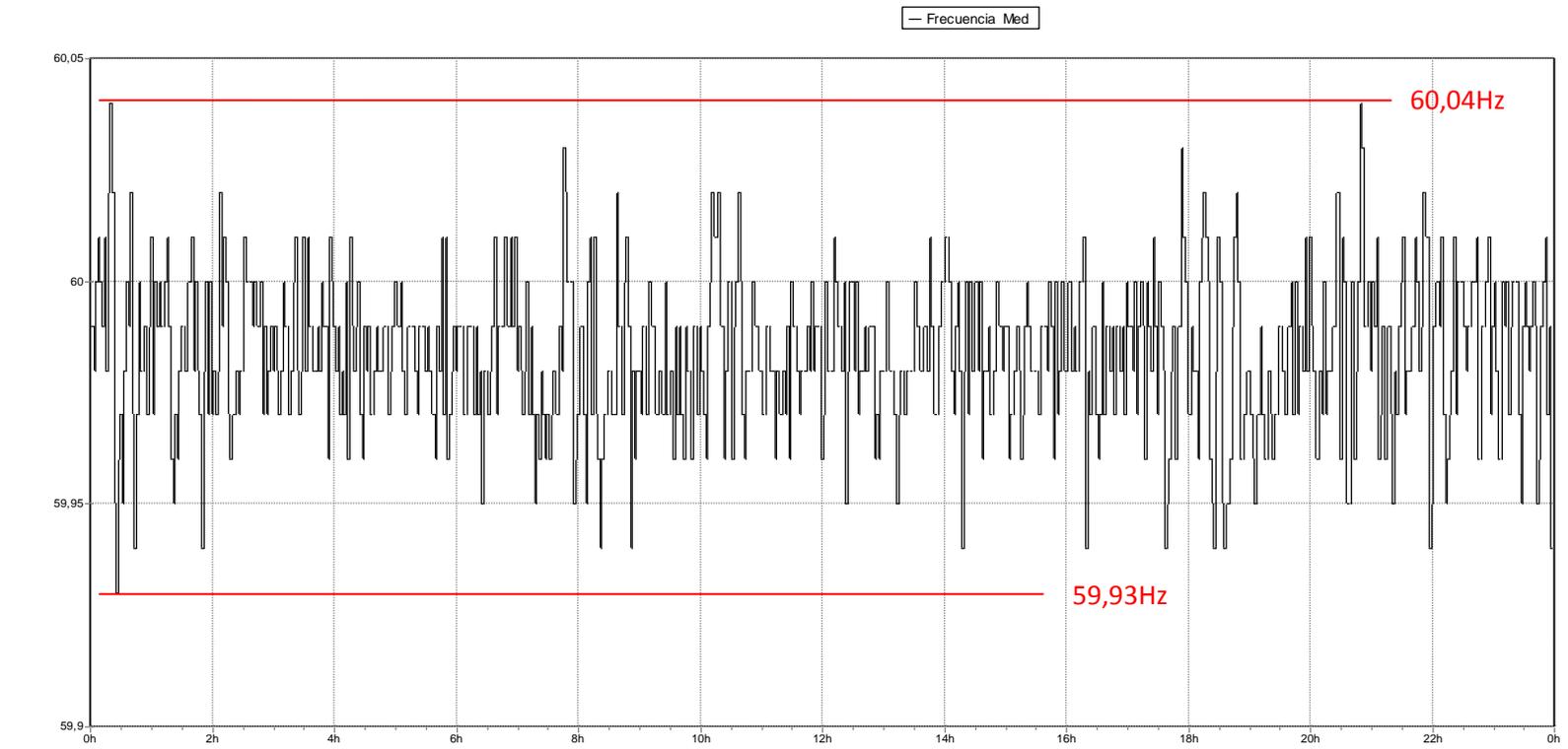
A 1. Día 1: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

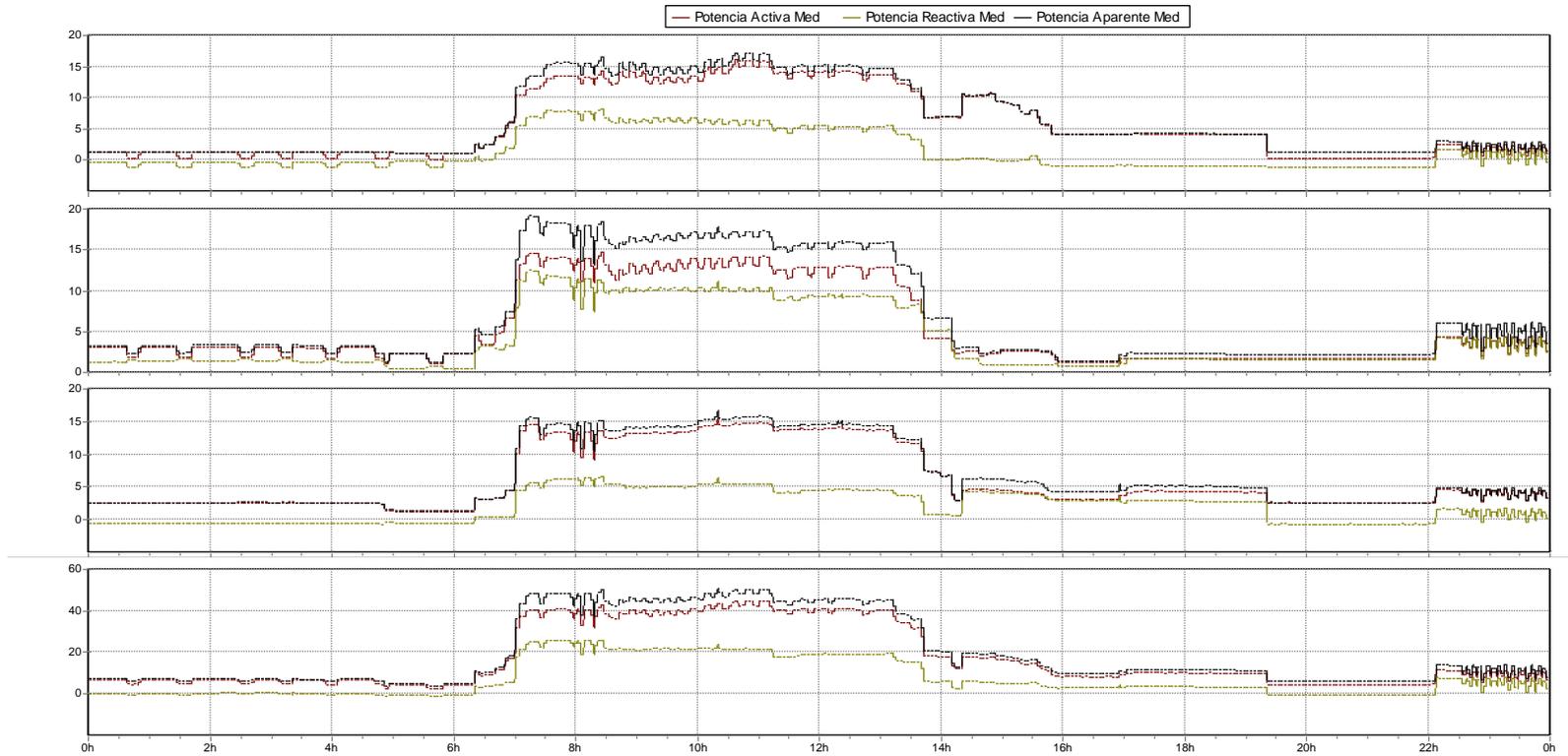
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



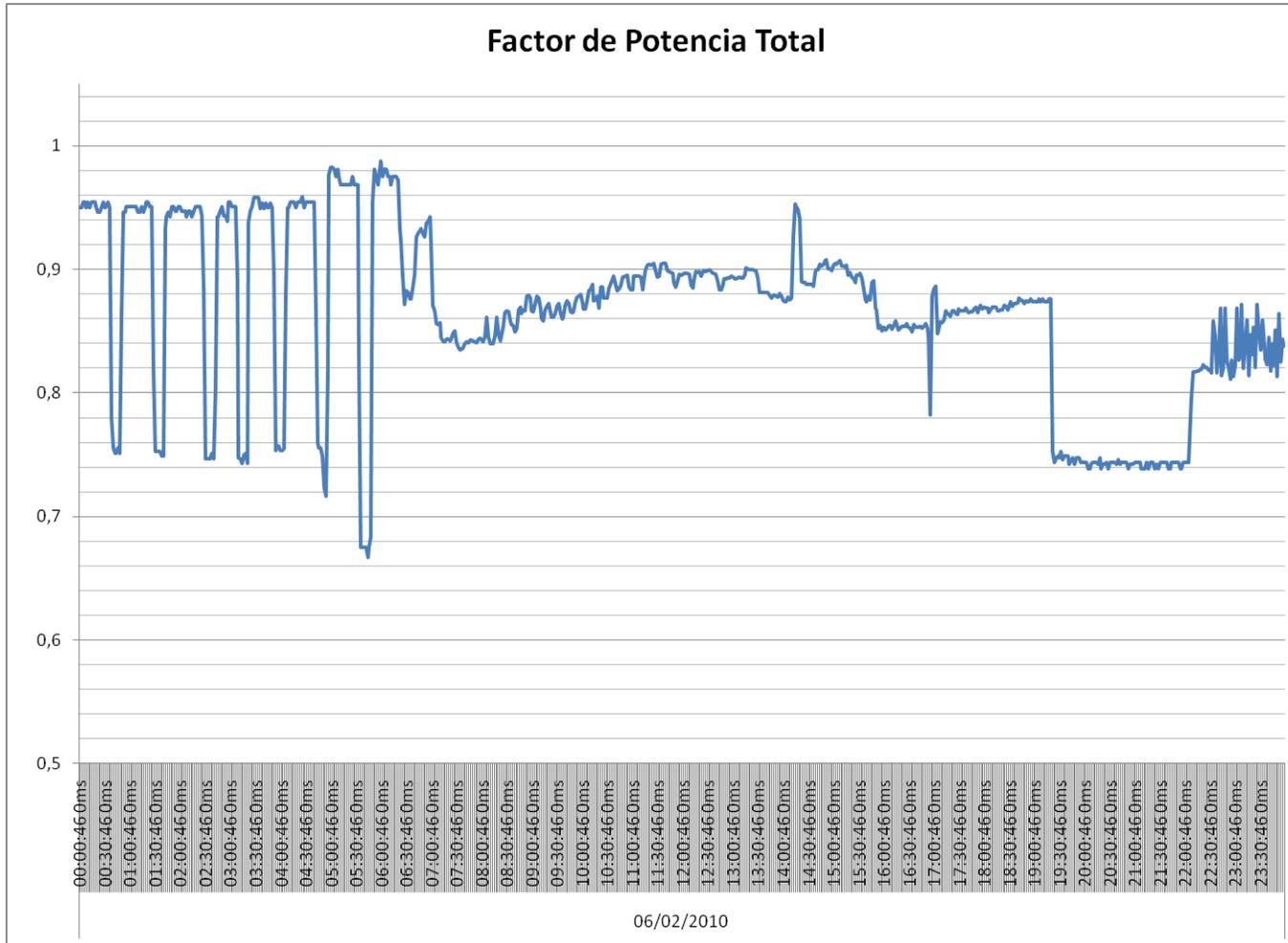
A 2. Día 1: Frecuencia



A 3. Día 1: Potencias activa, reactiva y aparente



A 4. Día 1: Factor de Potencia



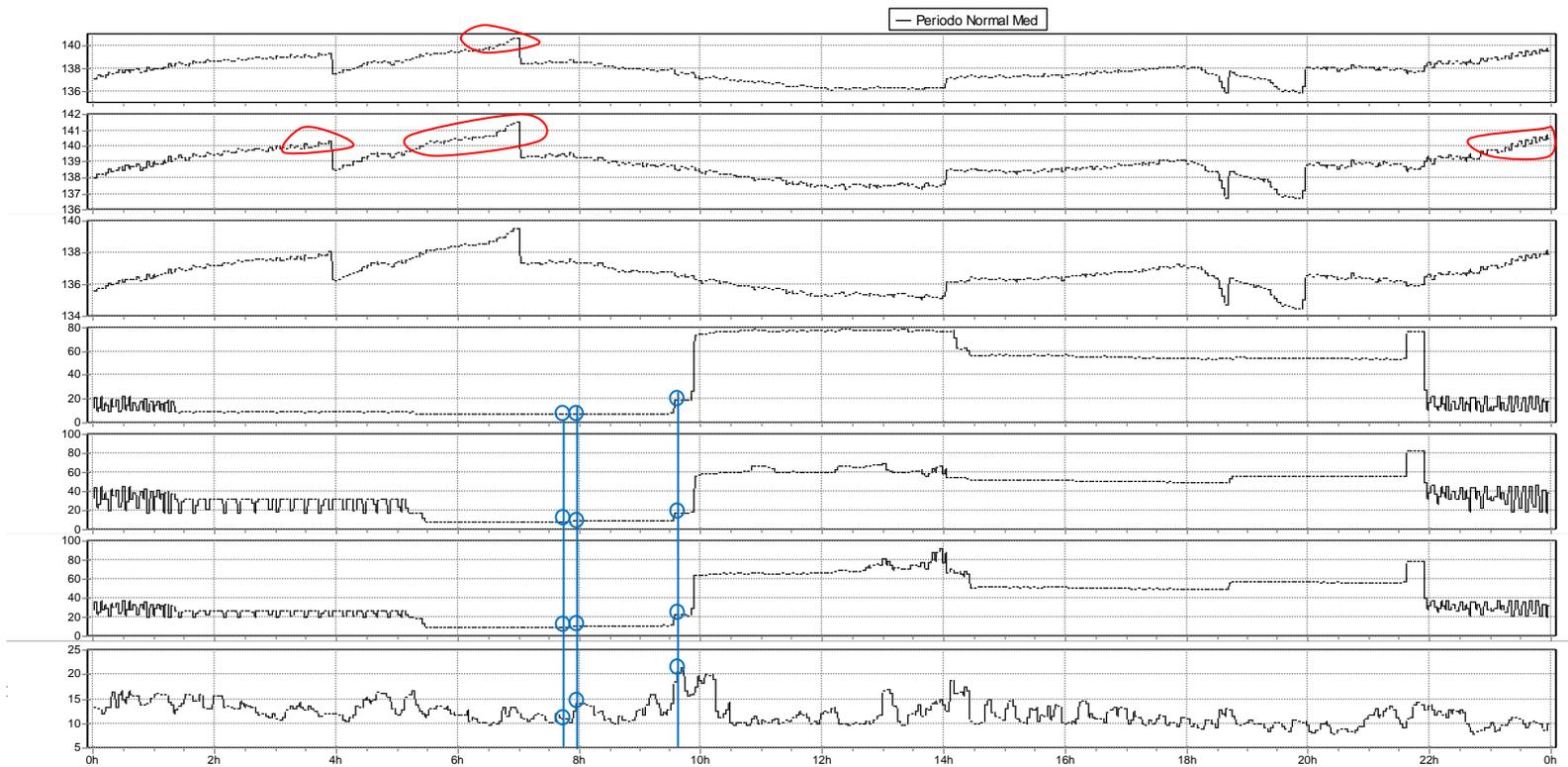
A 5. Día 1: Exceso de reactivos



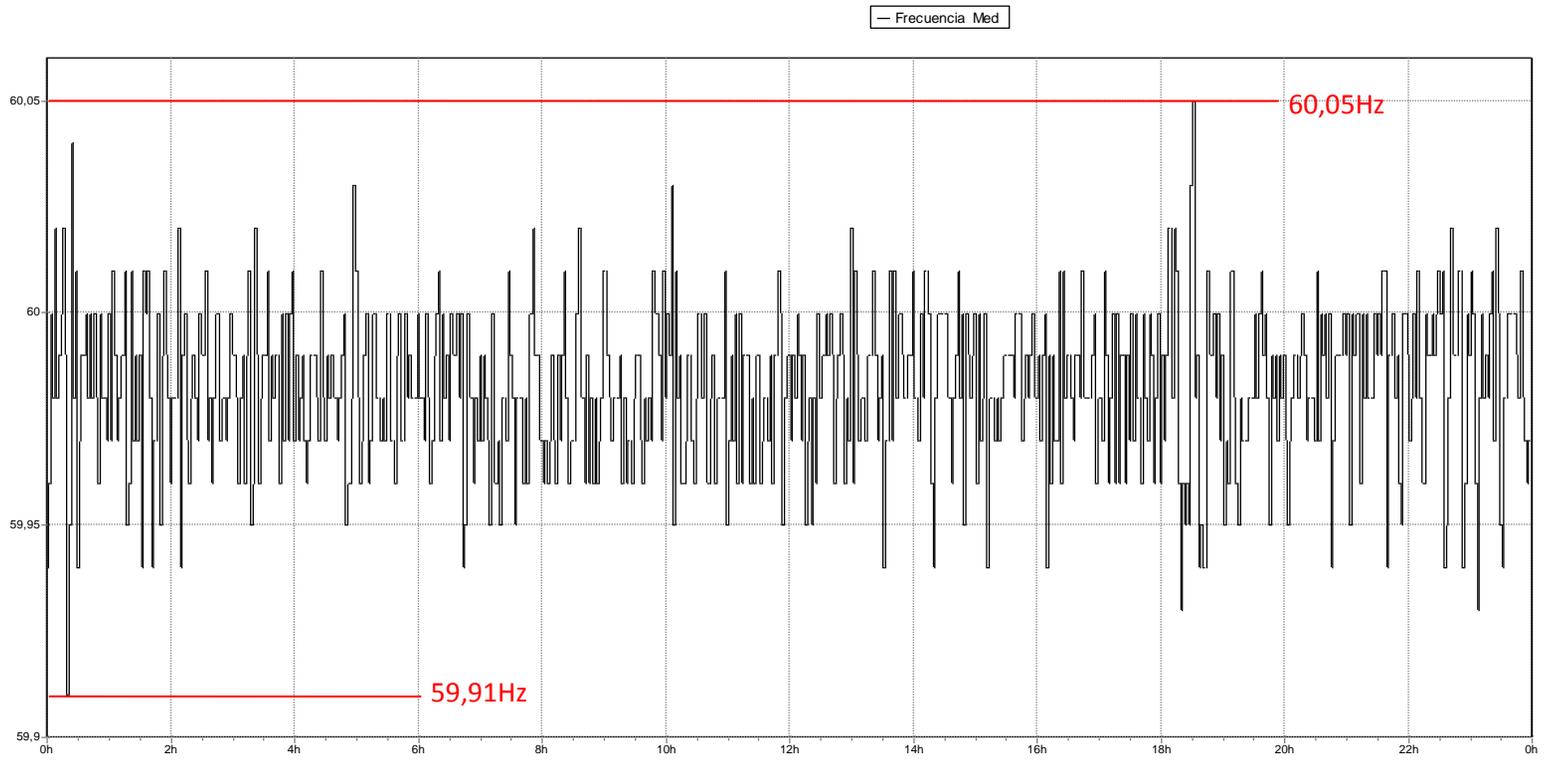
A 6. Día 2: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

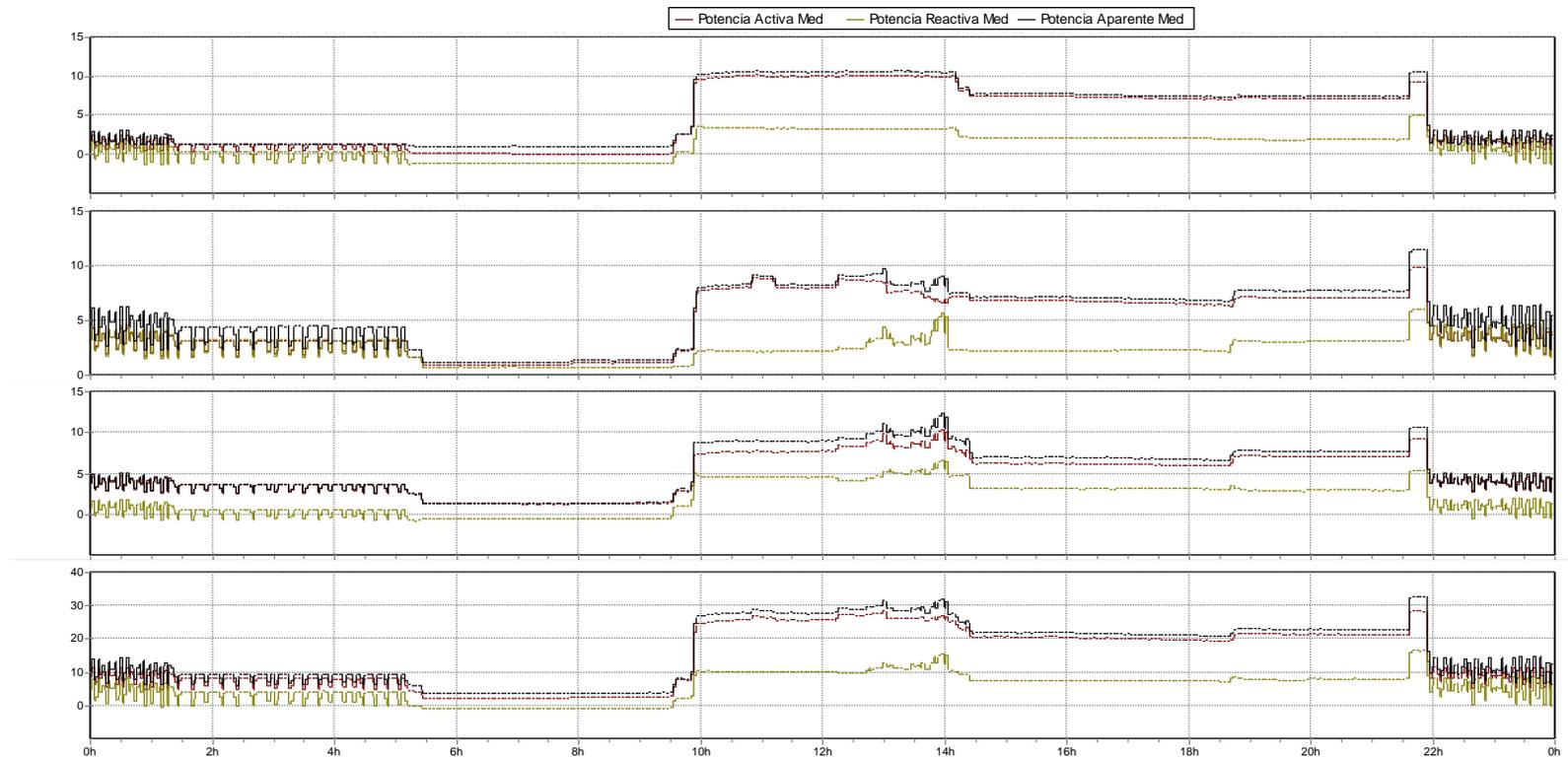
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



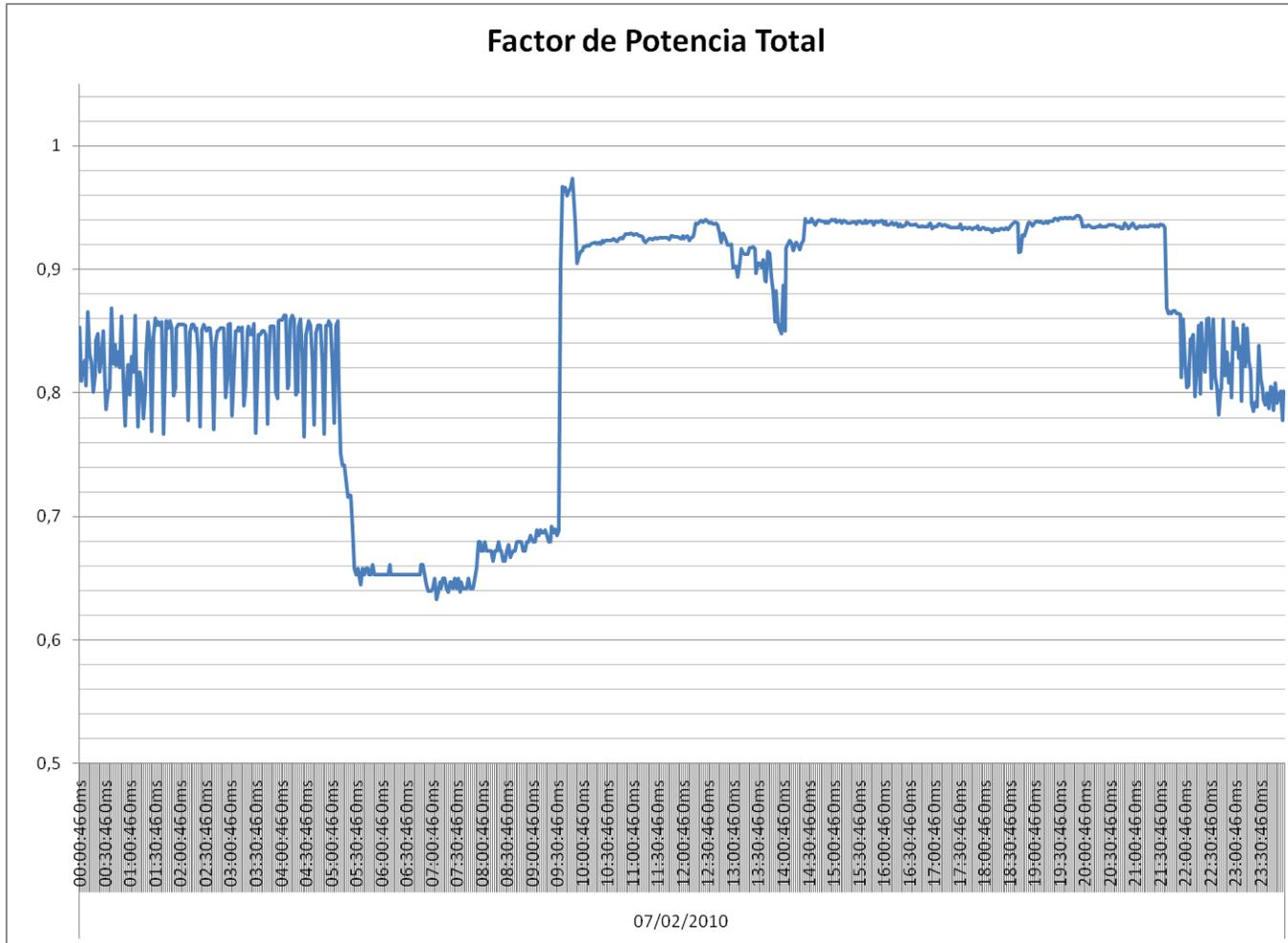
A 7. Día 2: Frecuencia



A 8. Día 2: Potencias activa, reactiva y aparente



A 9. Día 2: Factor de Potencia



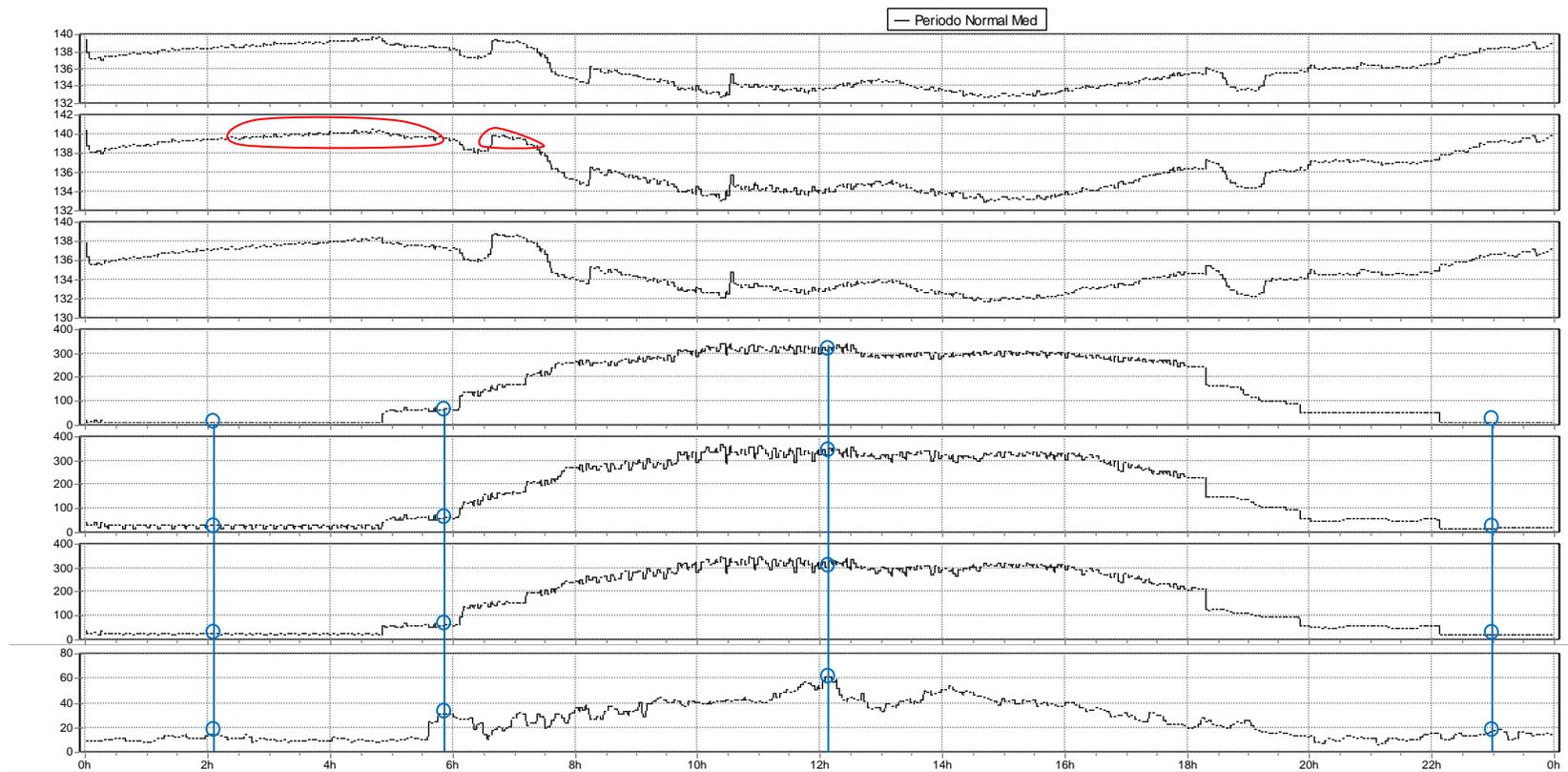
A 10. Día 2: Exceso de reactivos



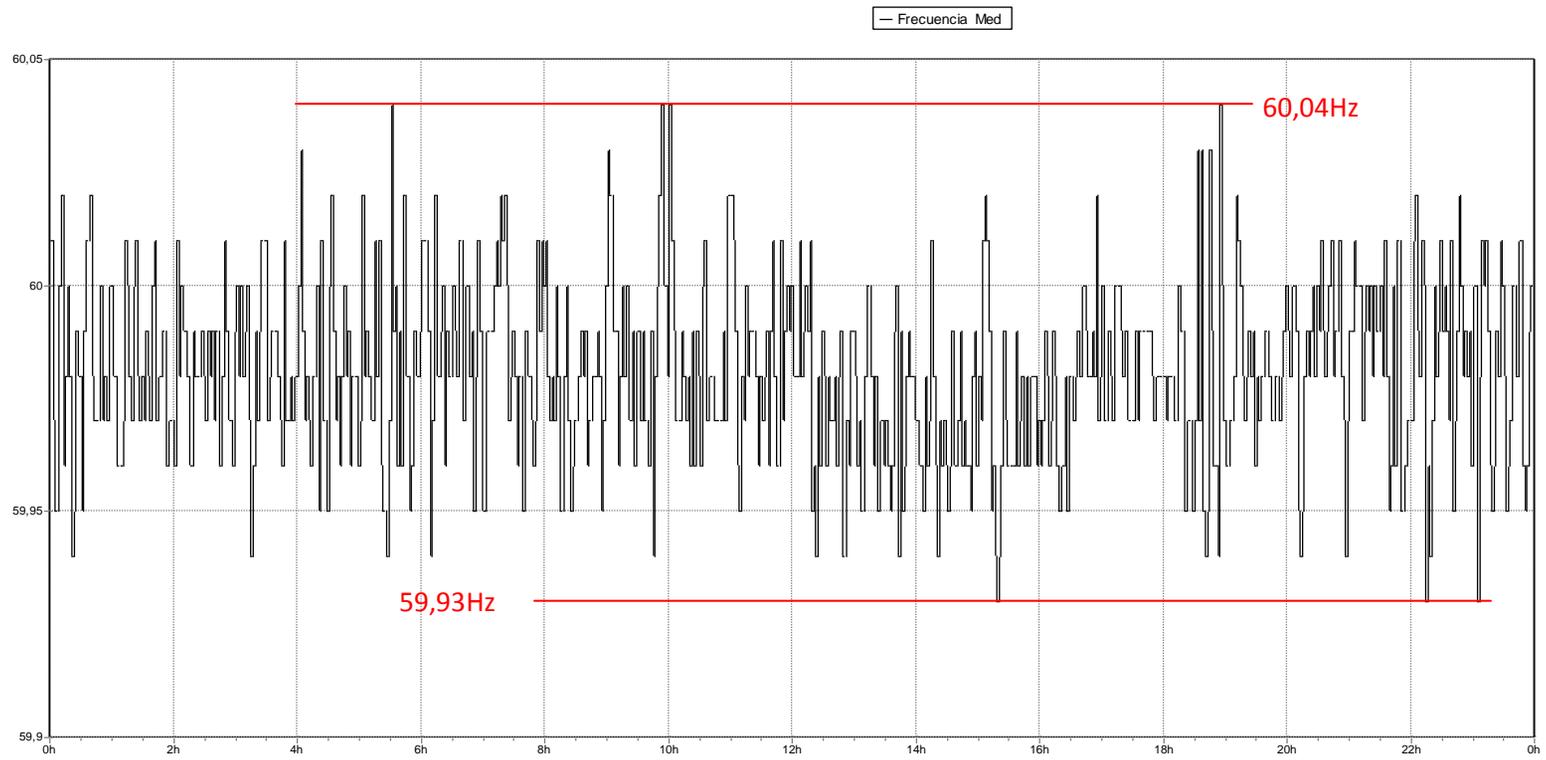
A 11. Día 3: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

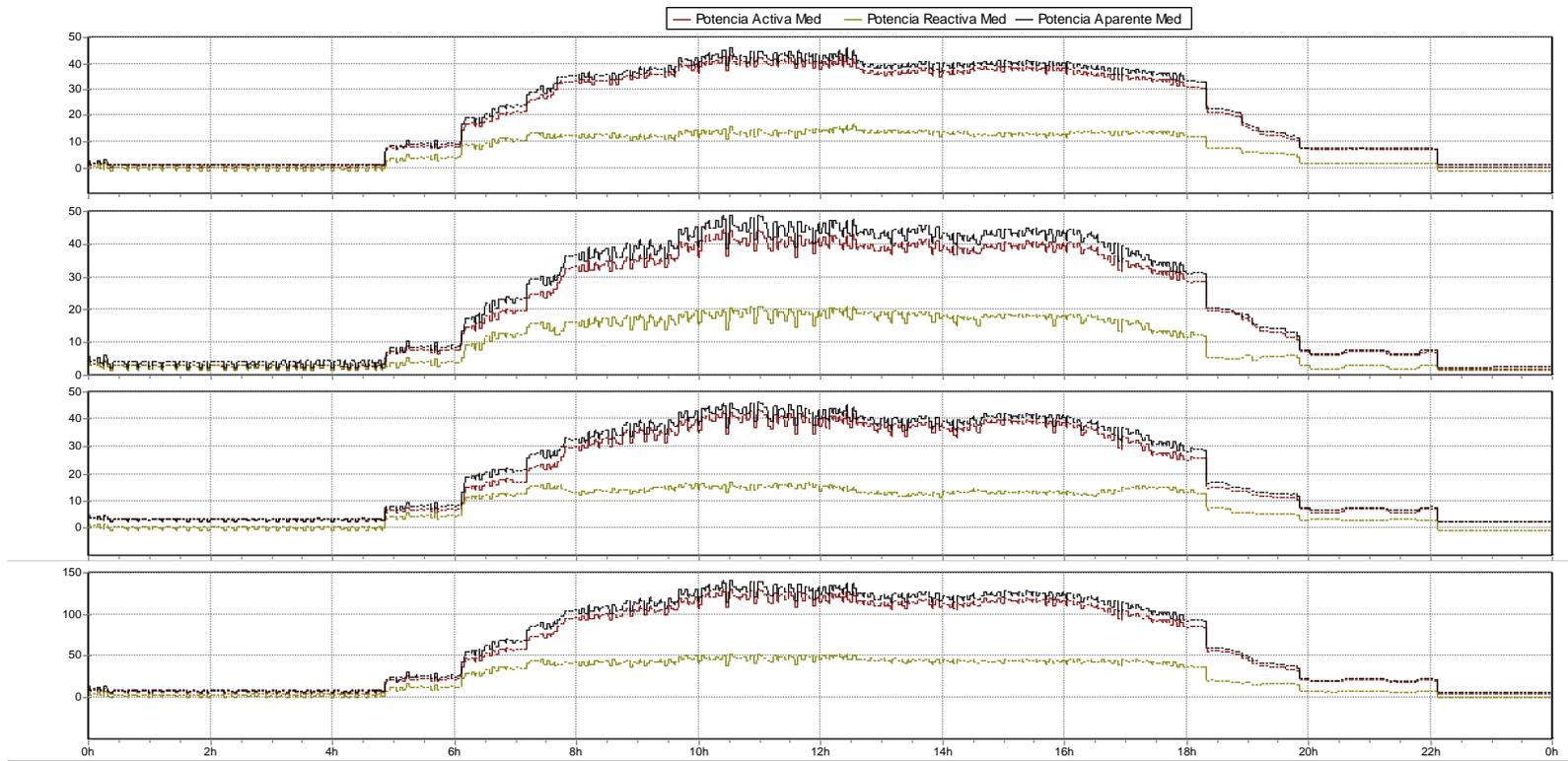
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



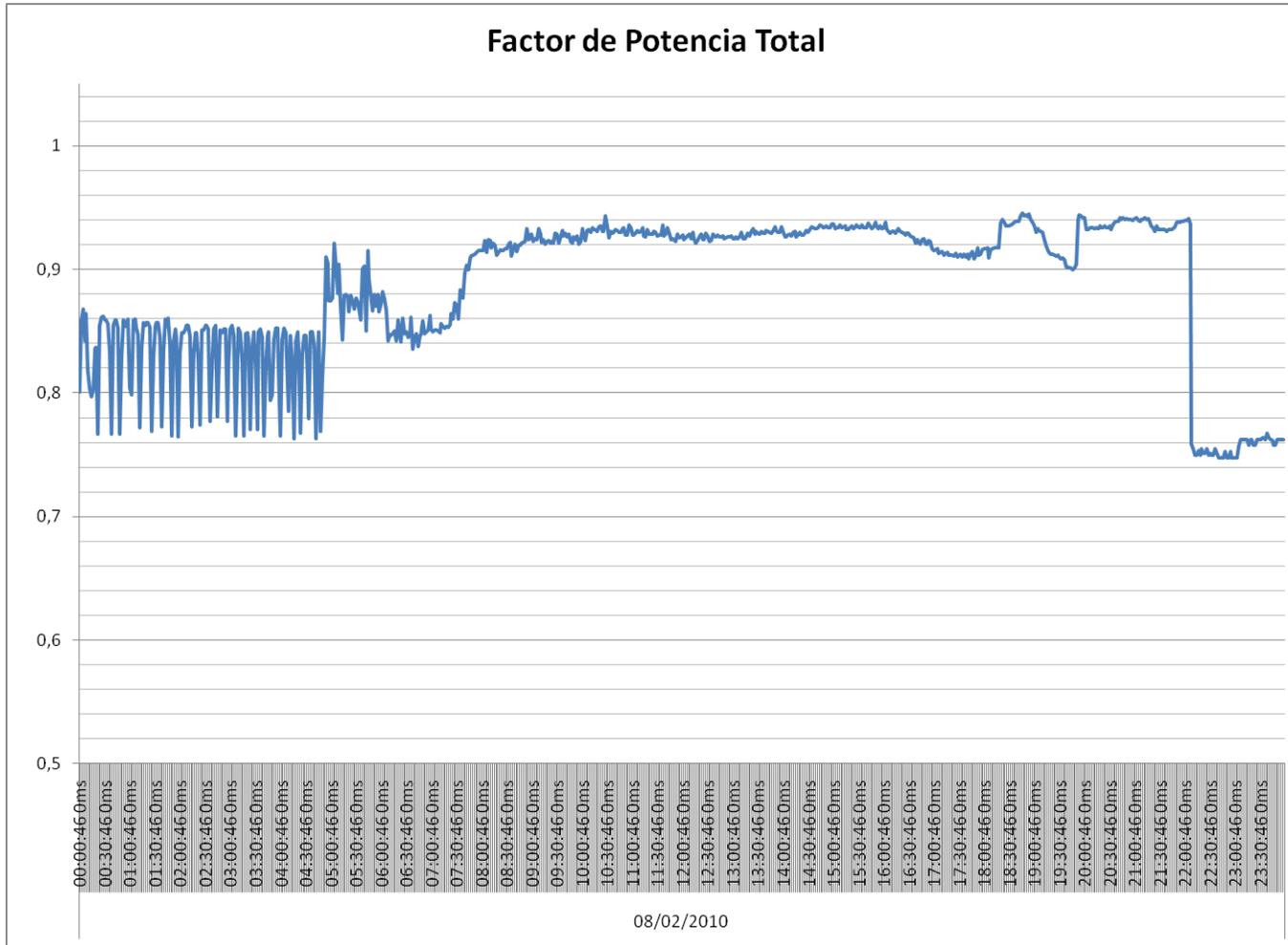
A 12. Día 3: Frecuencia



A 13. Día 3: Potencias activa, reactiva y aparente



A 14. Día 3: Factor de Potencia



A 15. Día 3: Exceso de reactivos

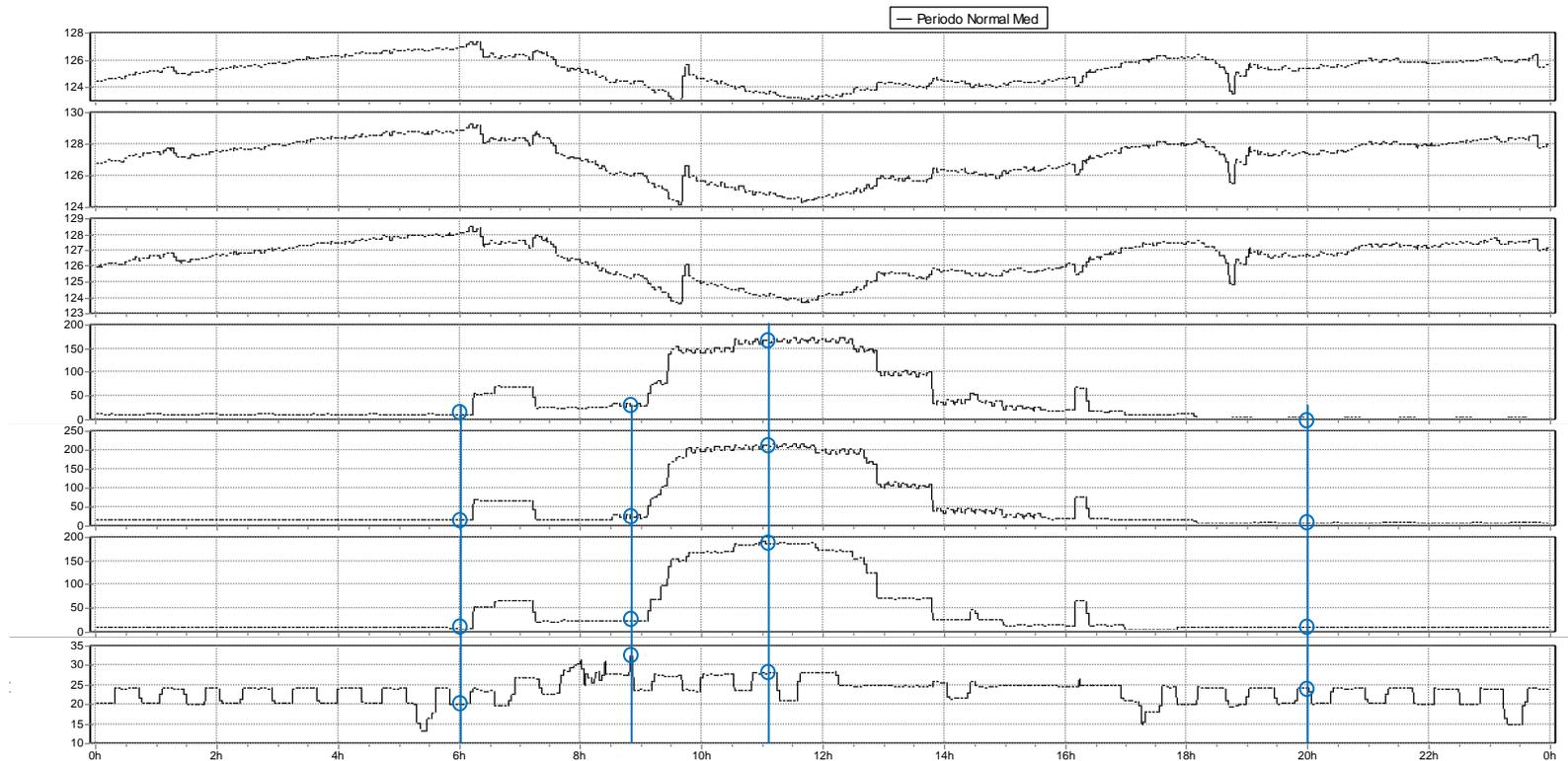


ANEXO B. Mediciones para el Tablero 2

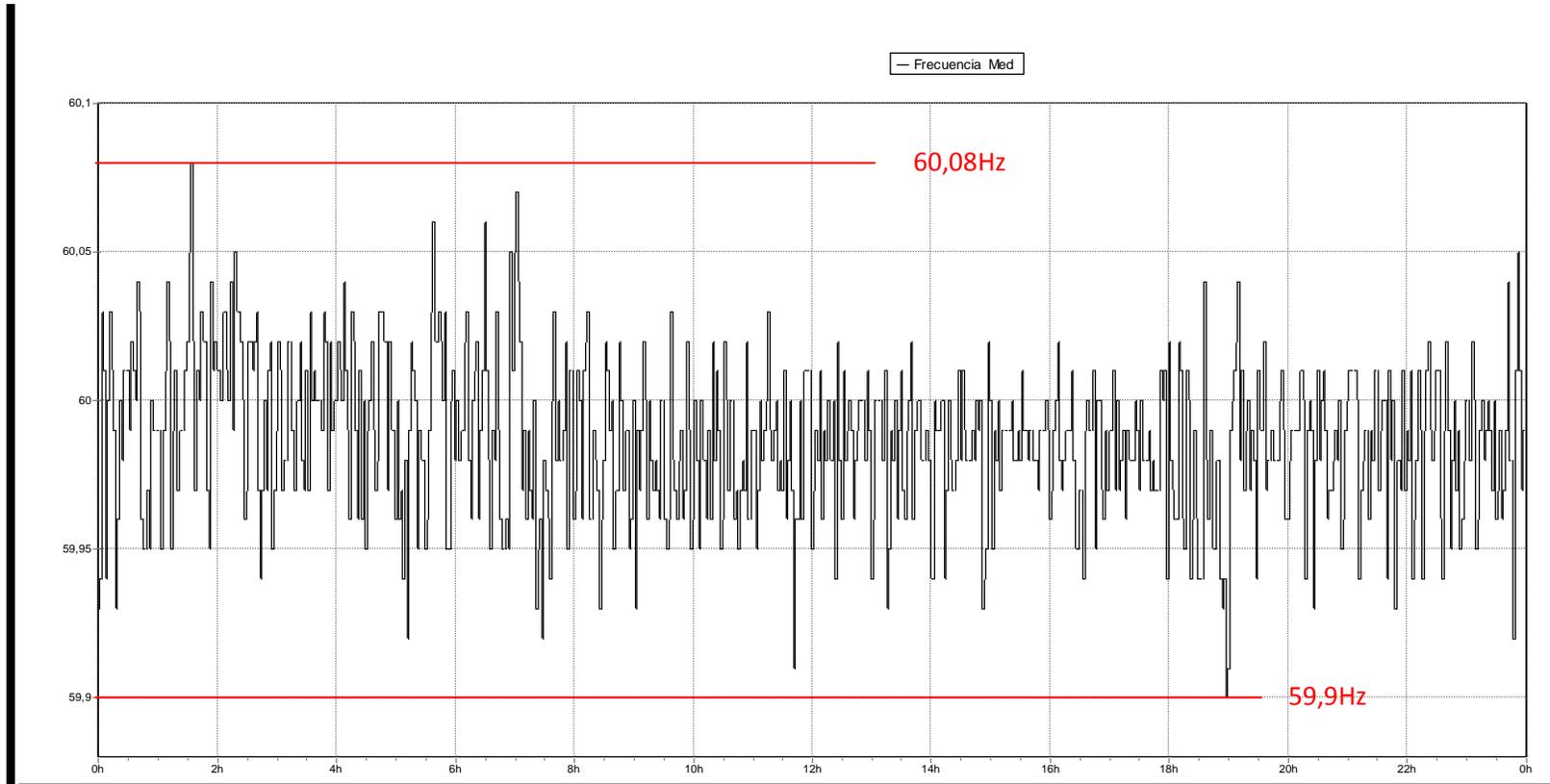
B 1. Día 1: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

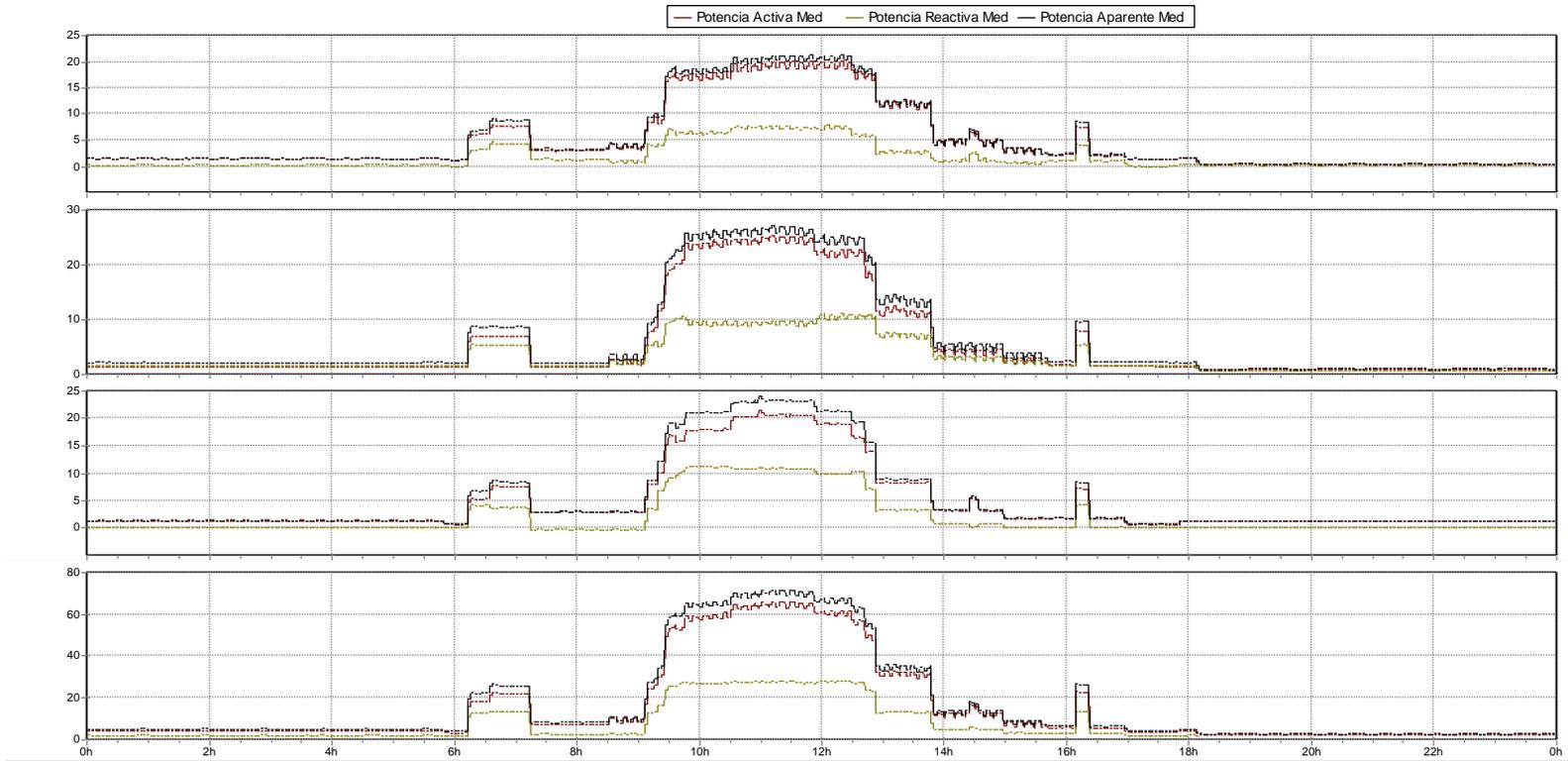
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



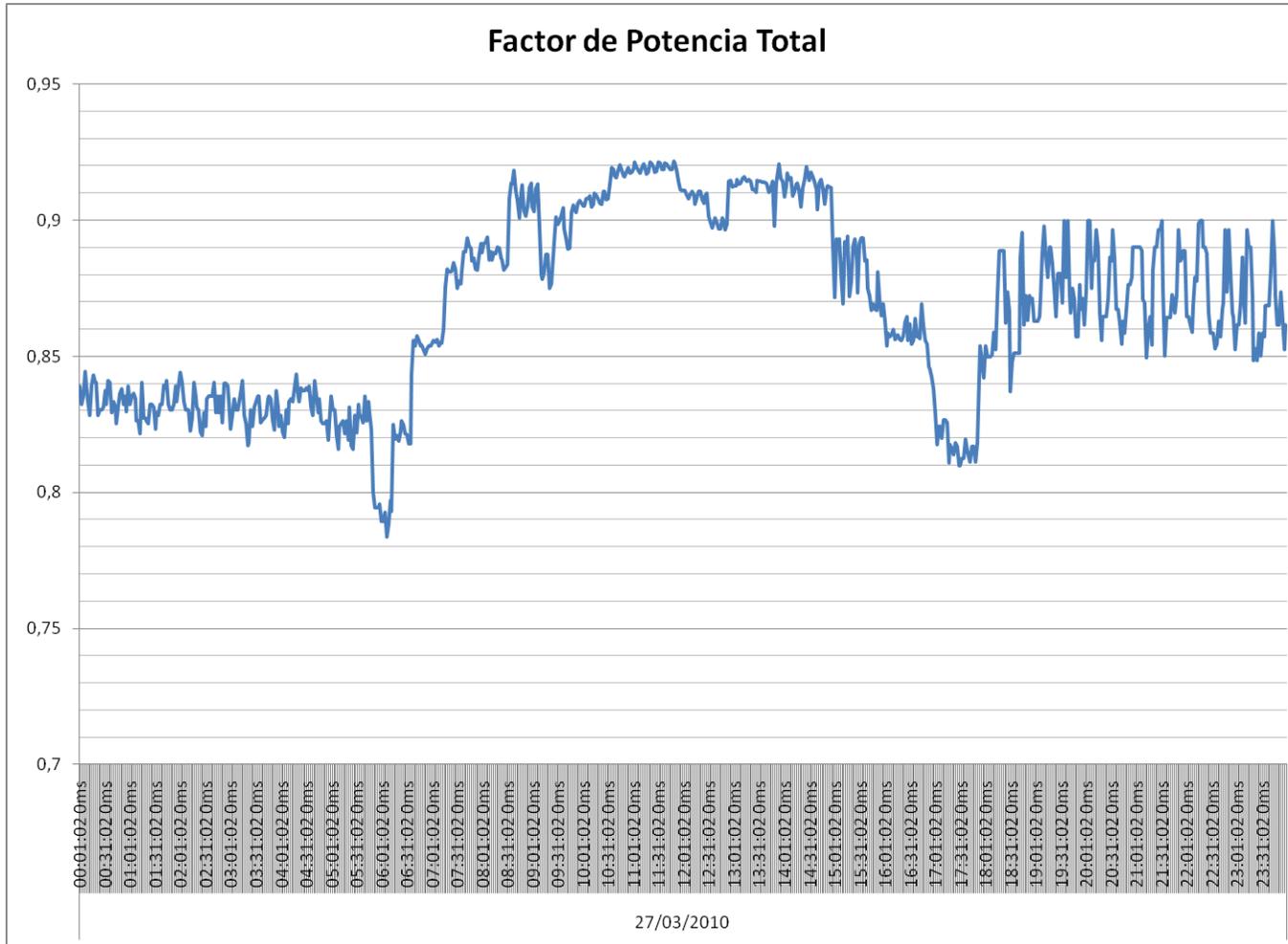
B 2. Día 1: Frecuencia



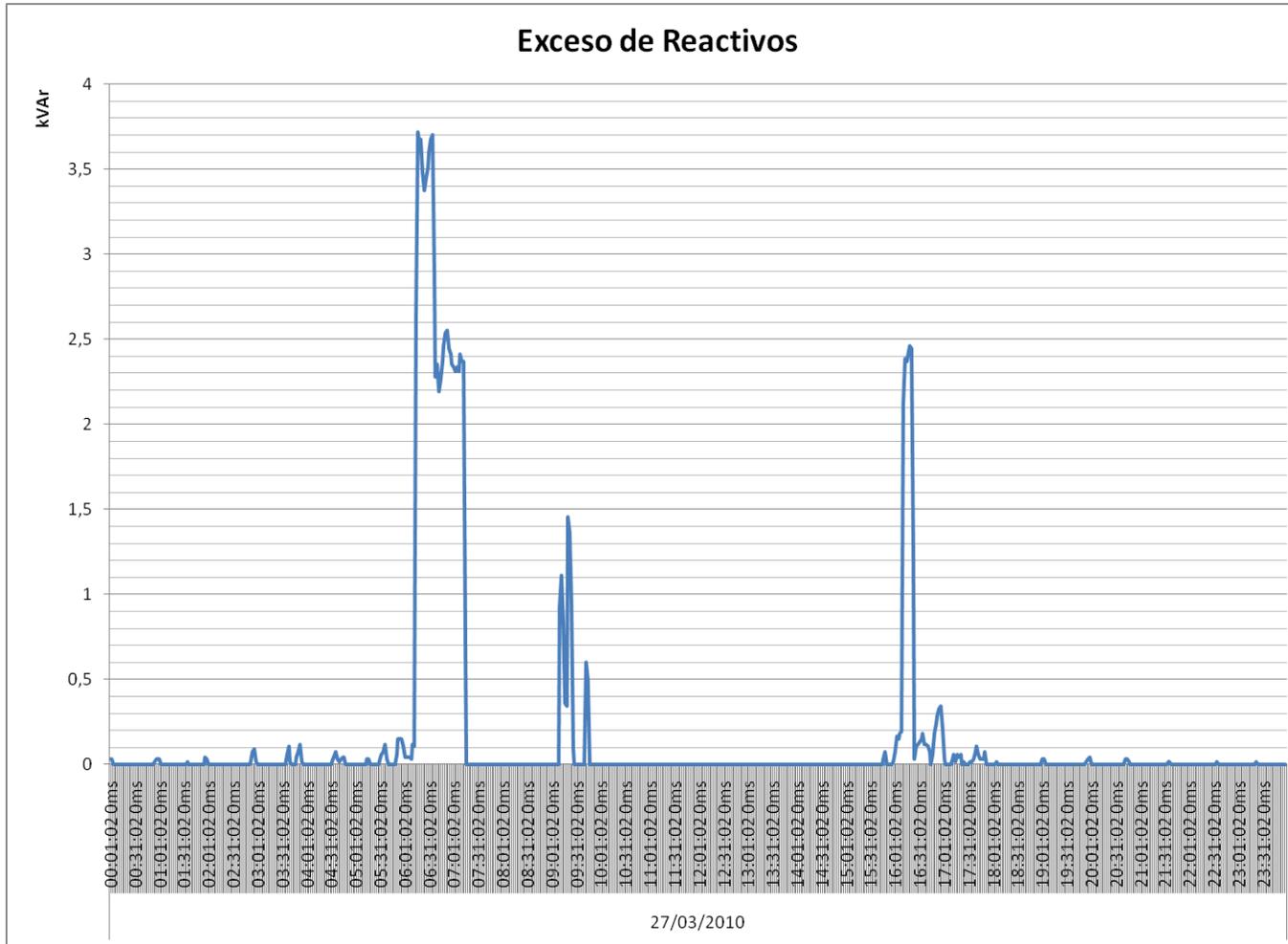
B 3. Día 1: Potencias activa, reactiva y aparente



B 4. Día 1: Factor de Potencia



B 5. Día 1: Exceso de reactivos



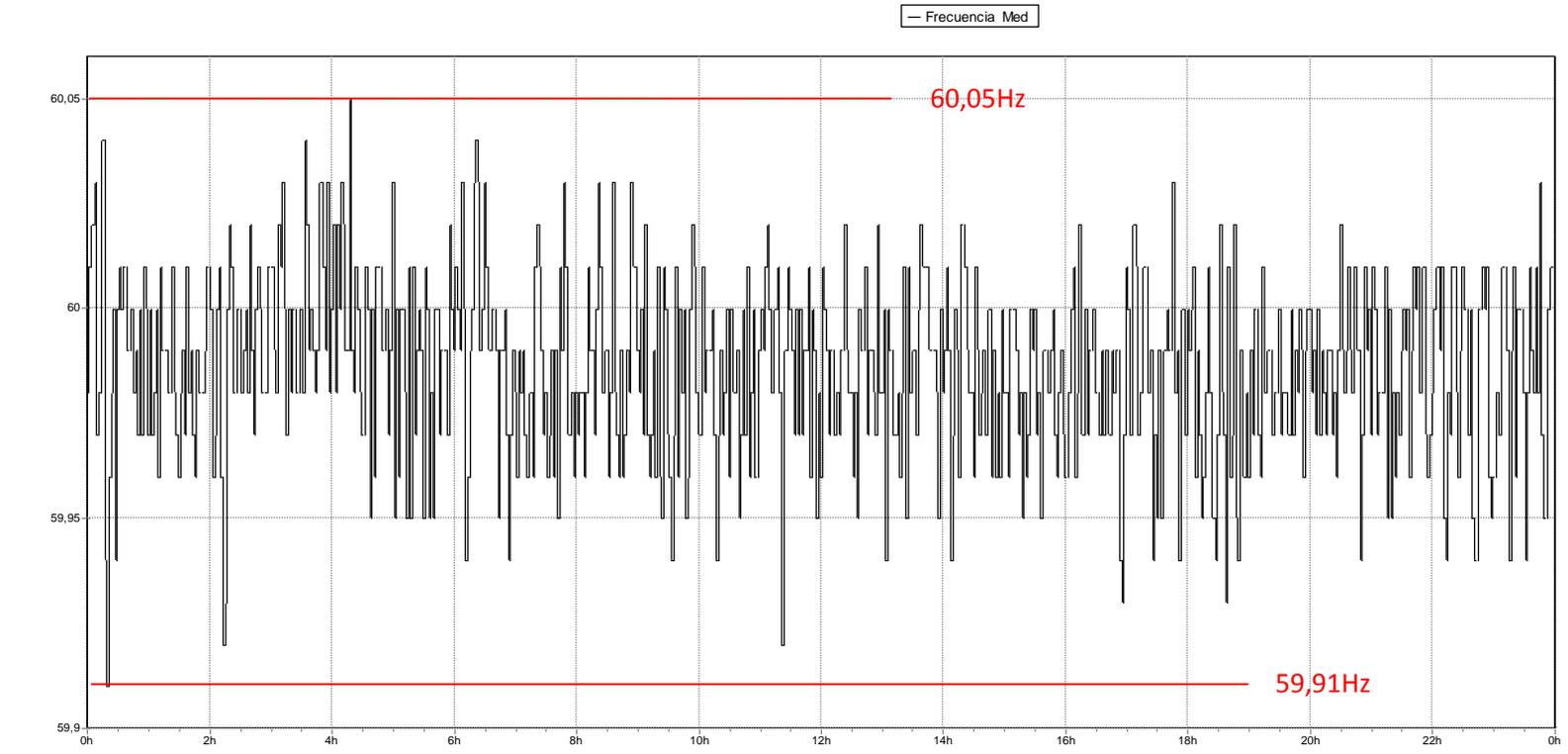
B 6. Día 2: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

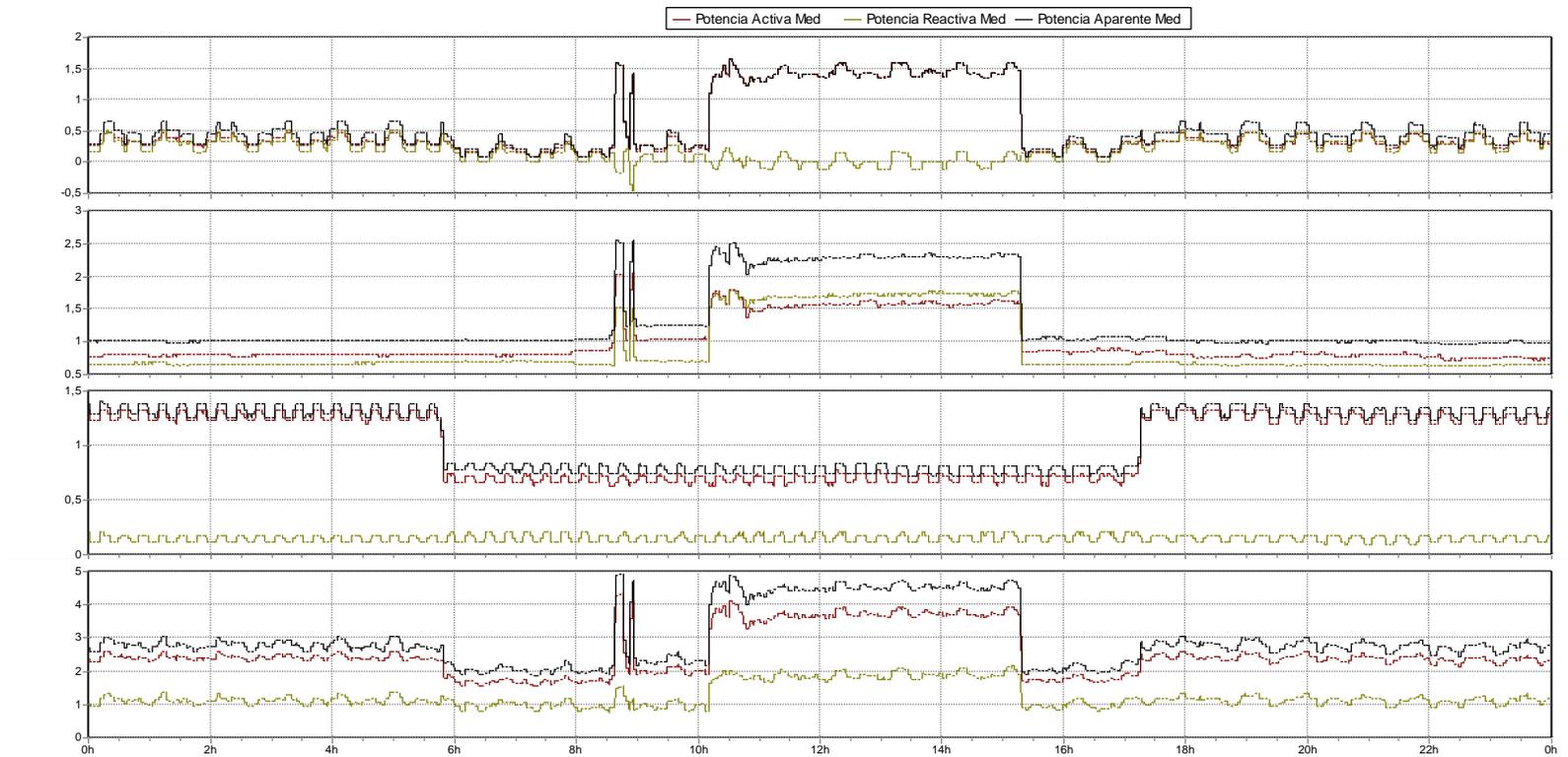
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



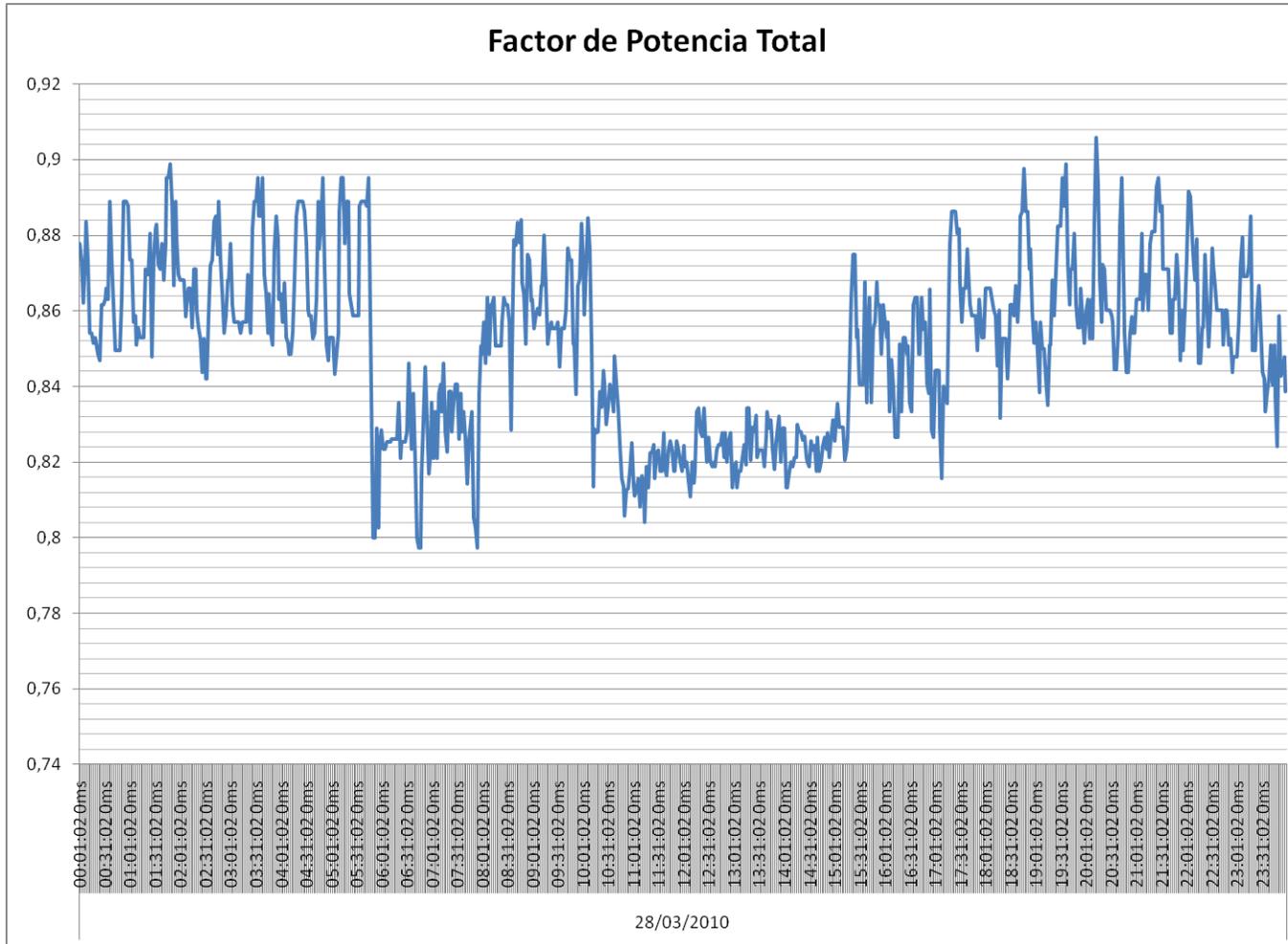
B 7. Día 2: Frecuencia



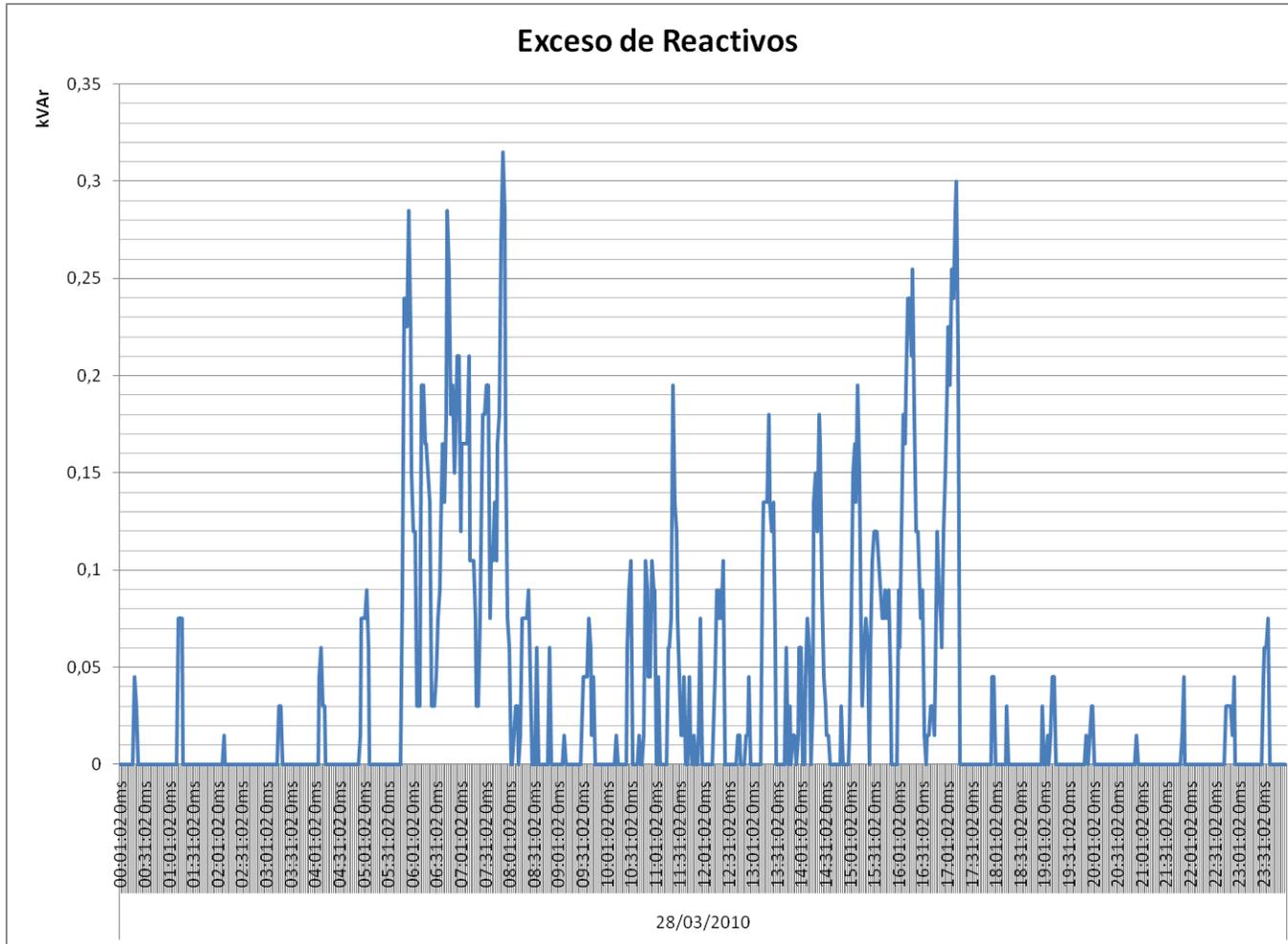
B 8. Día 2: Potencias activa, reactiva y aparente



B 9. Día 2: Factor de Potencia



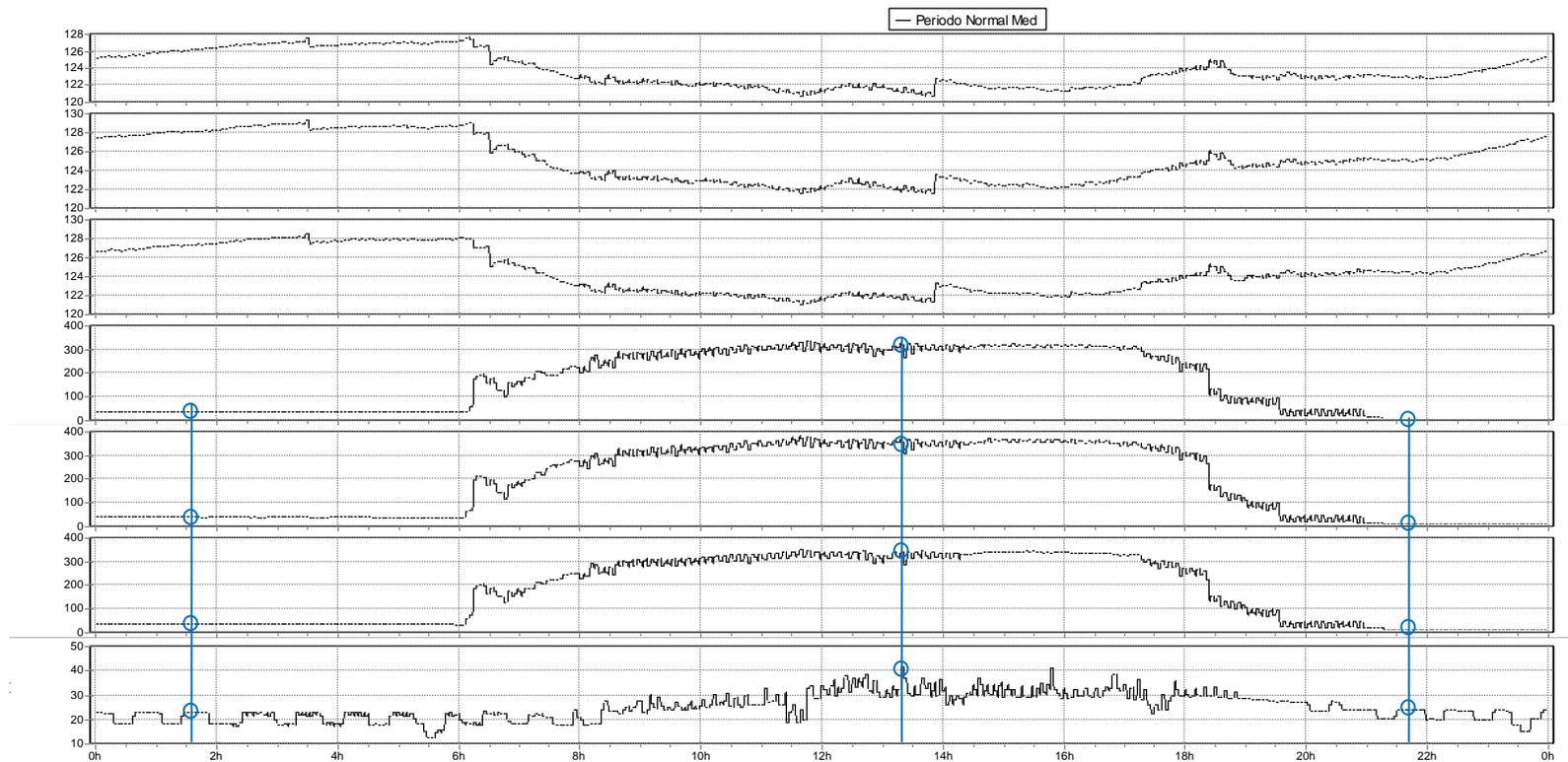
B 10. Día 2: Exceso de reactivos



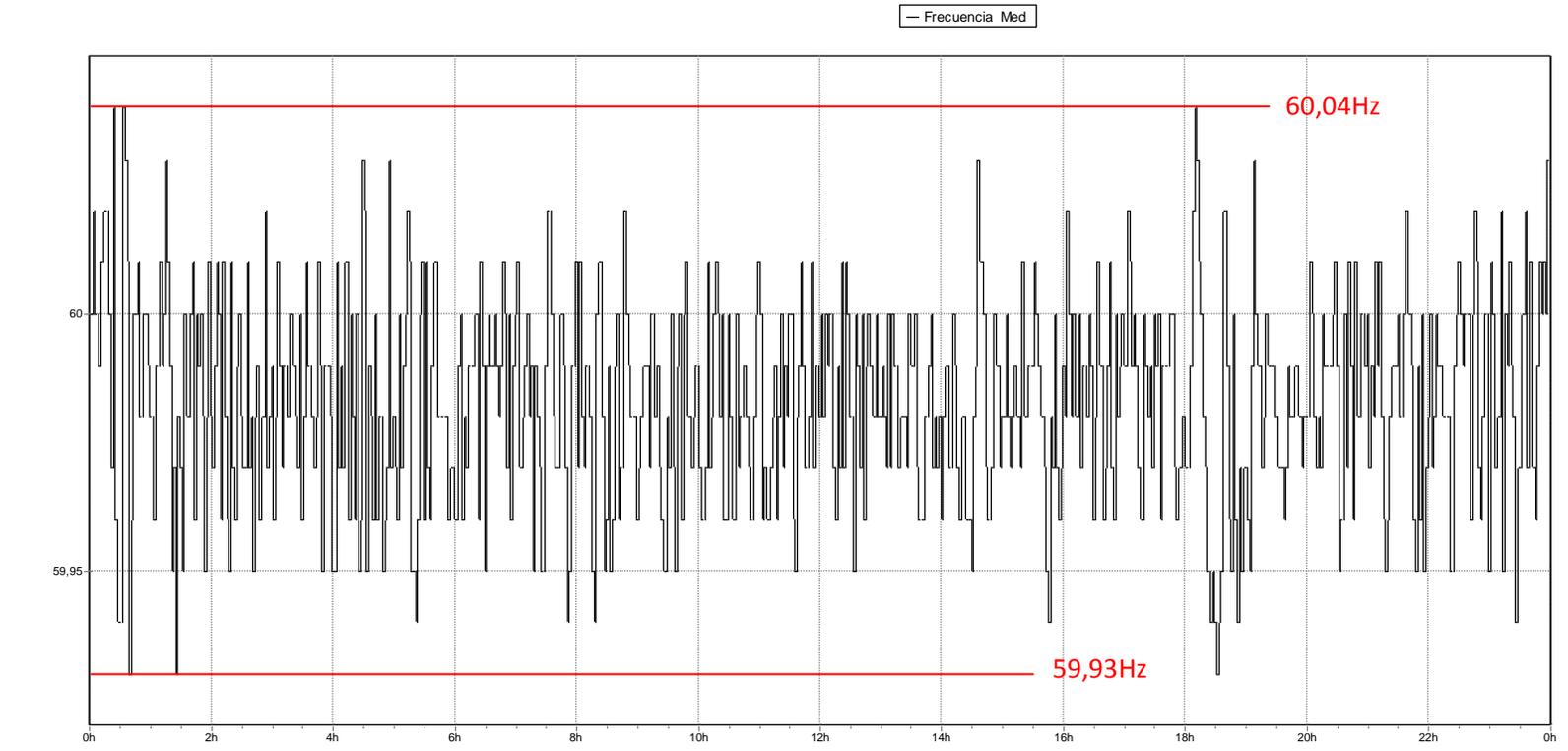
B 11. Día 3: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

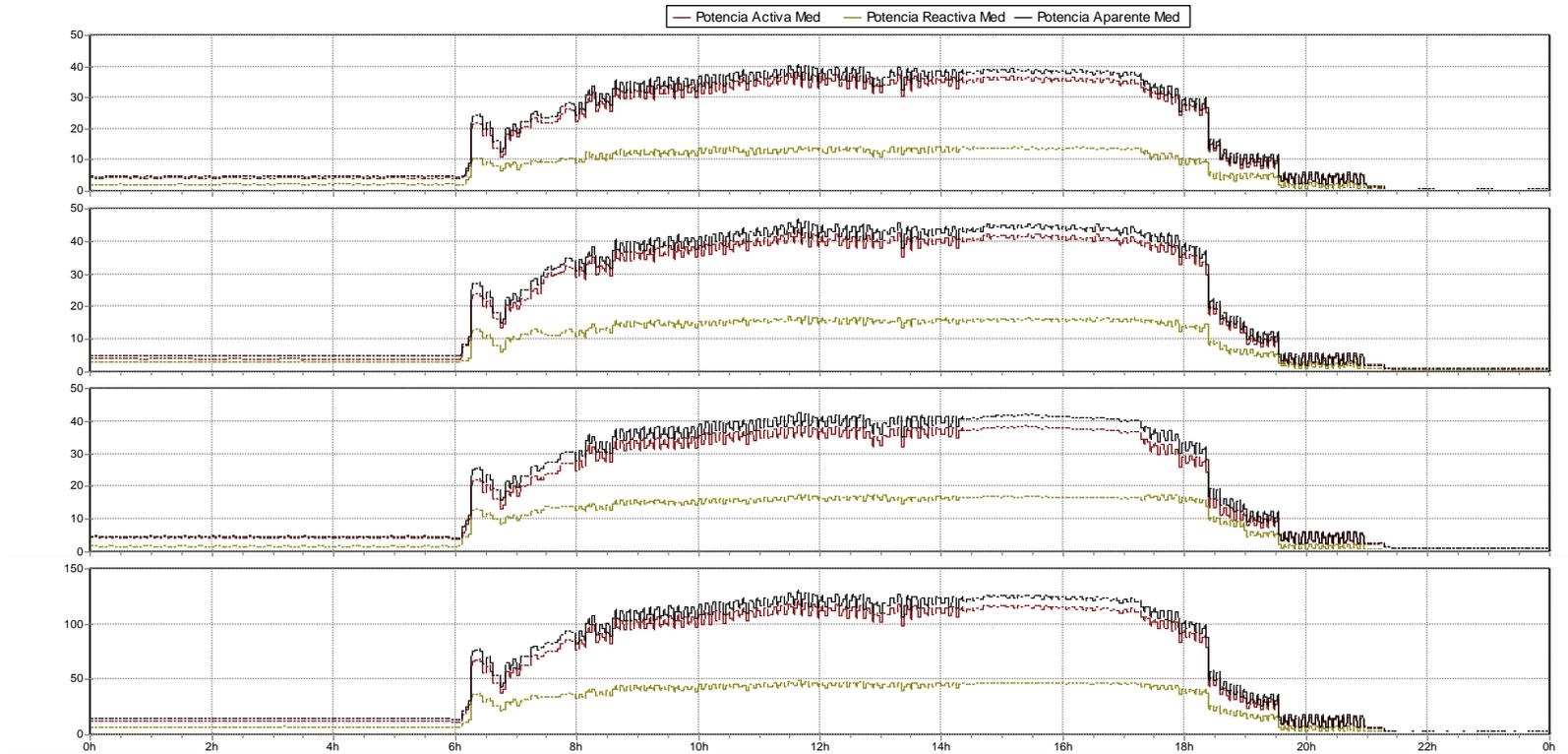
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



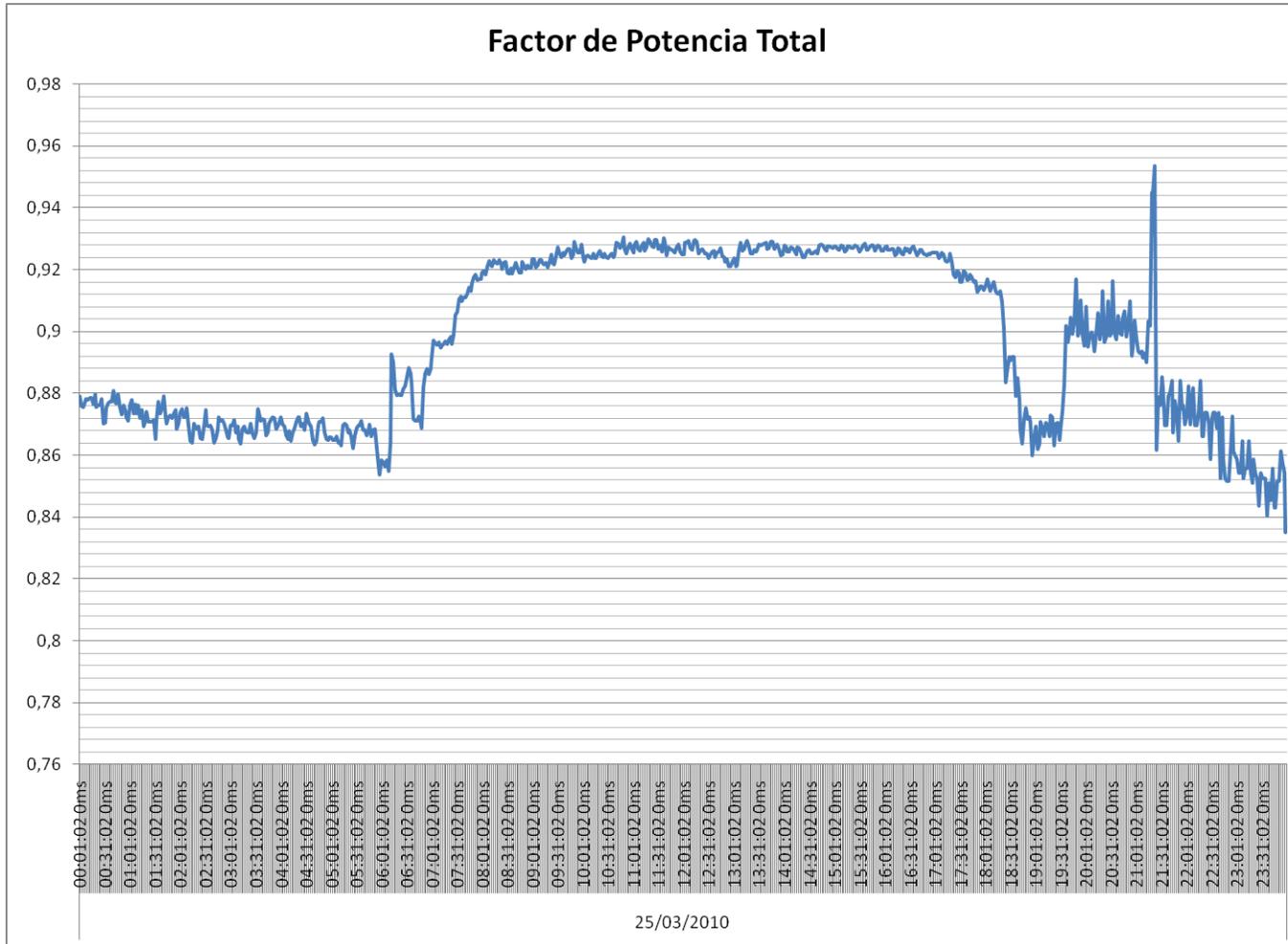
B 12. Día 3: Frecuencia



B 13. Día 3: Potencias activa, reactiva y aparente



B 14. Día 3: Factor de Potencia



TABLERO 2

B 15. Día 3: Exceso de reactivos

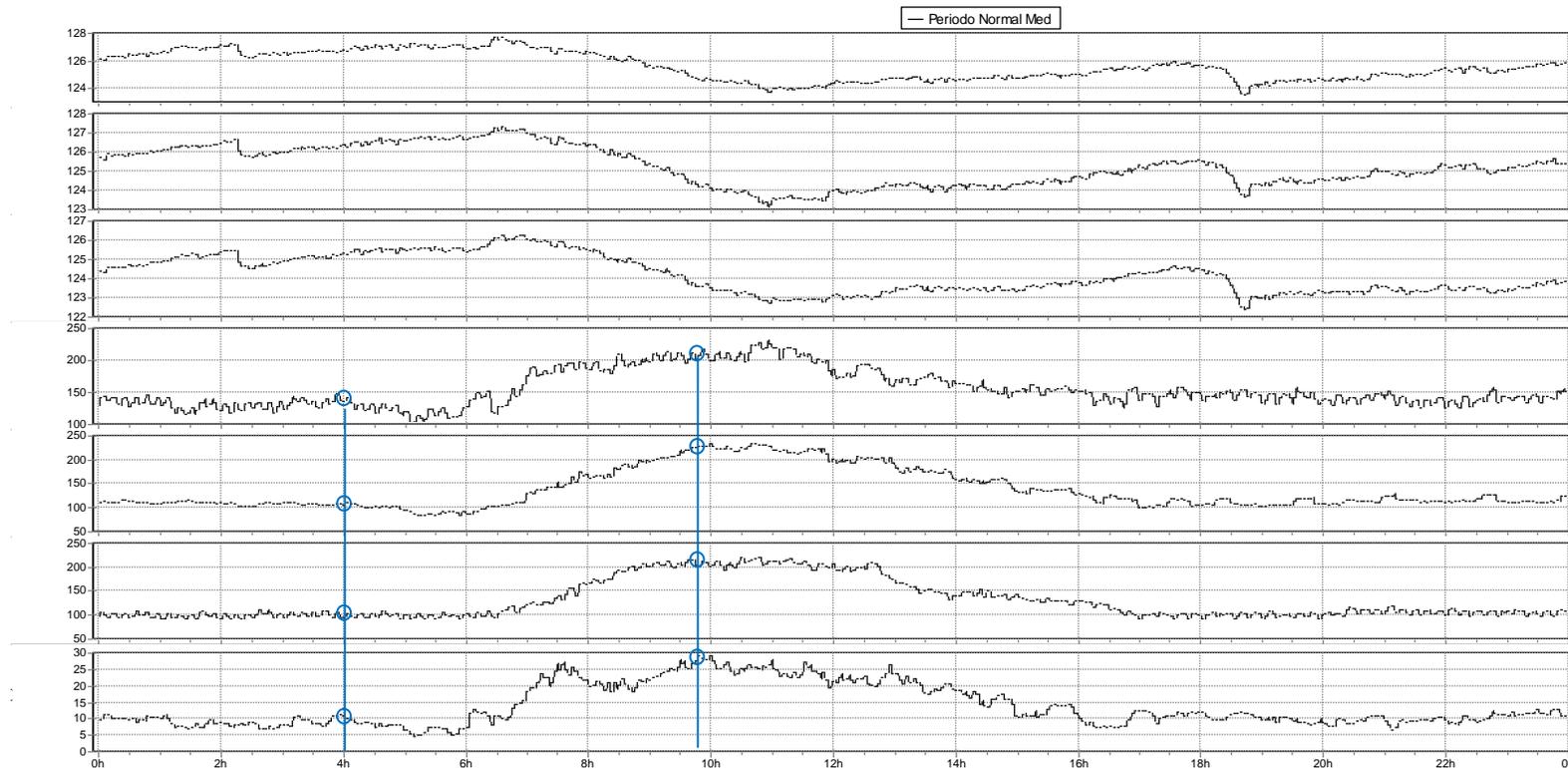


ANEXO C. Mediciones para el Tablero 3

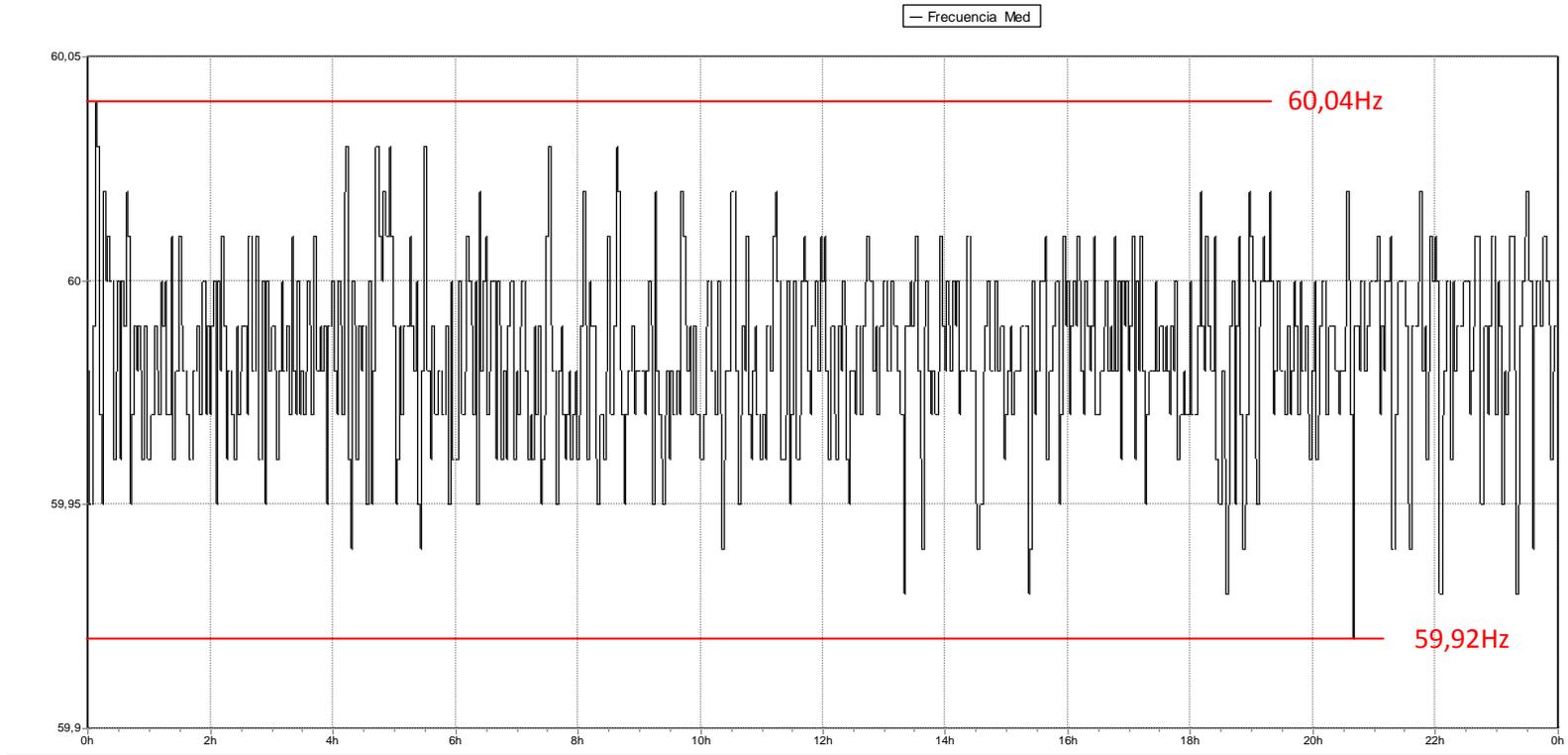
C 1. Día 1: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

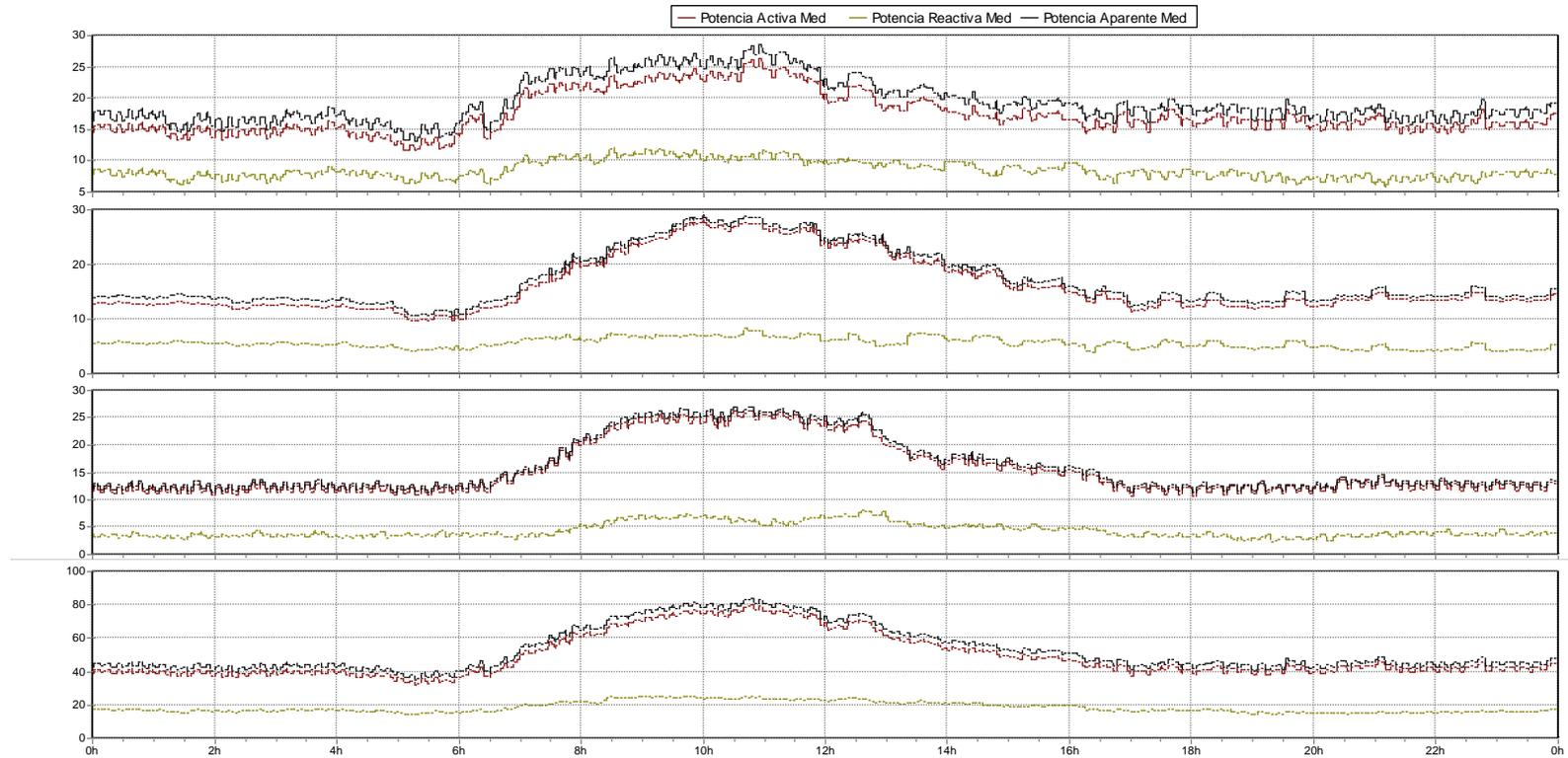
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



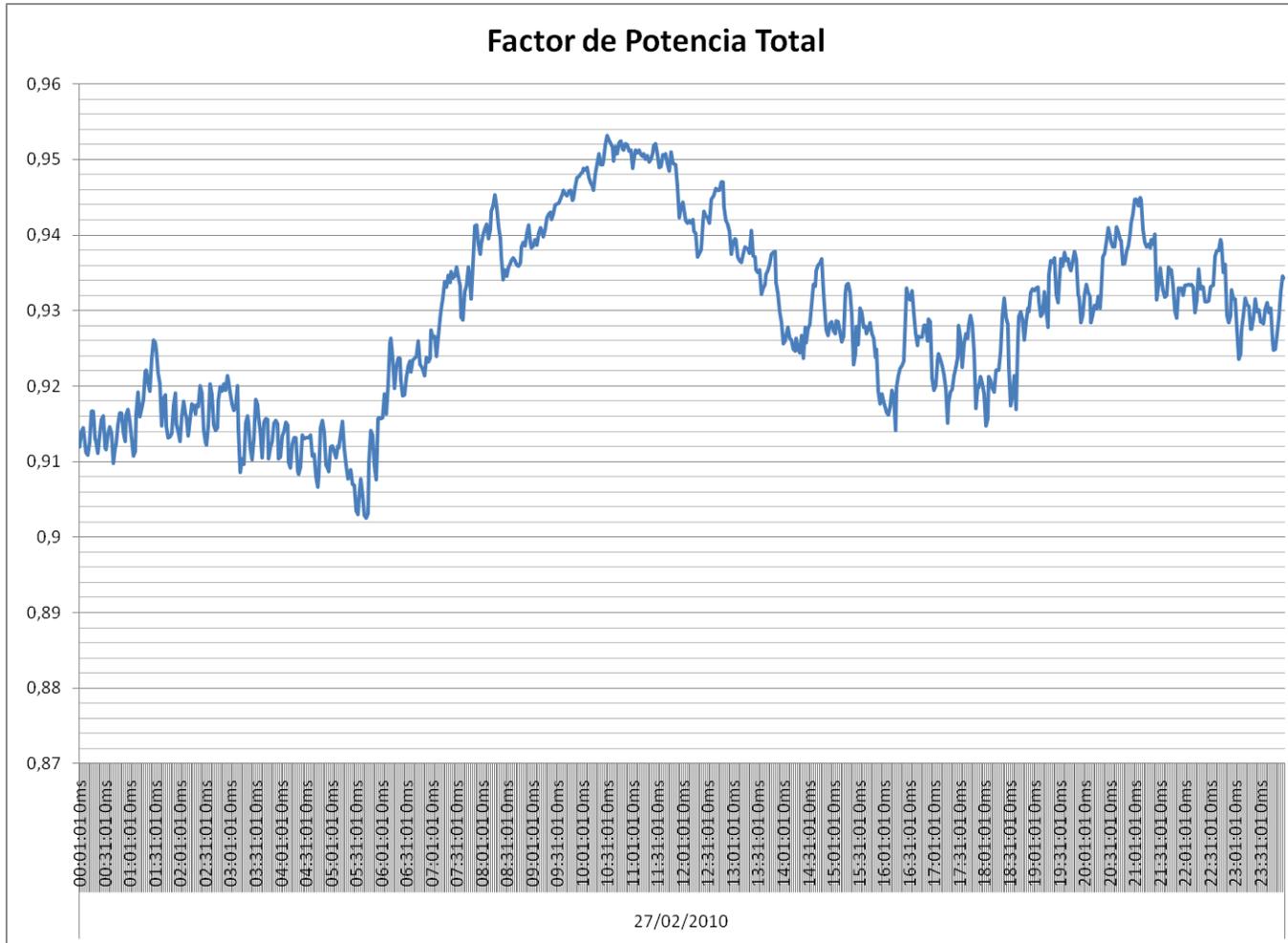
C 2. Día 1: Frecuencia



C 3. Día 1: Potencias activa, reactiva y aparente



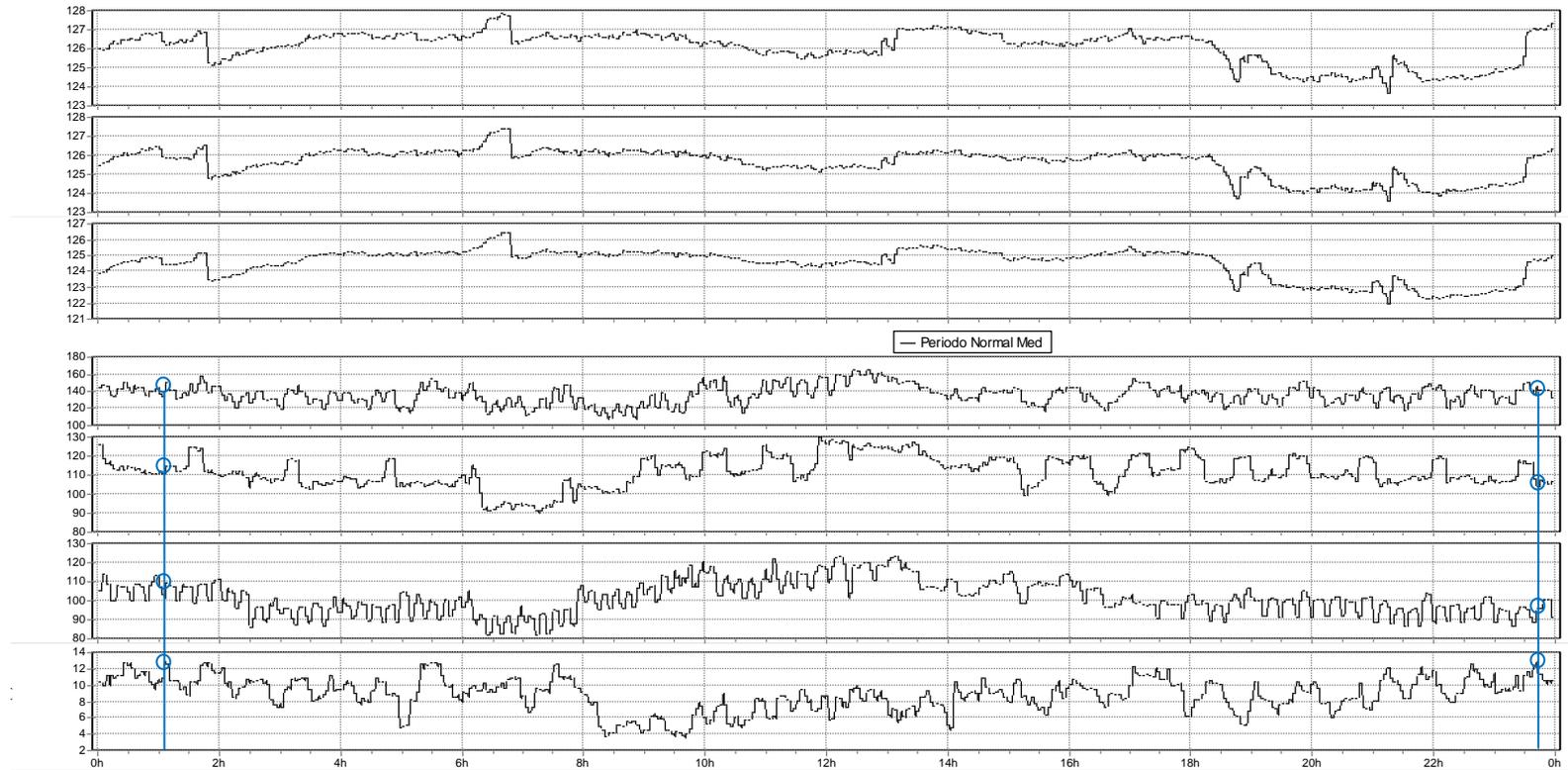
C 4. Día 1: Factor de Potencia



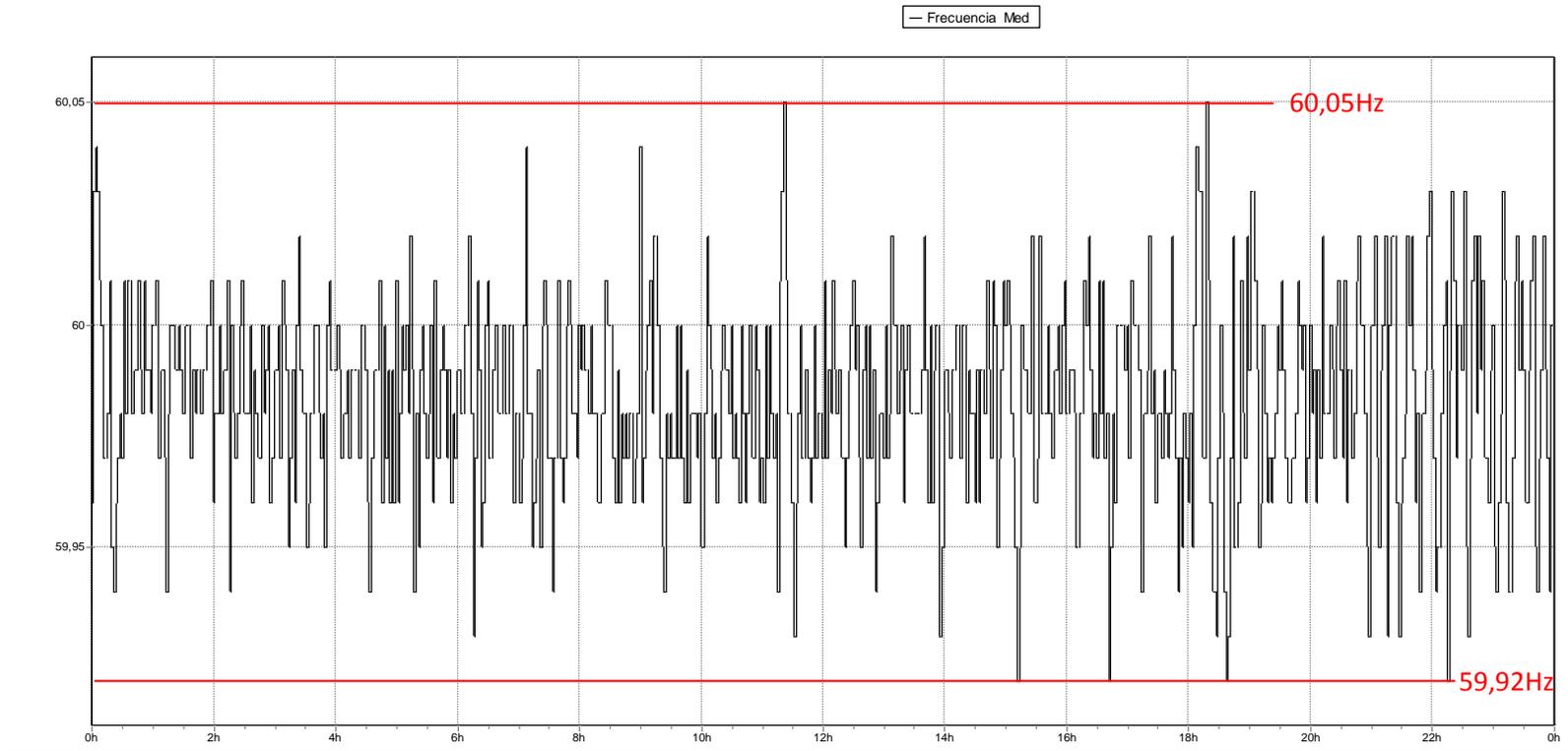
C 5. Día 2: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

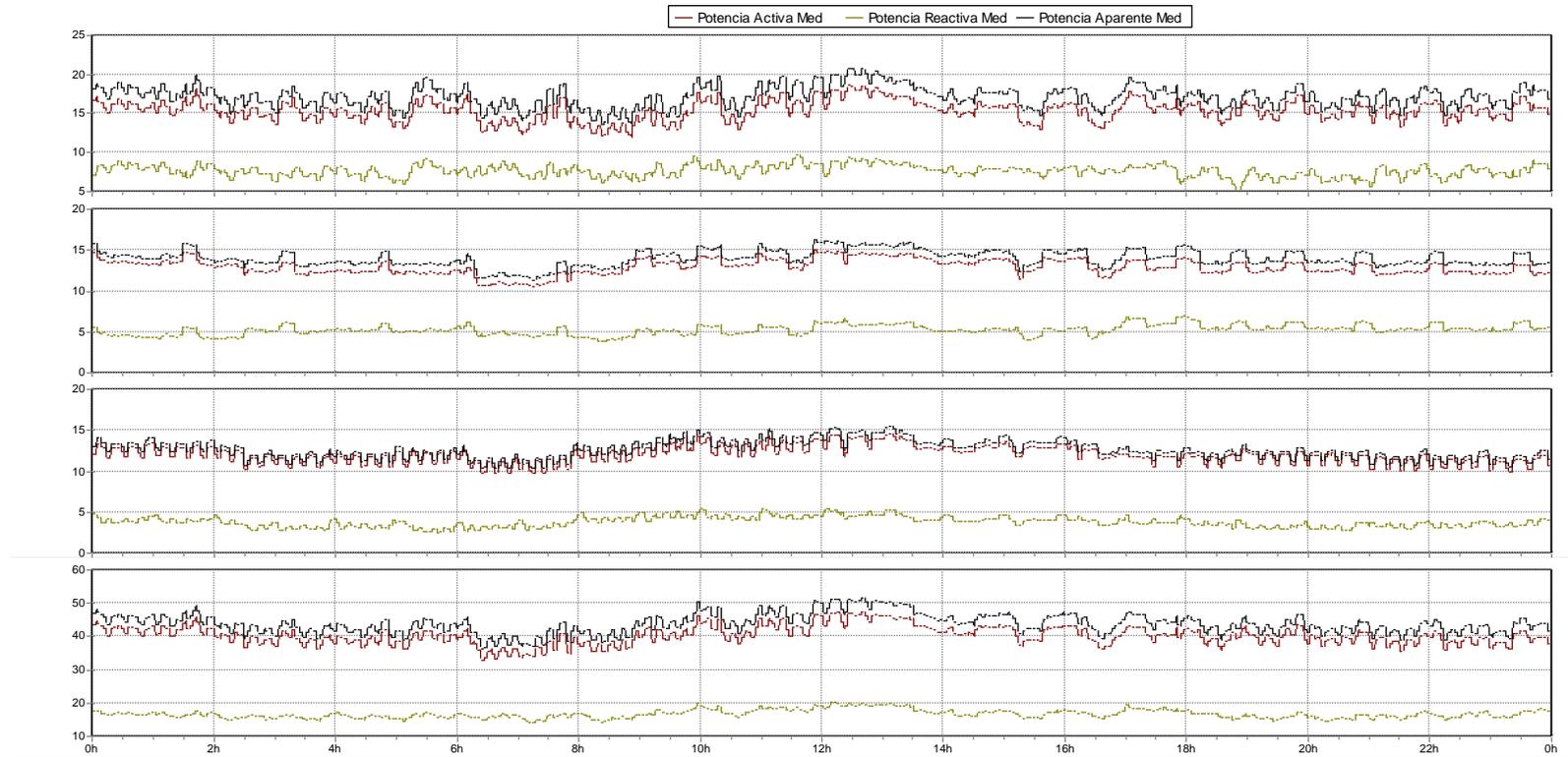
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



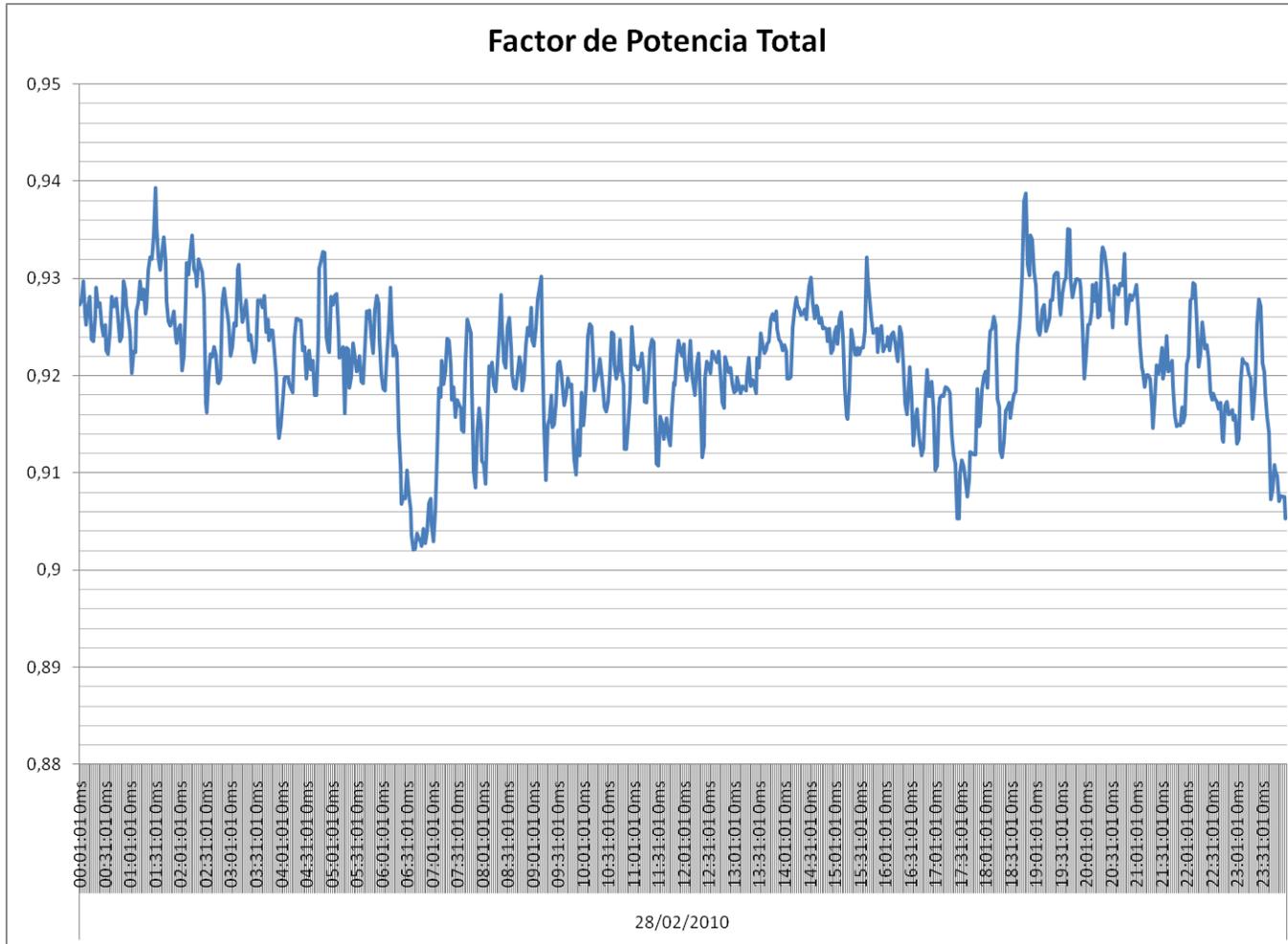
C 6. Día 2: Frecuencia



C 7. Día 2: Potencias activa, reactiva y aparente



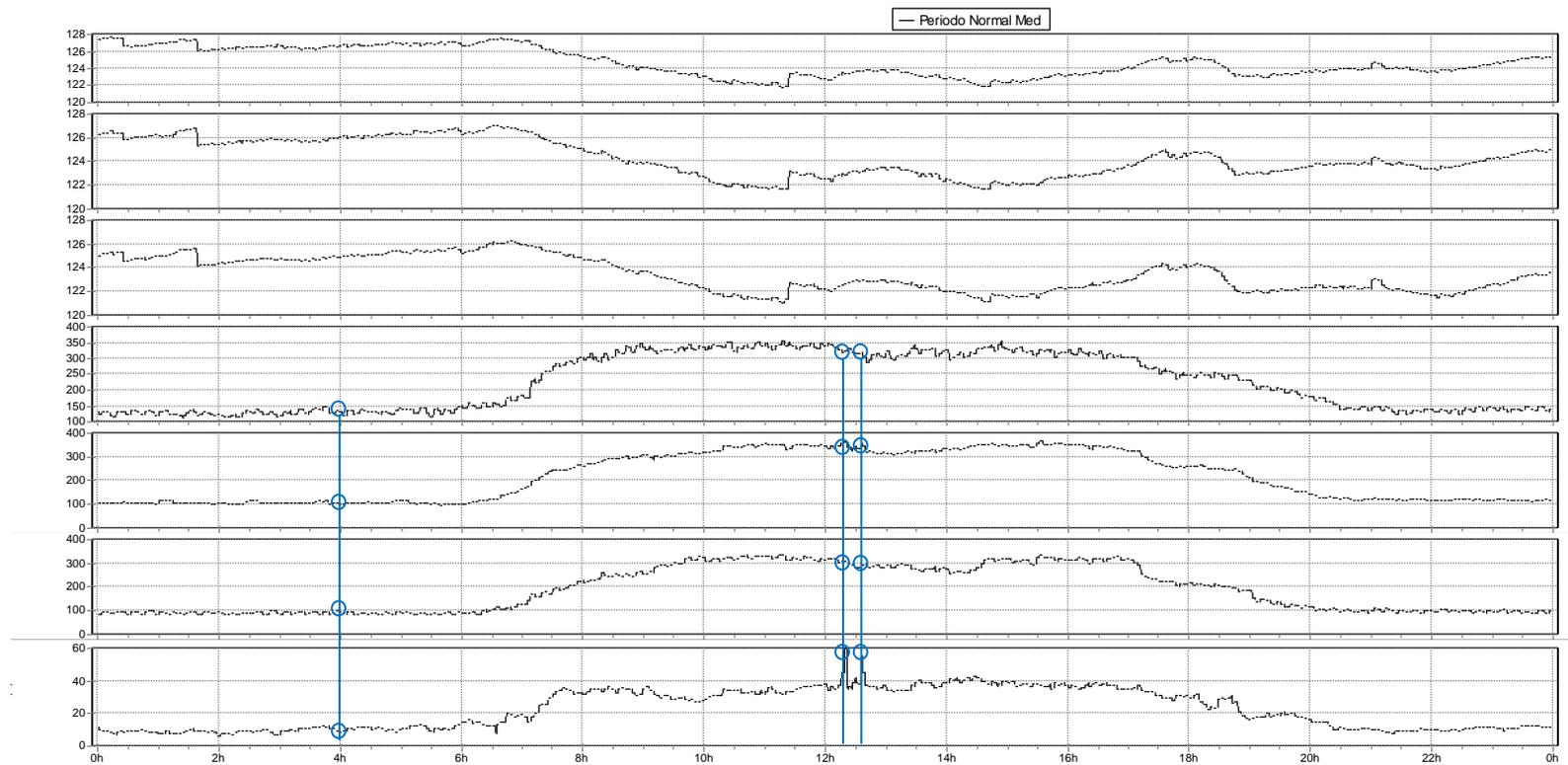
C 8. Día 2: Factor de Potencia



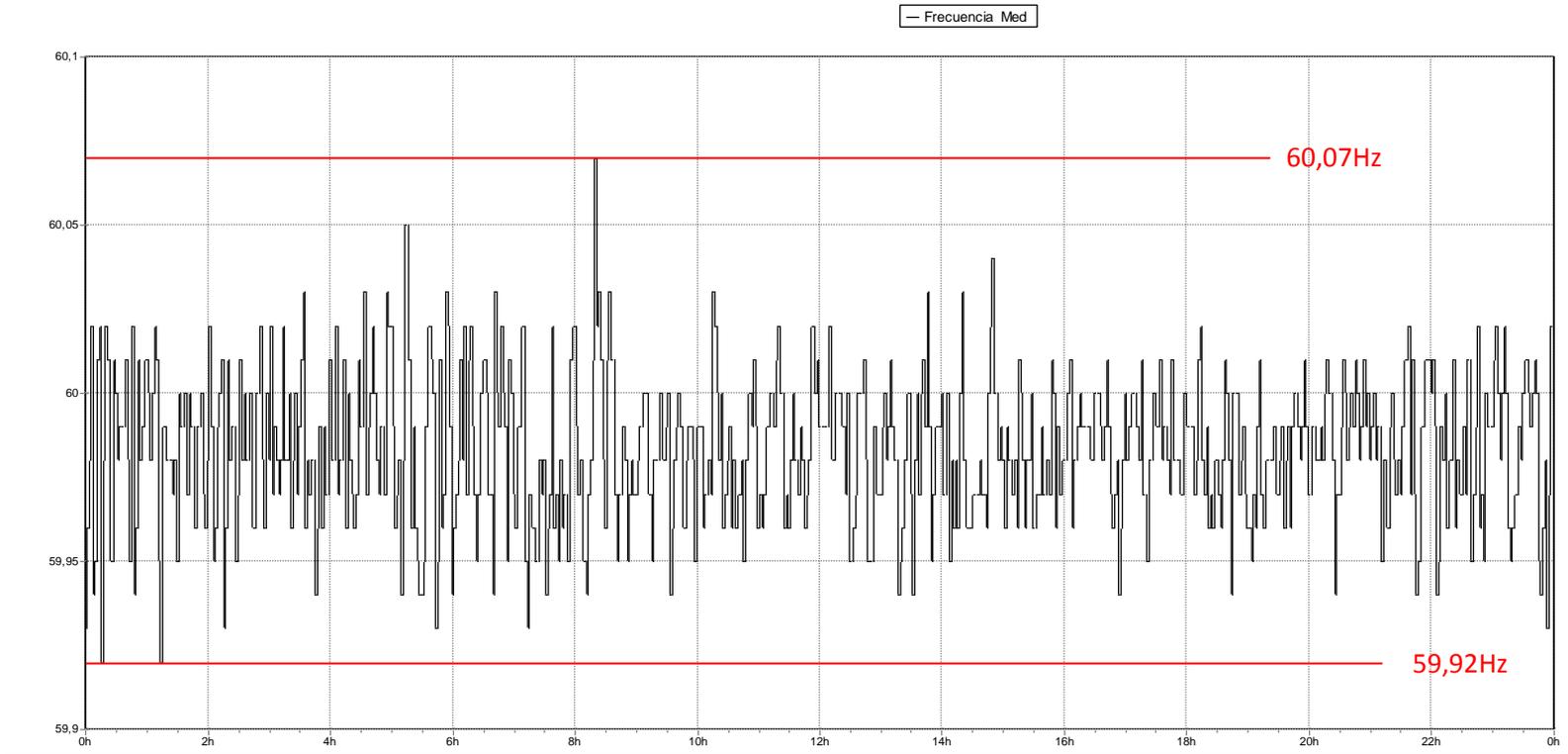
C 9. Día 3: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

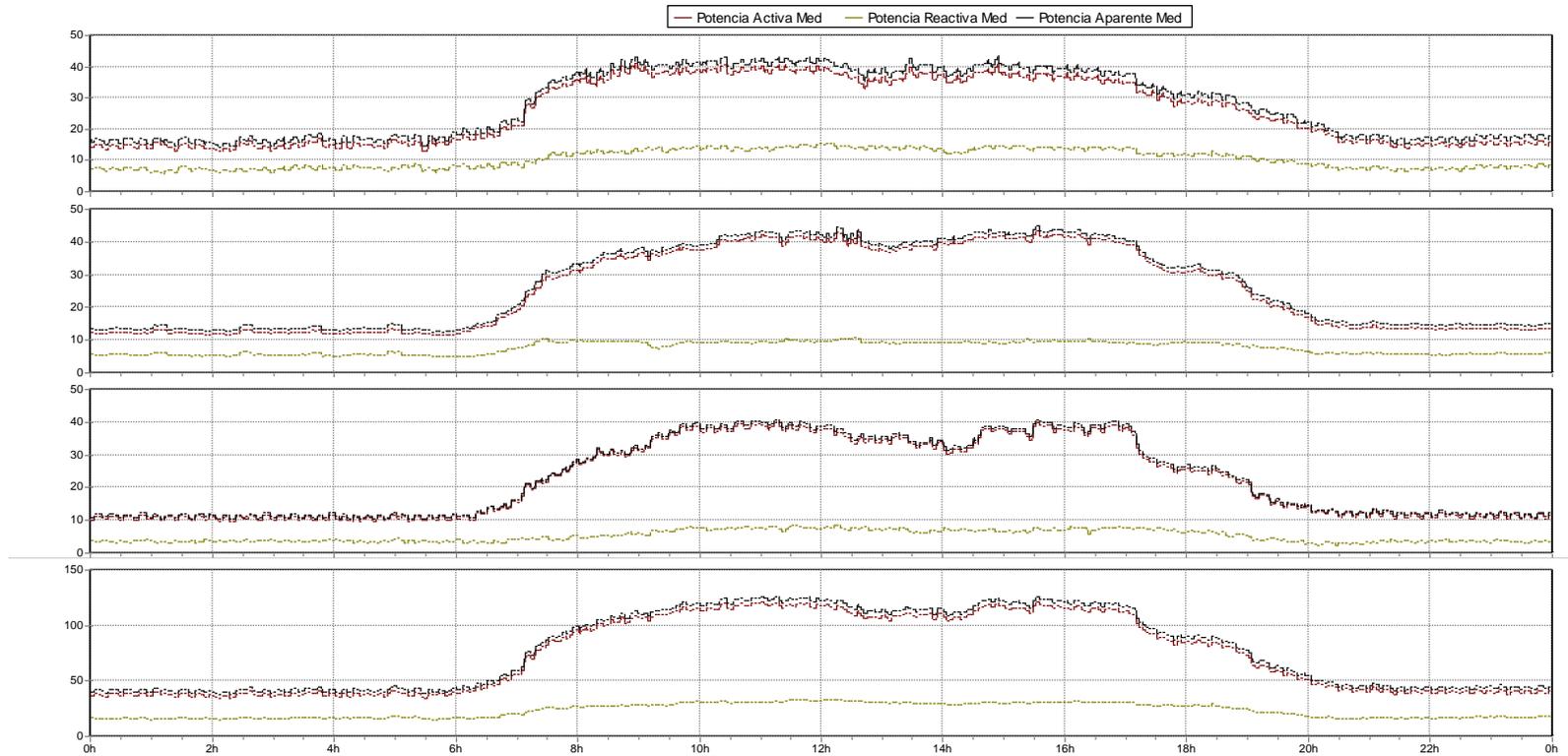
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



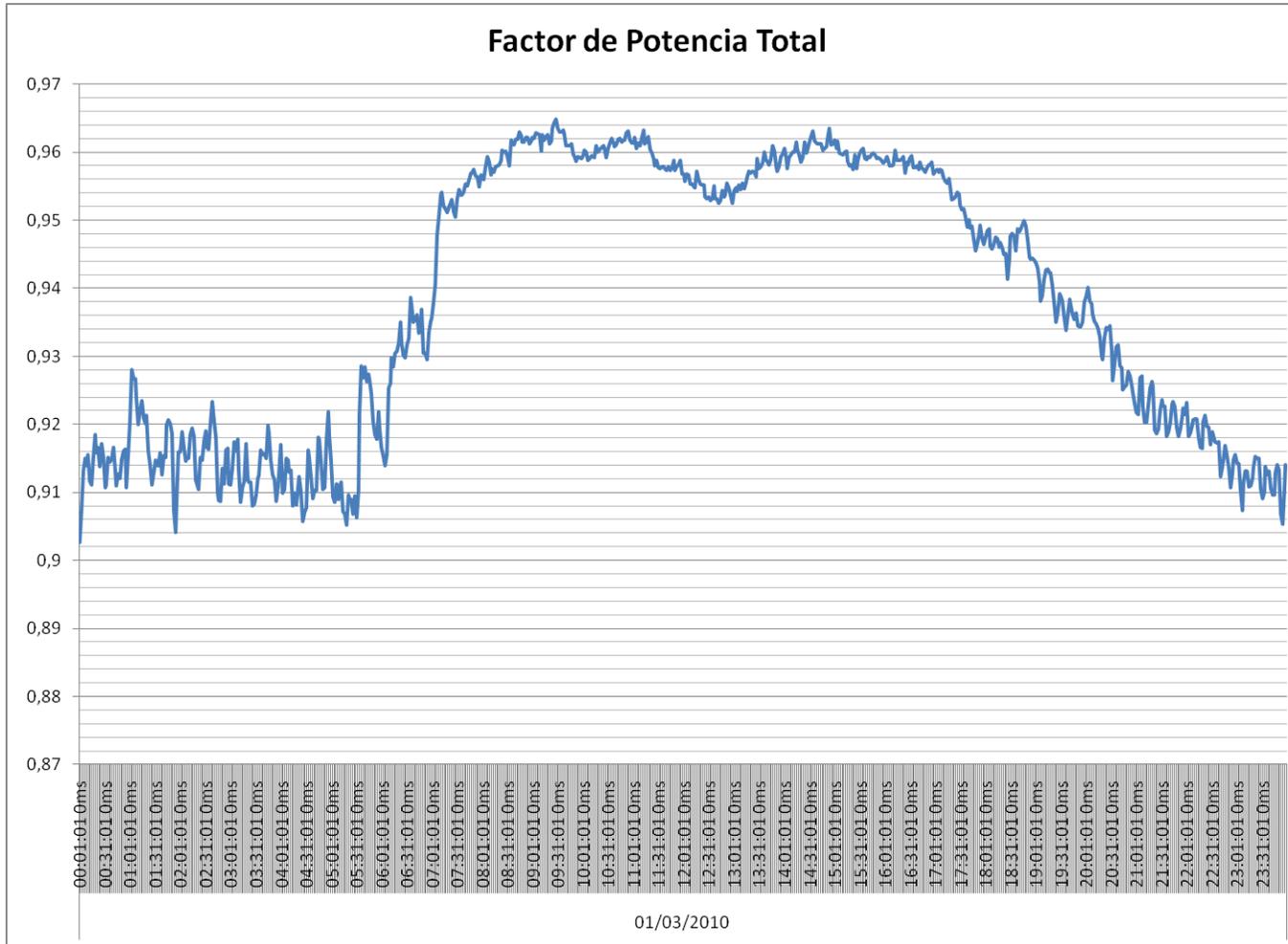
C 10. Día 3: Frecuencia



C 11. Día 3: Potencias activa, reactiva y aparente



C 12. Día 3: Factor de Potencia

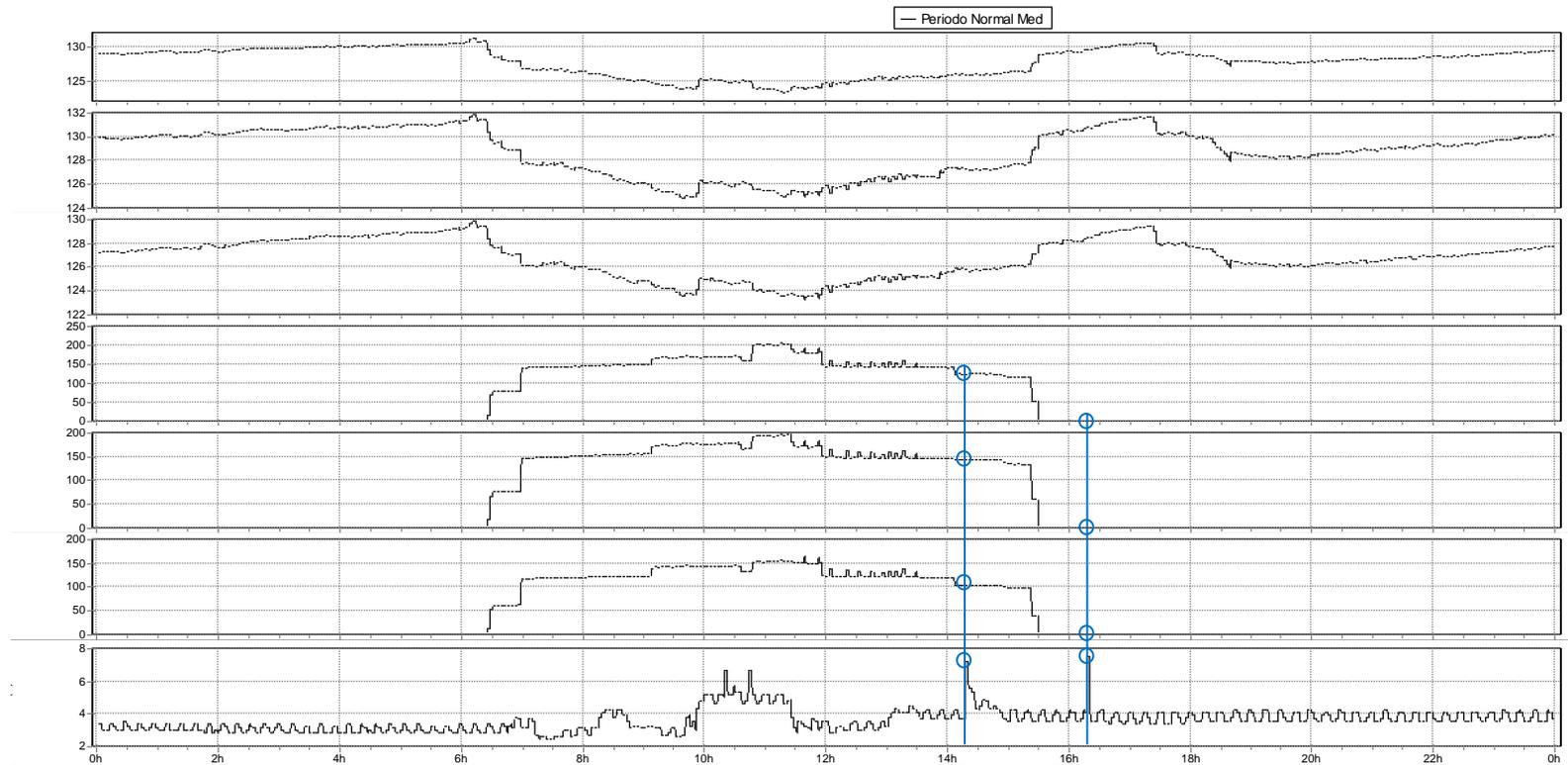


ANEXO D. Mediciones para el Tablero Biblioteca

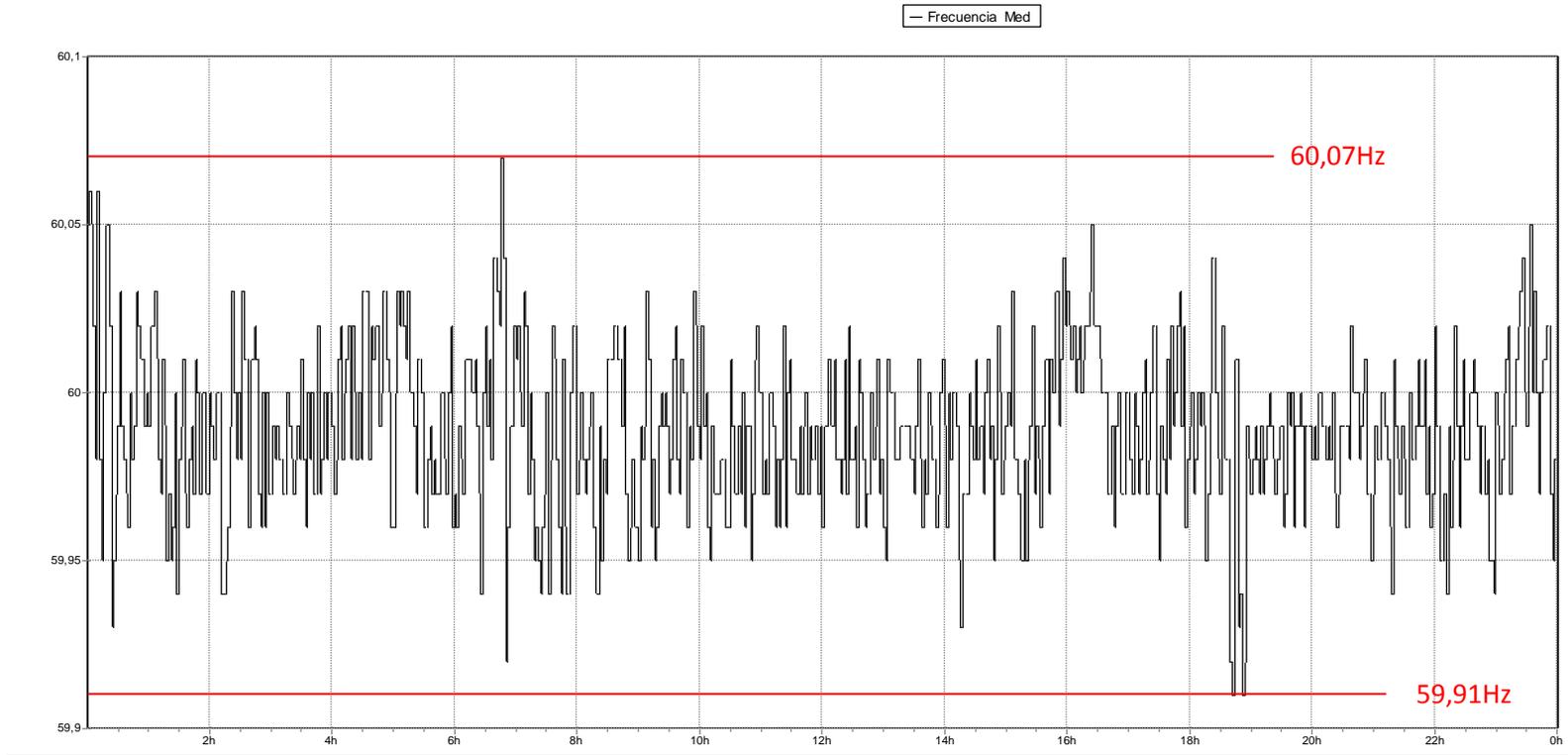
D 1. Día 1: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

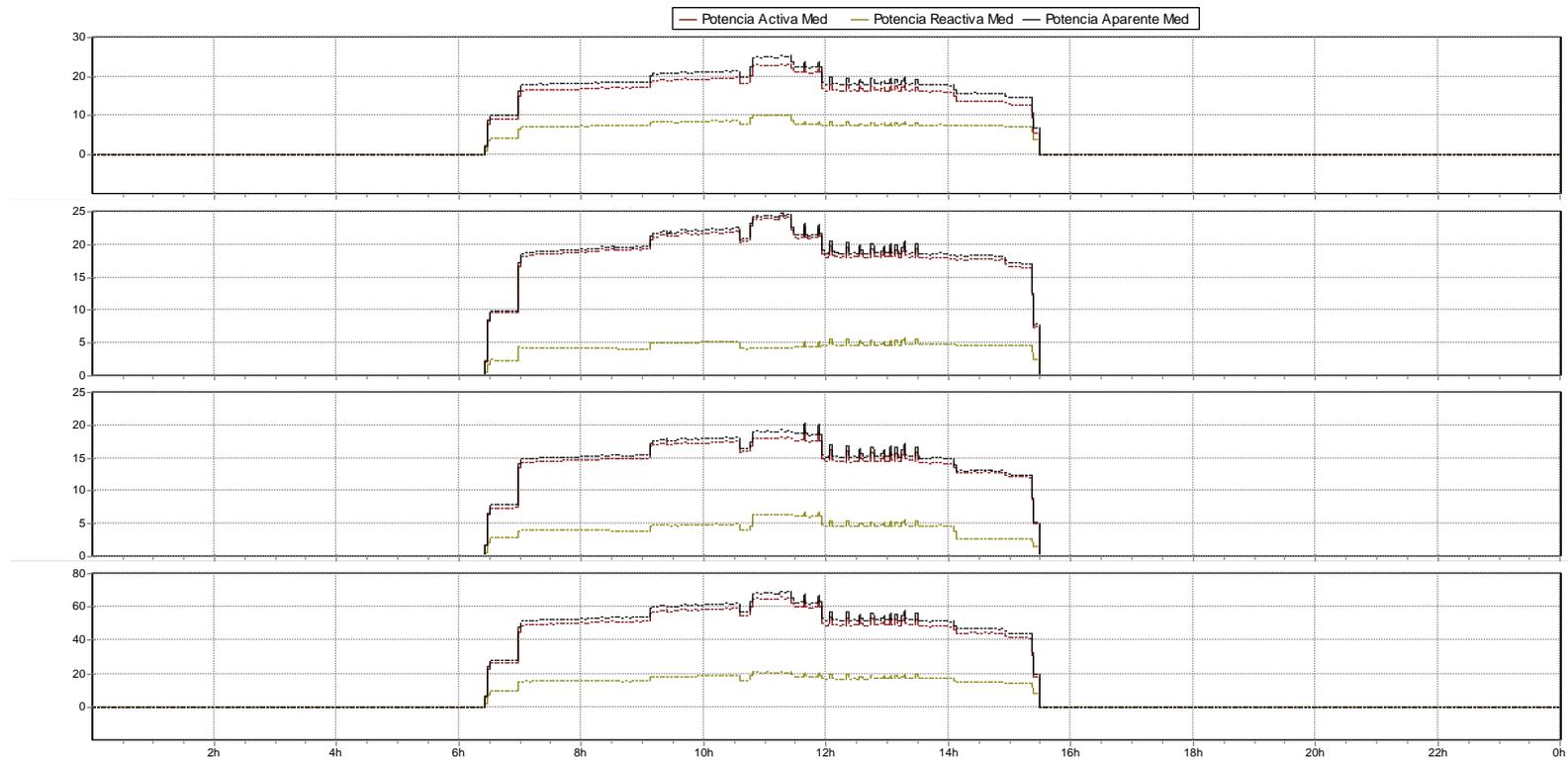
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



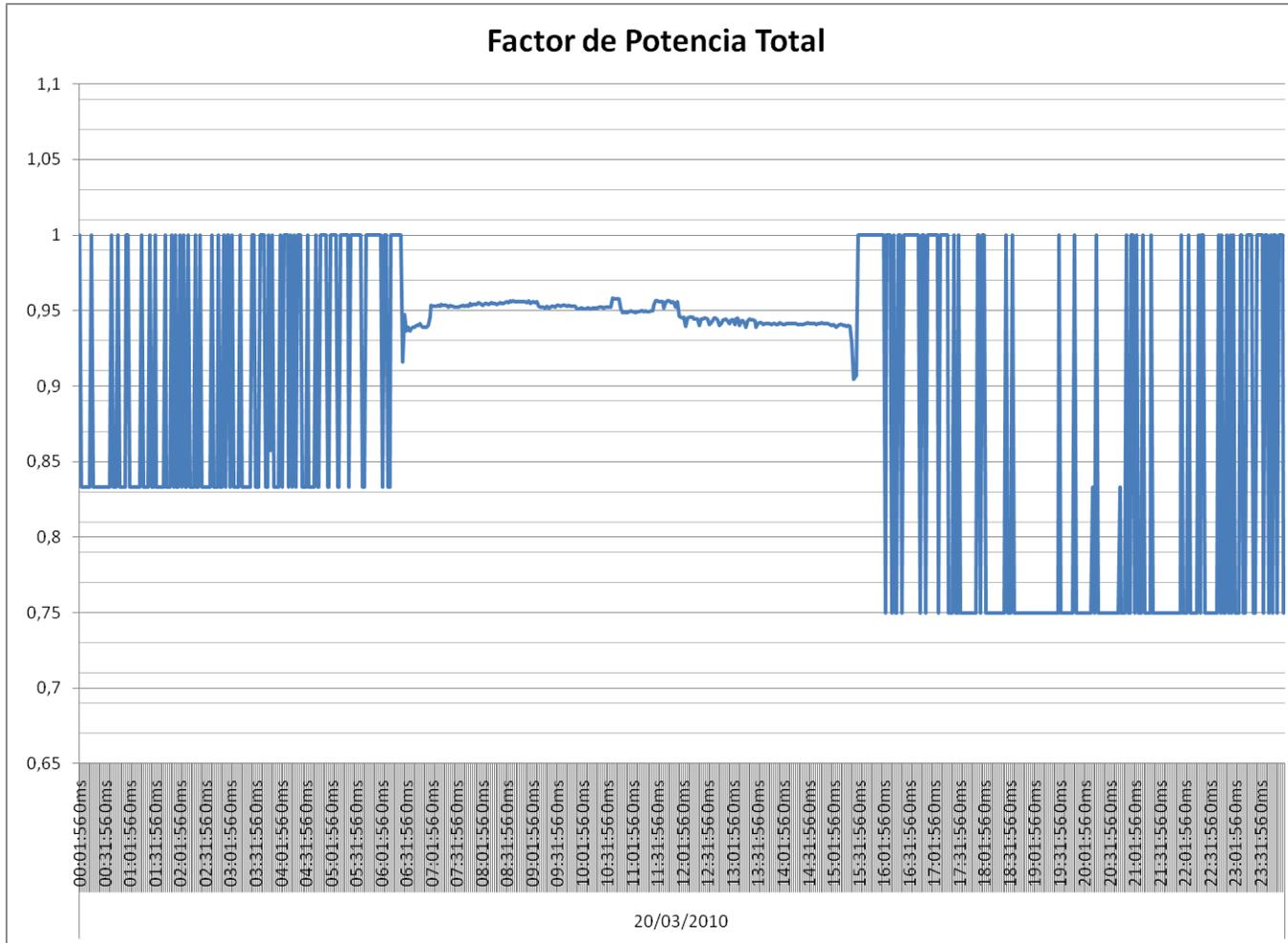
D 2. Día 1: Frecuencia



D 3. Día 1: Potencias activa, reactiva y aparente



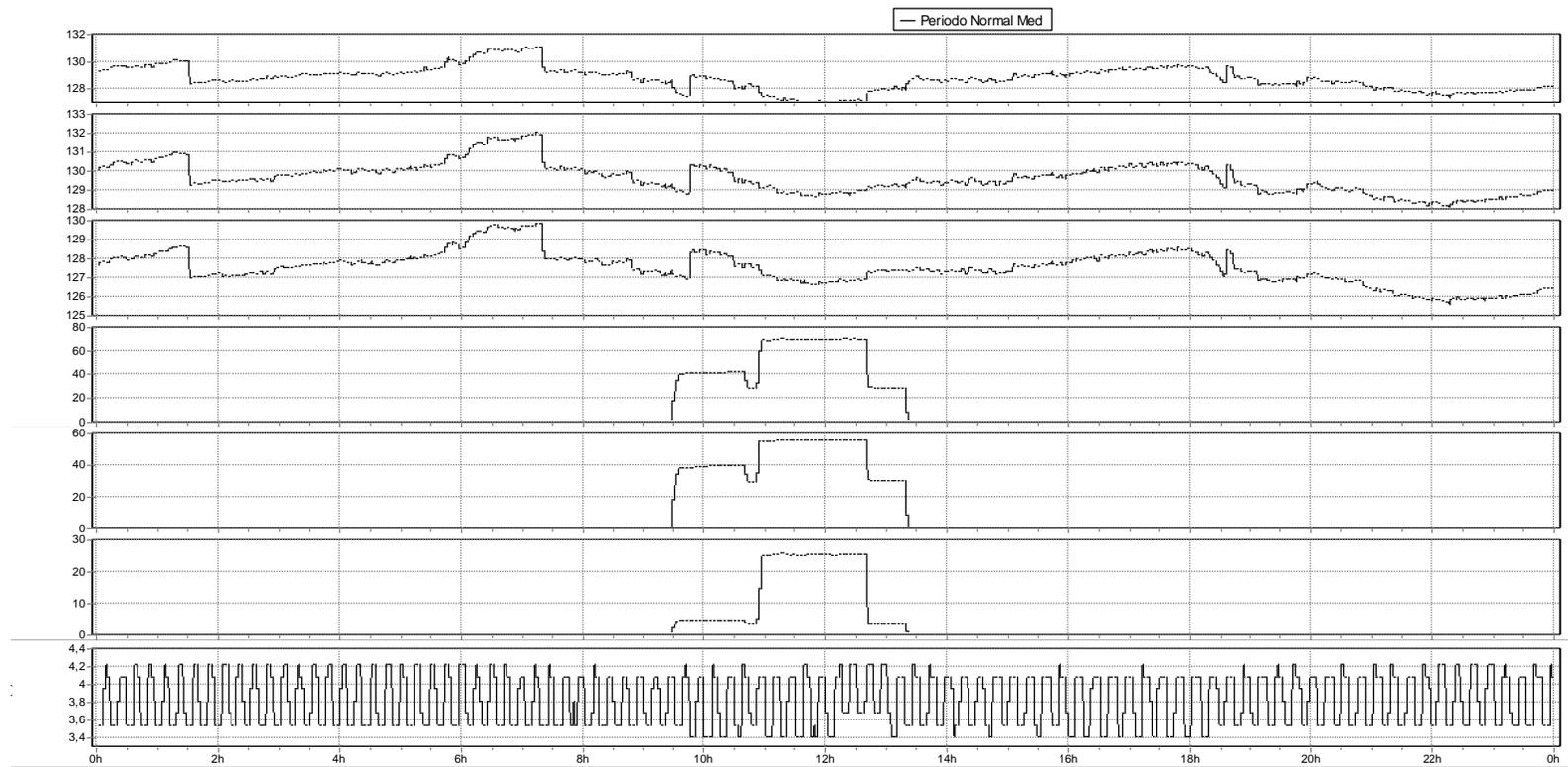
D 4. Día 1: Factor de Potencia



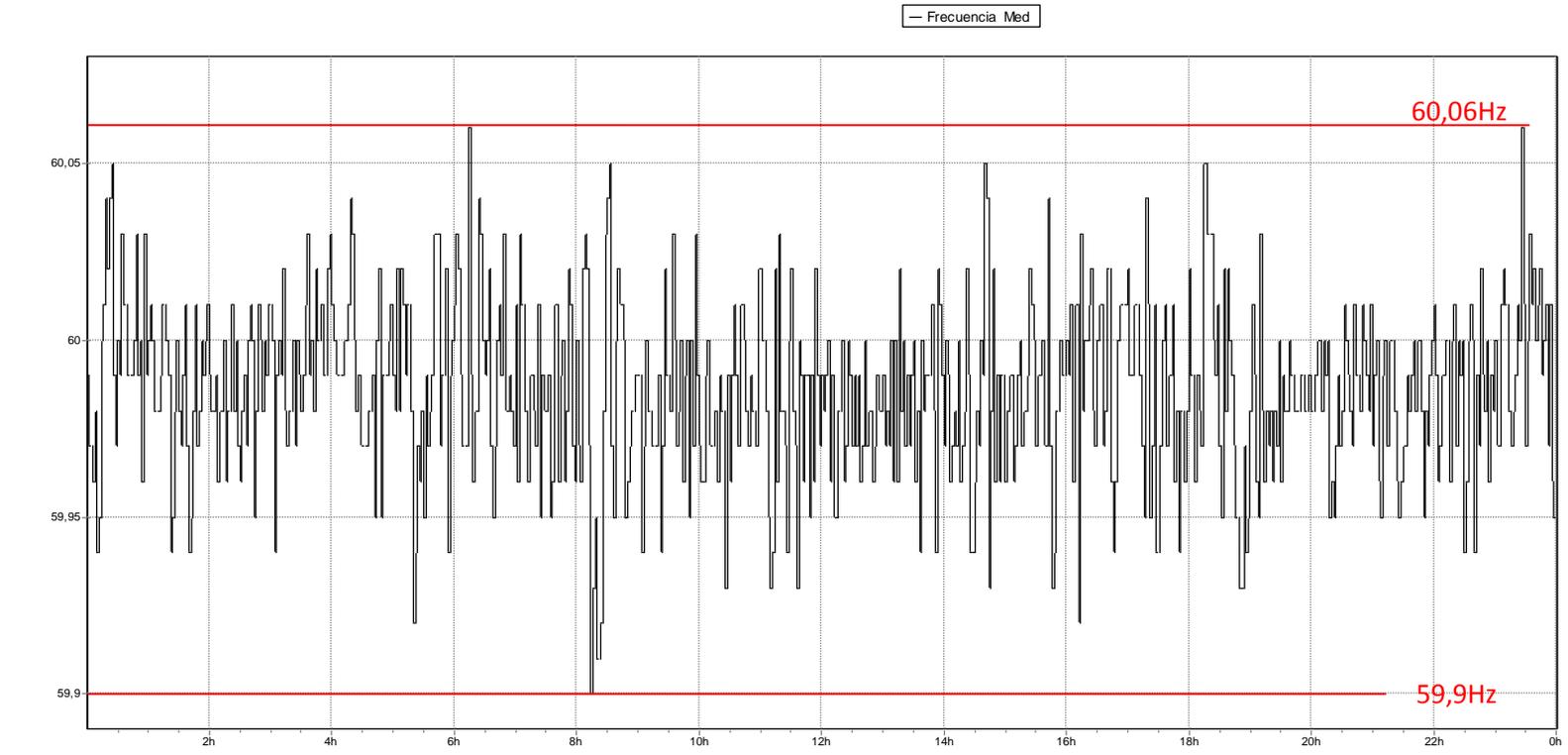
D 5. Día 2: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

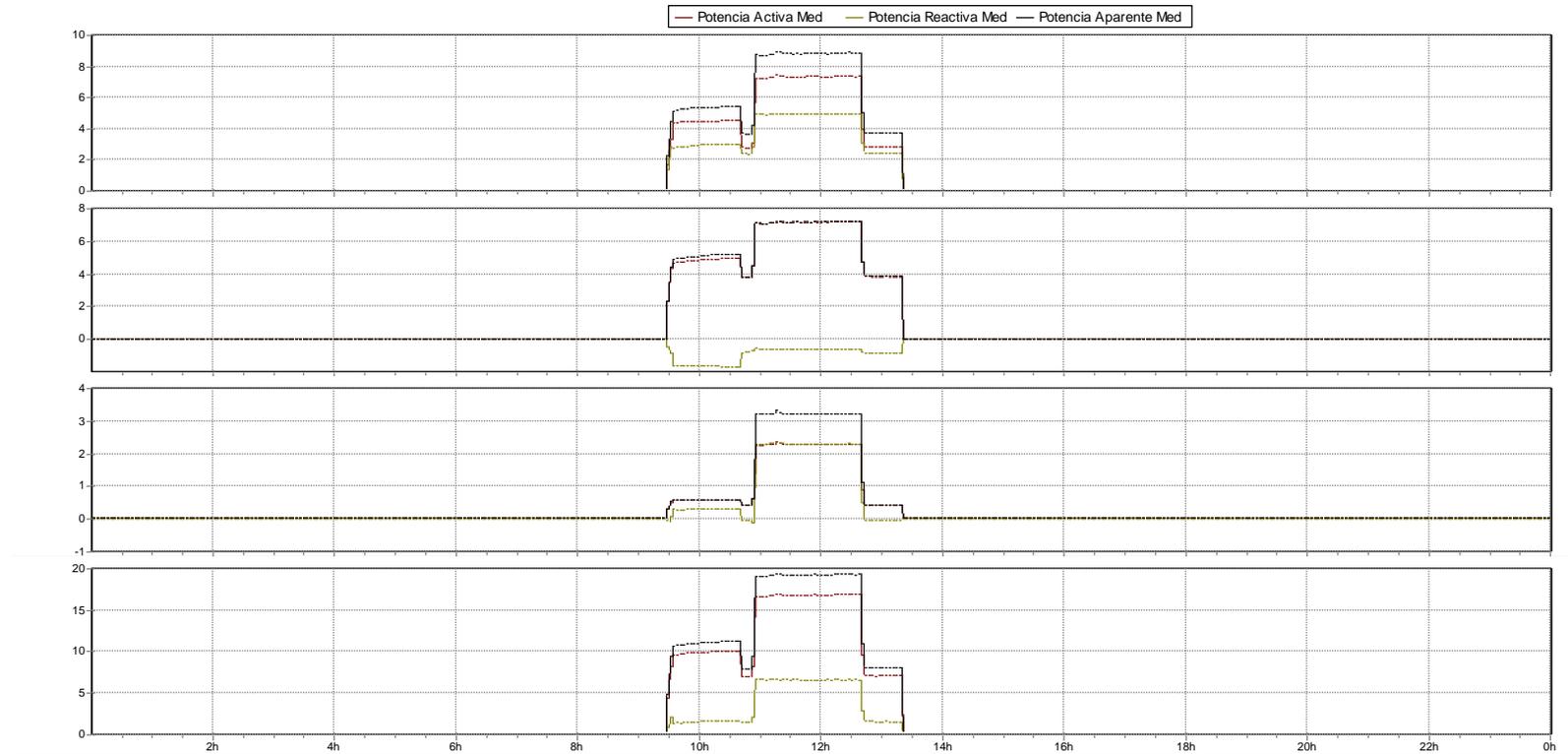
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



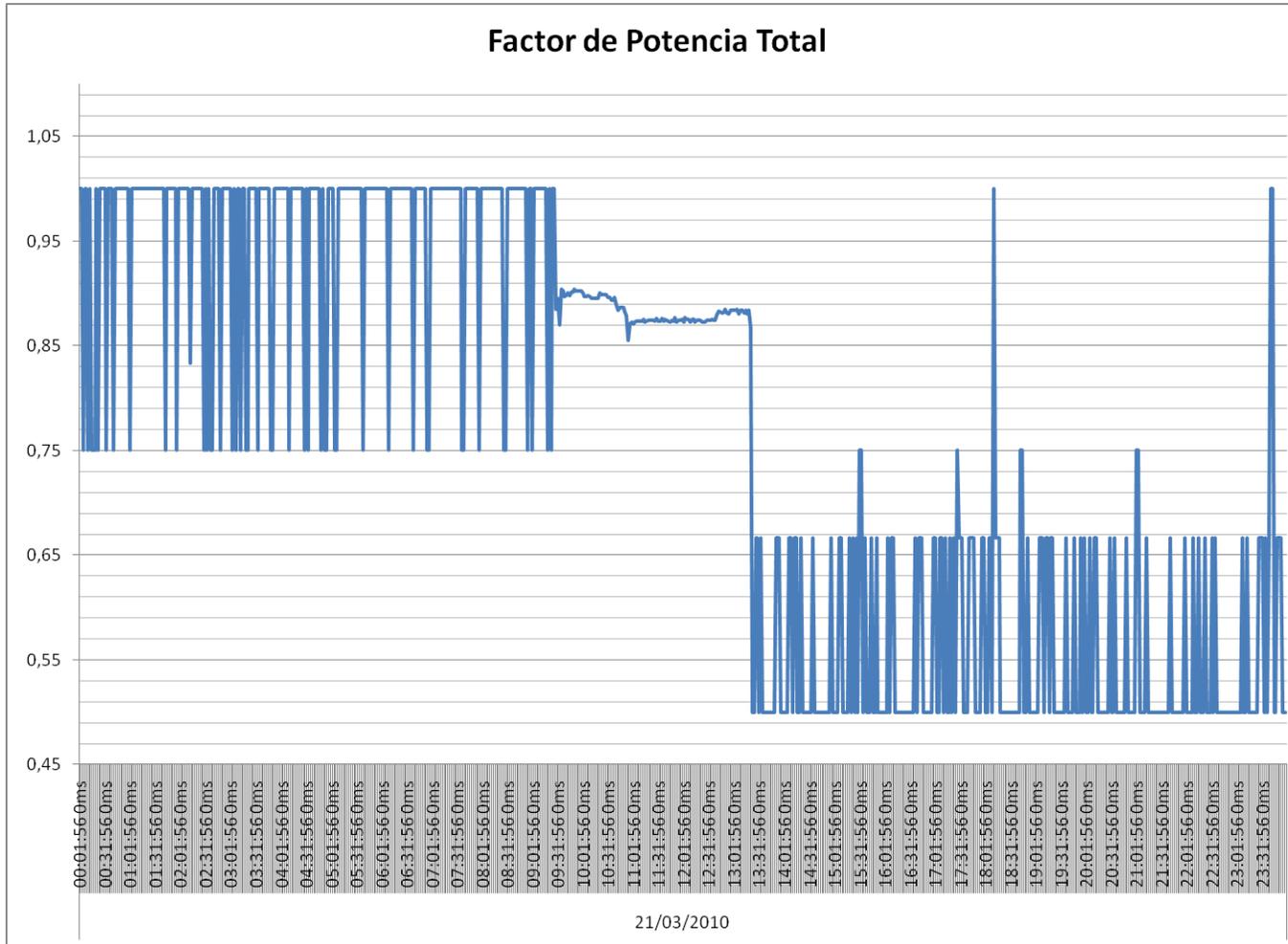
D 6. Día 2: Frecuencia



D 7. Día 2: Potencias activa, reactiva y aparente



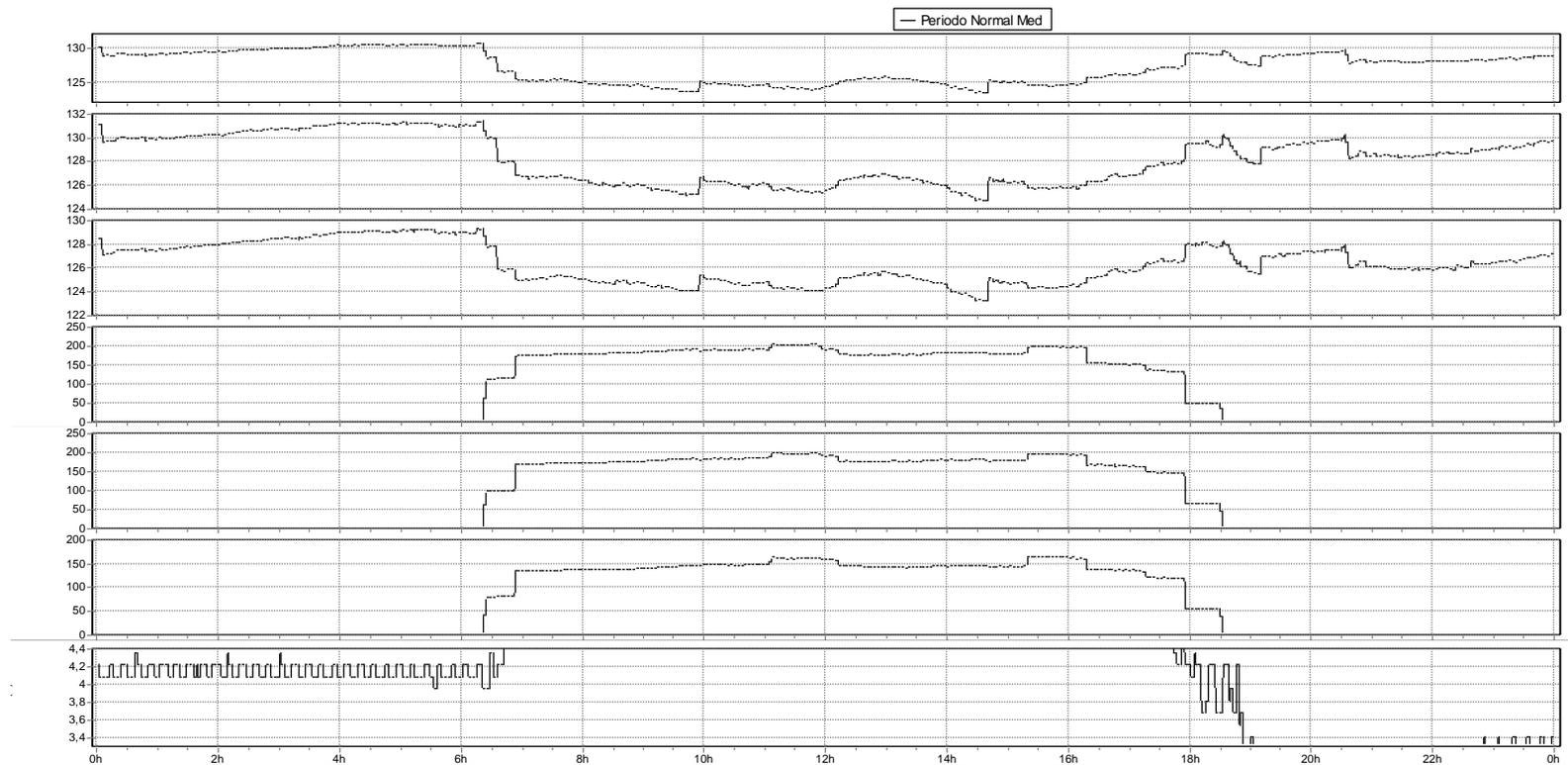
D 8. Día 2: Factor de Potencia



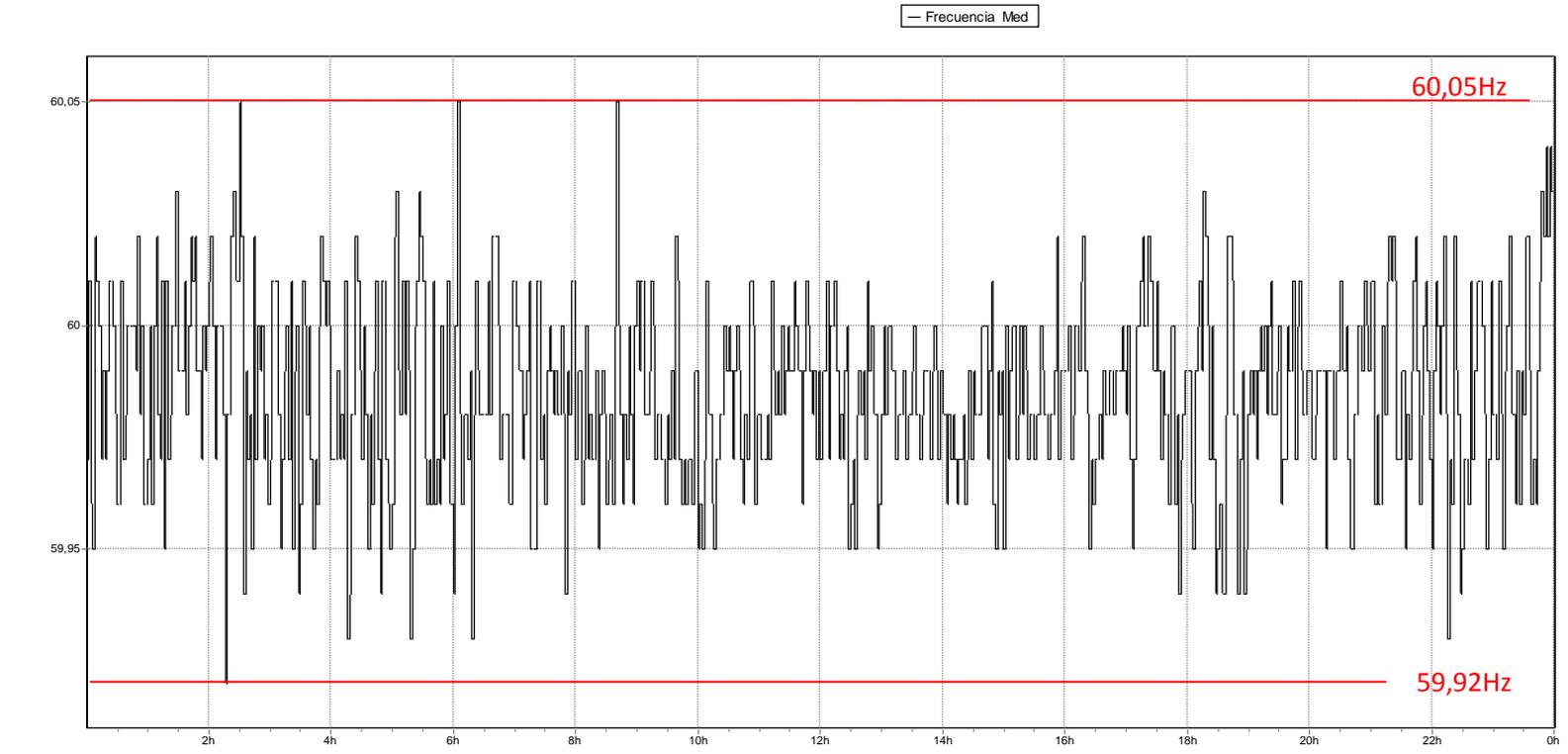
D 9. Día 3: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

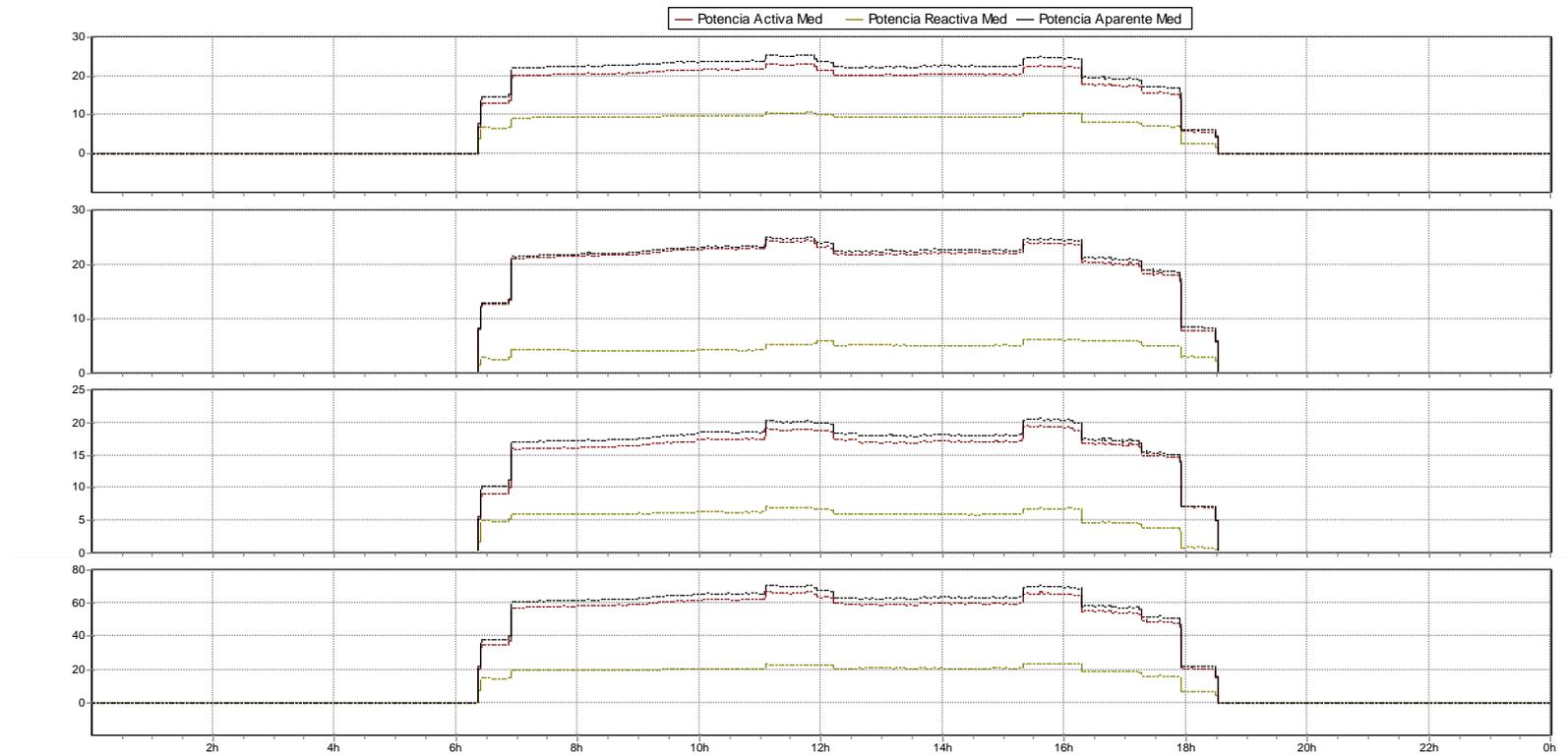
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



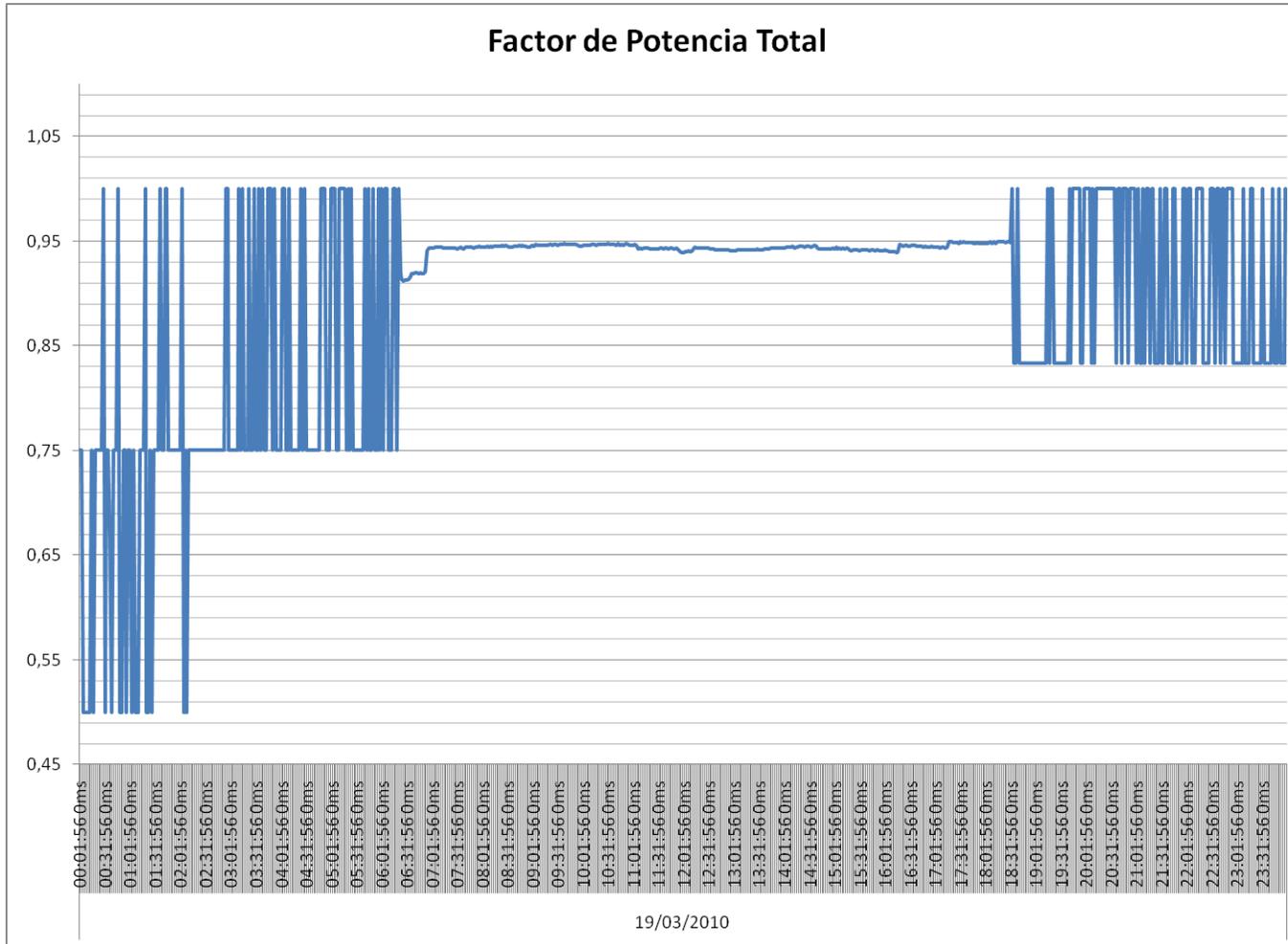
D 10. Día 3: Frecuencia



D 11. Día 3: Potencias activa, reactiva y aparente



D 12. Día 3: Factor de Potencia

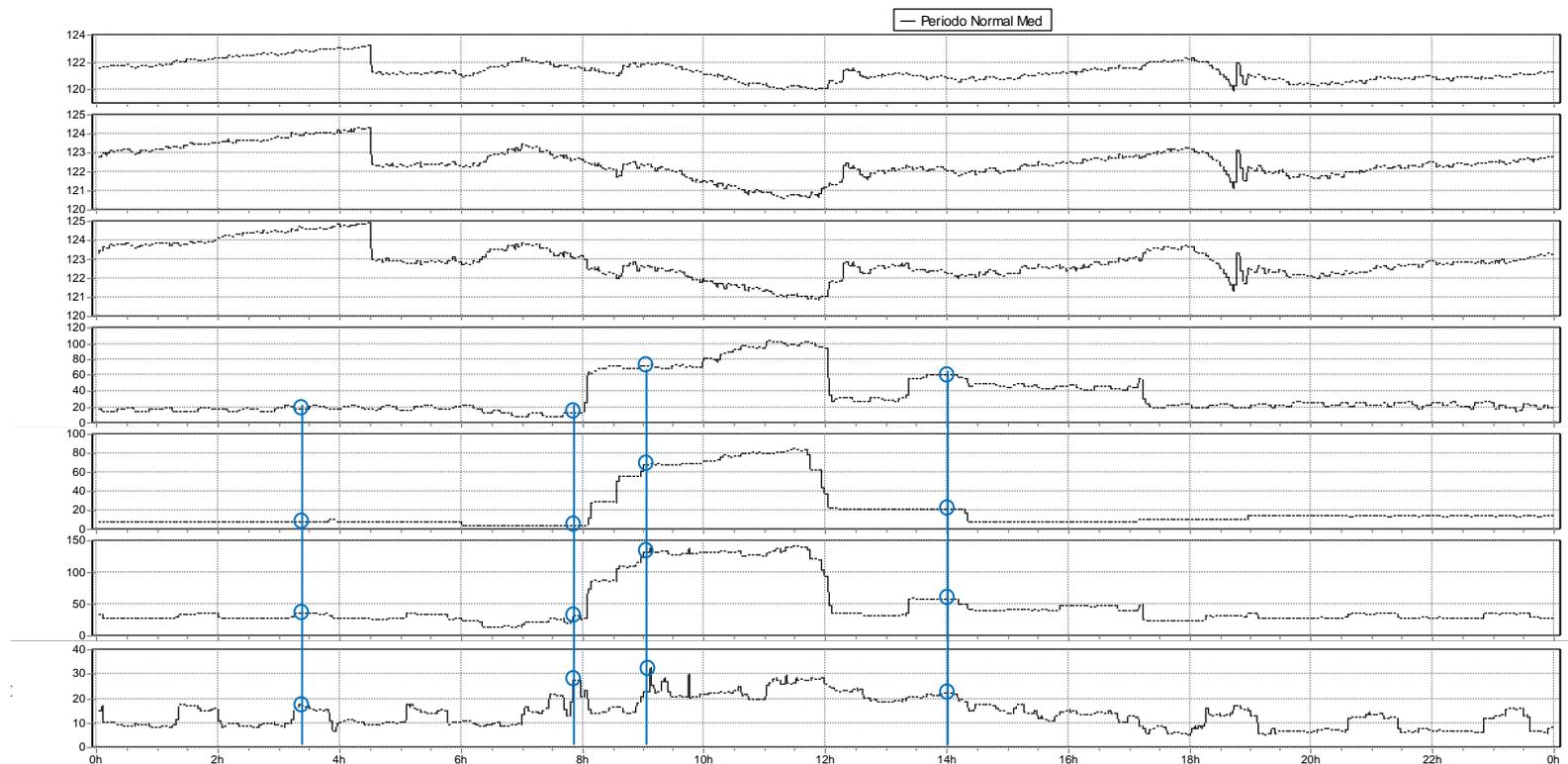


ANEXO E. Mediciones para el Tablero de Bienestar Universitario

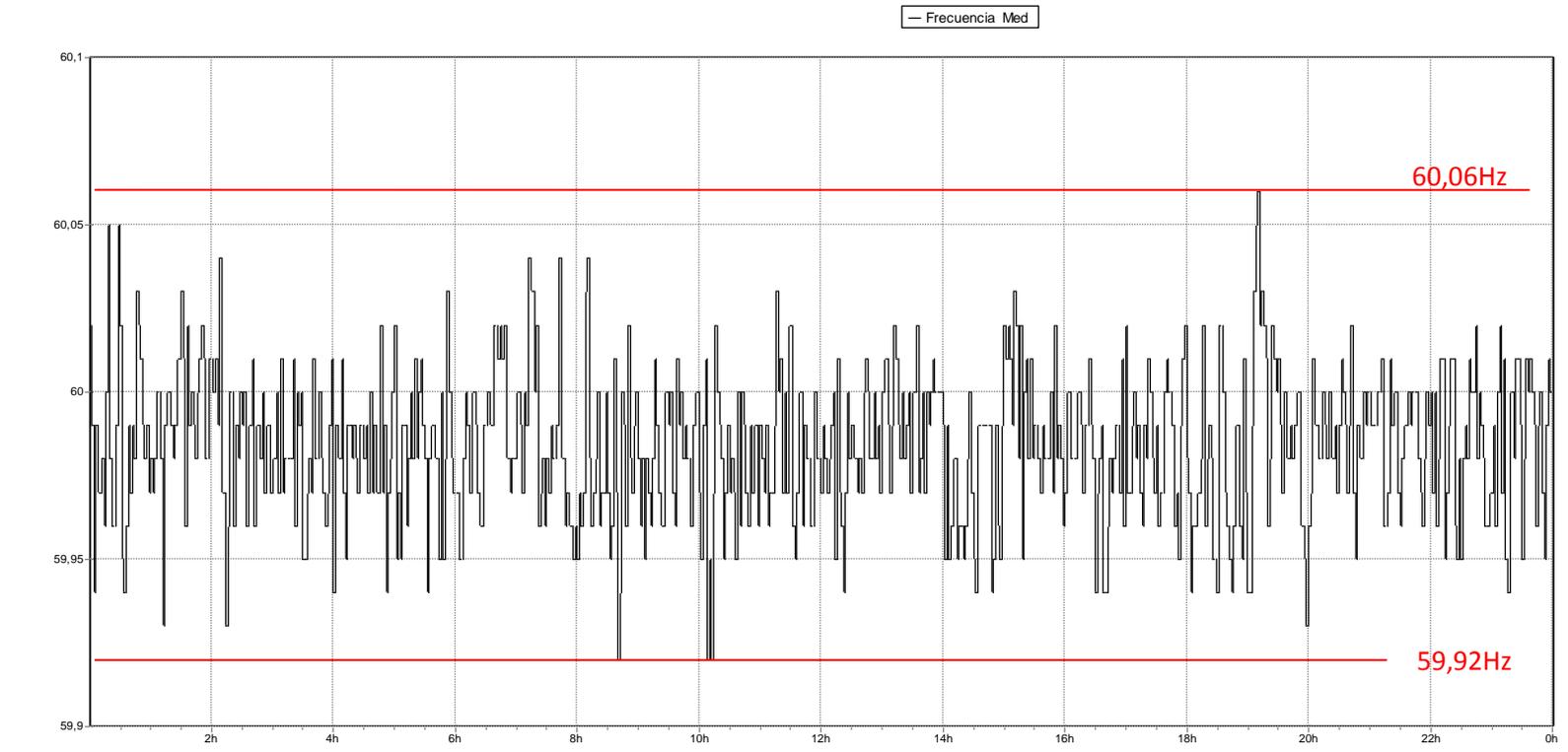
E 1. Día 1: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

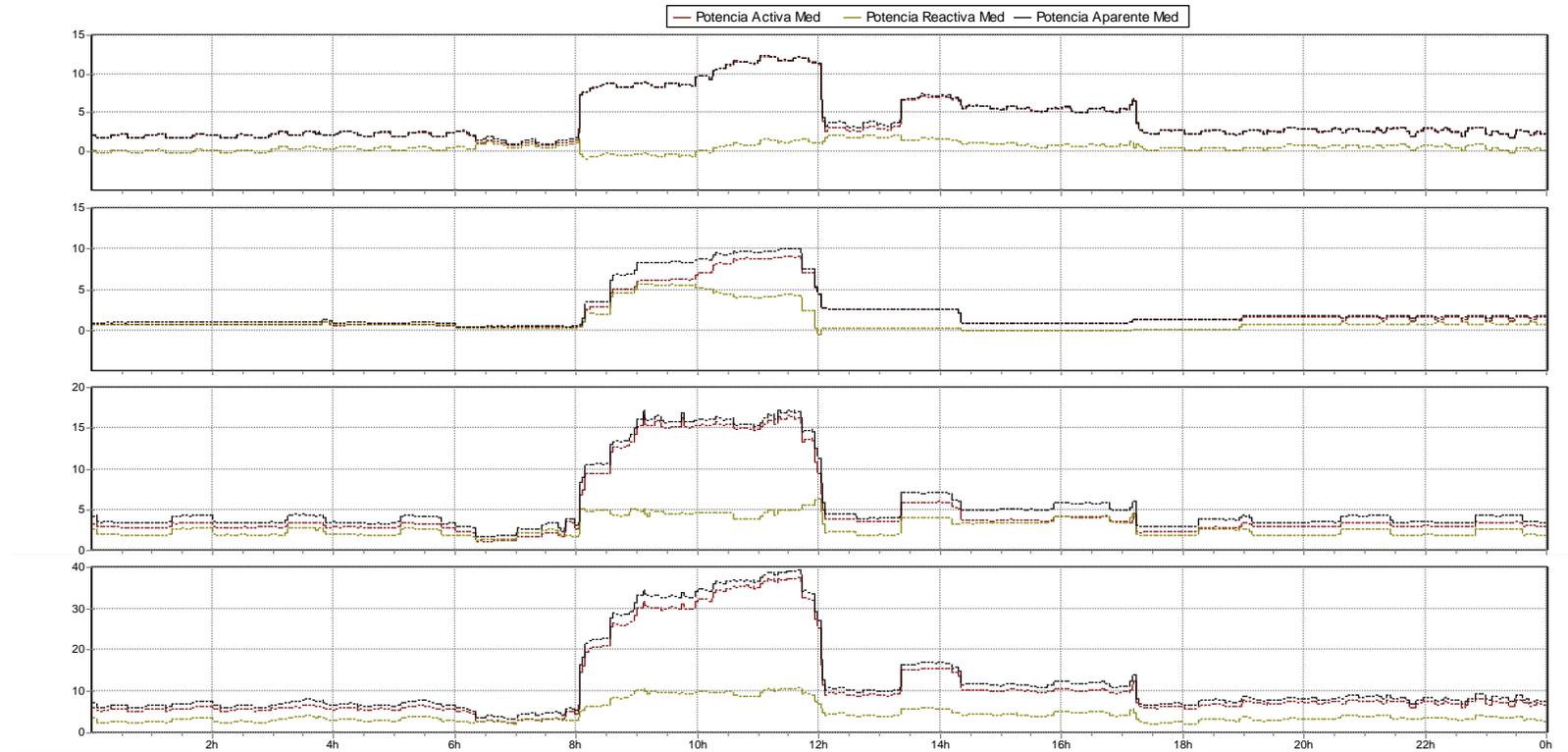
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



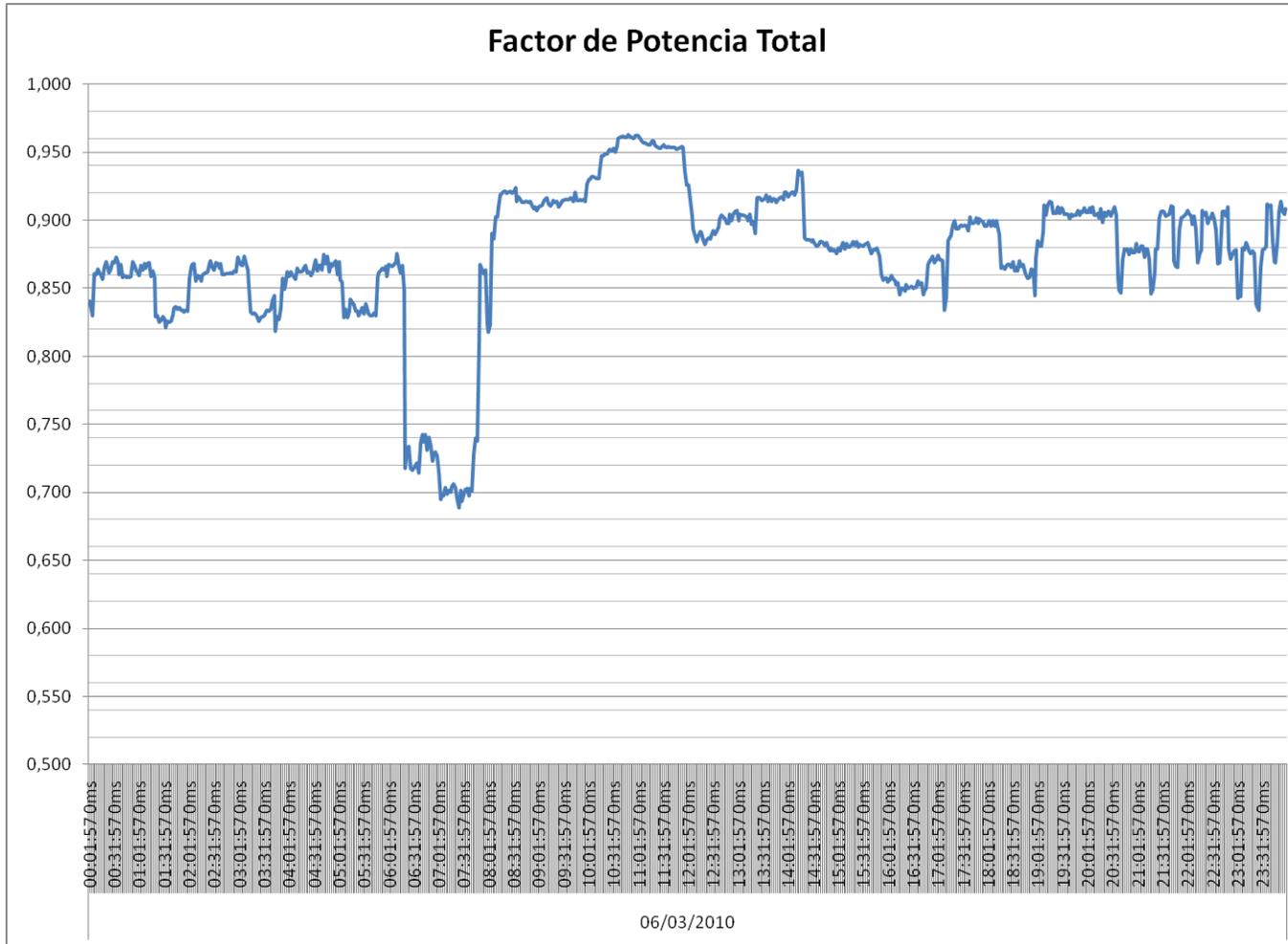
E 2. Día 1: Frecuencia



E 3. Día 1: Potencias activa, reactiva y aparente



E 4. Día 1: Factor de Potencia



TABLERO BIENESTAR UNIVERSITARIO

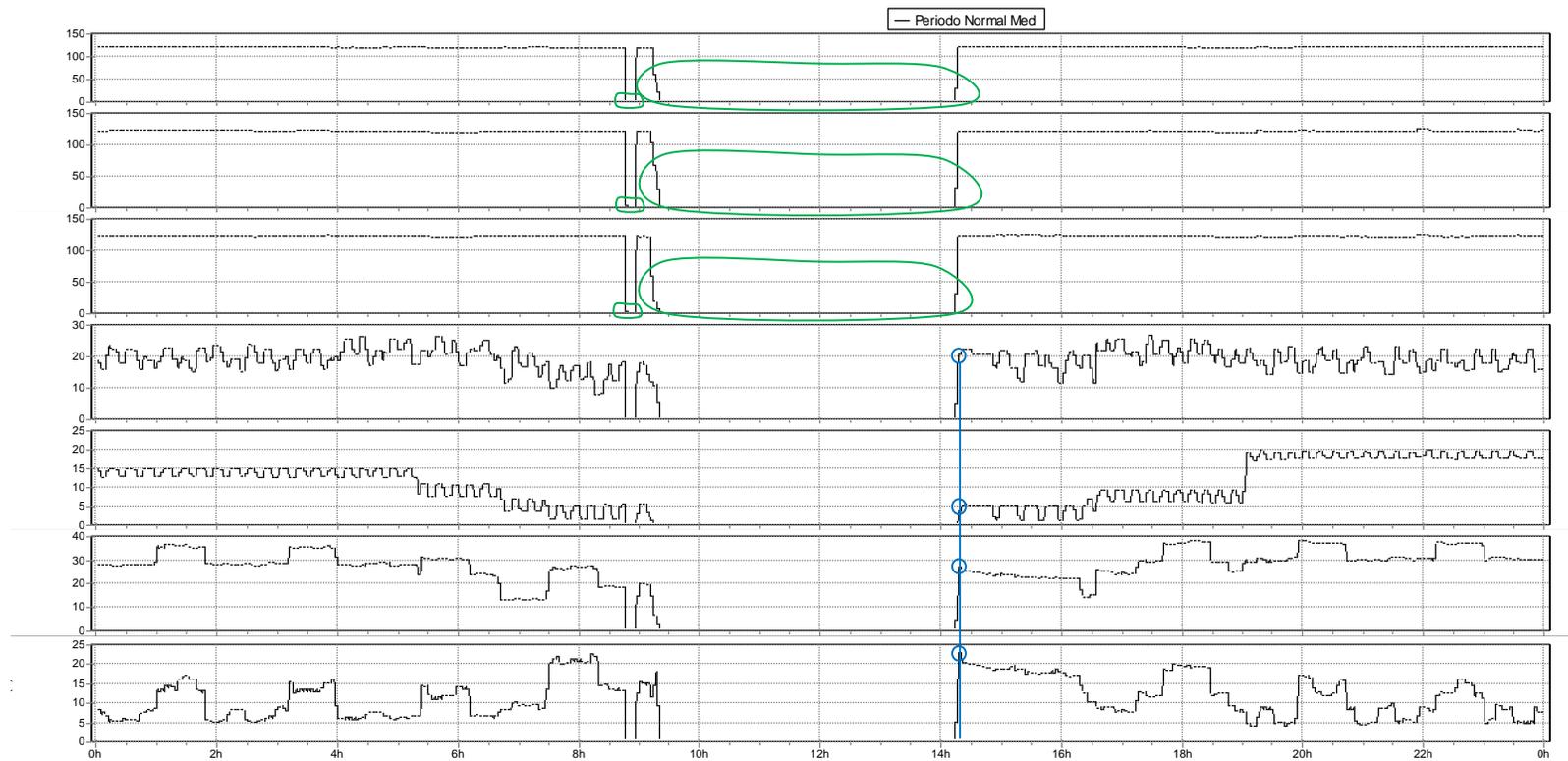
E 5. Día 1: Exceso de reactivos



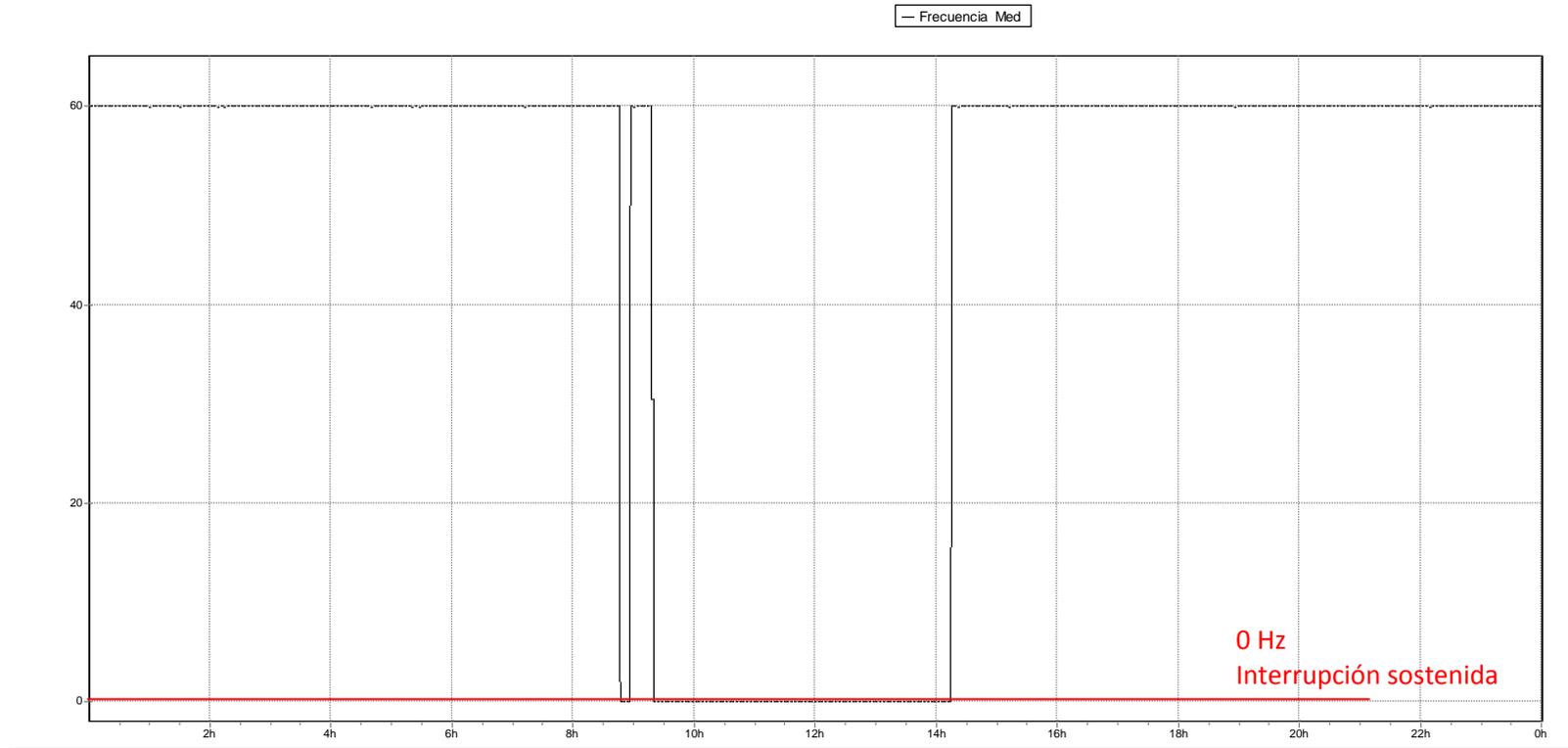
E 6. Día 2: Tensiones y Corrientes

Las líneas en verde resaltan interrupciones de larga duración.

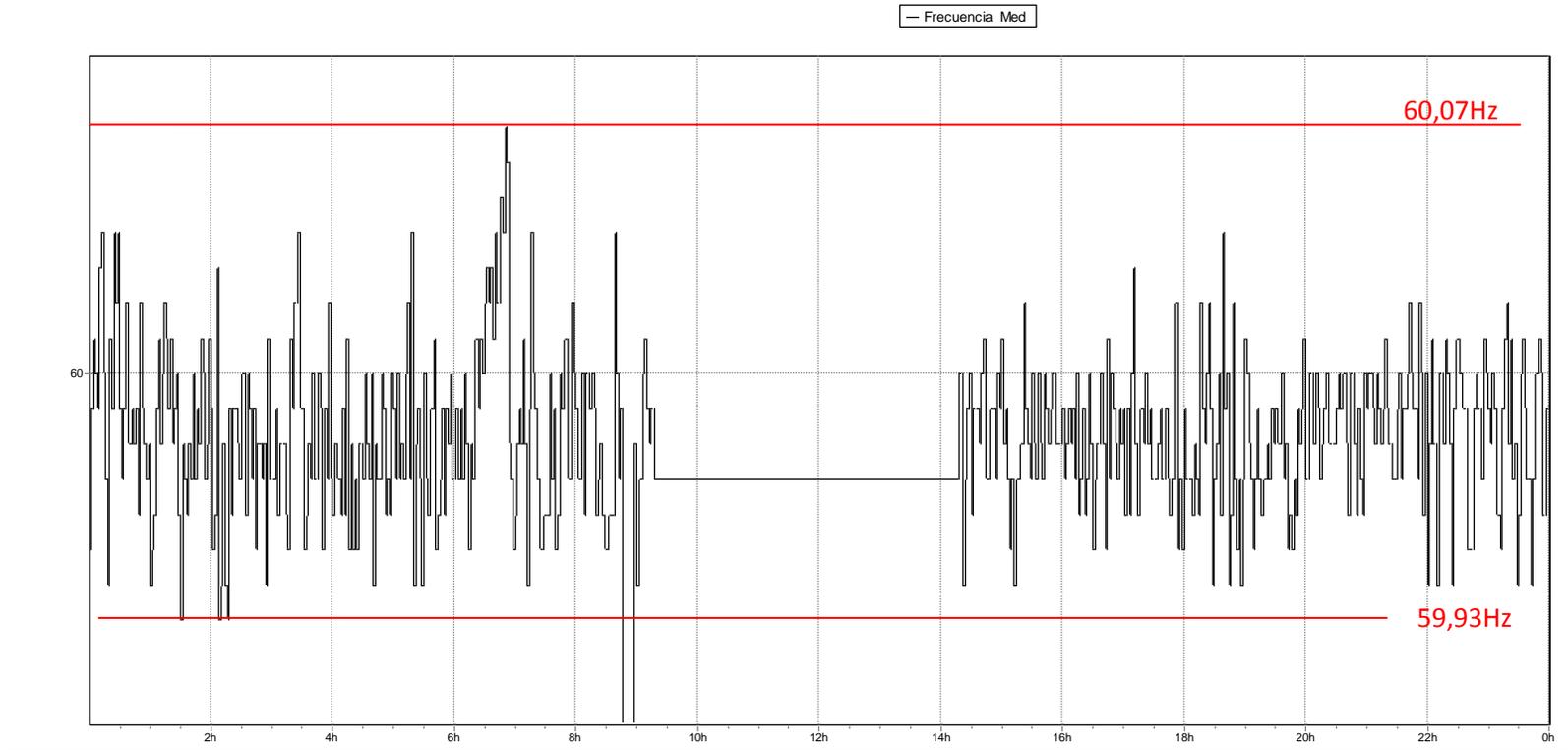
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



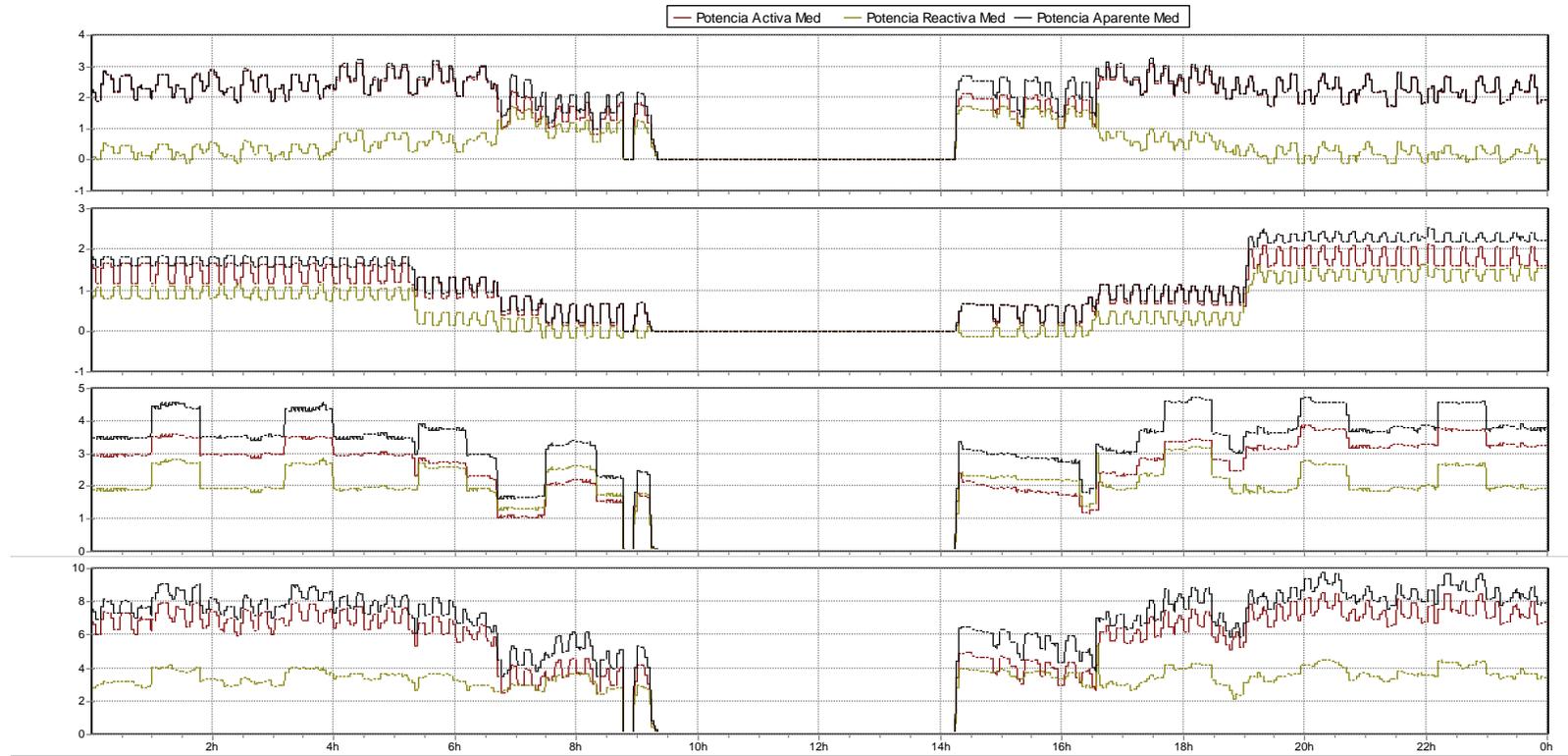
E 7. Día 2: Frecuencia



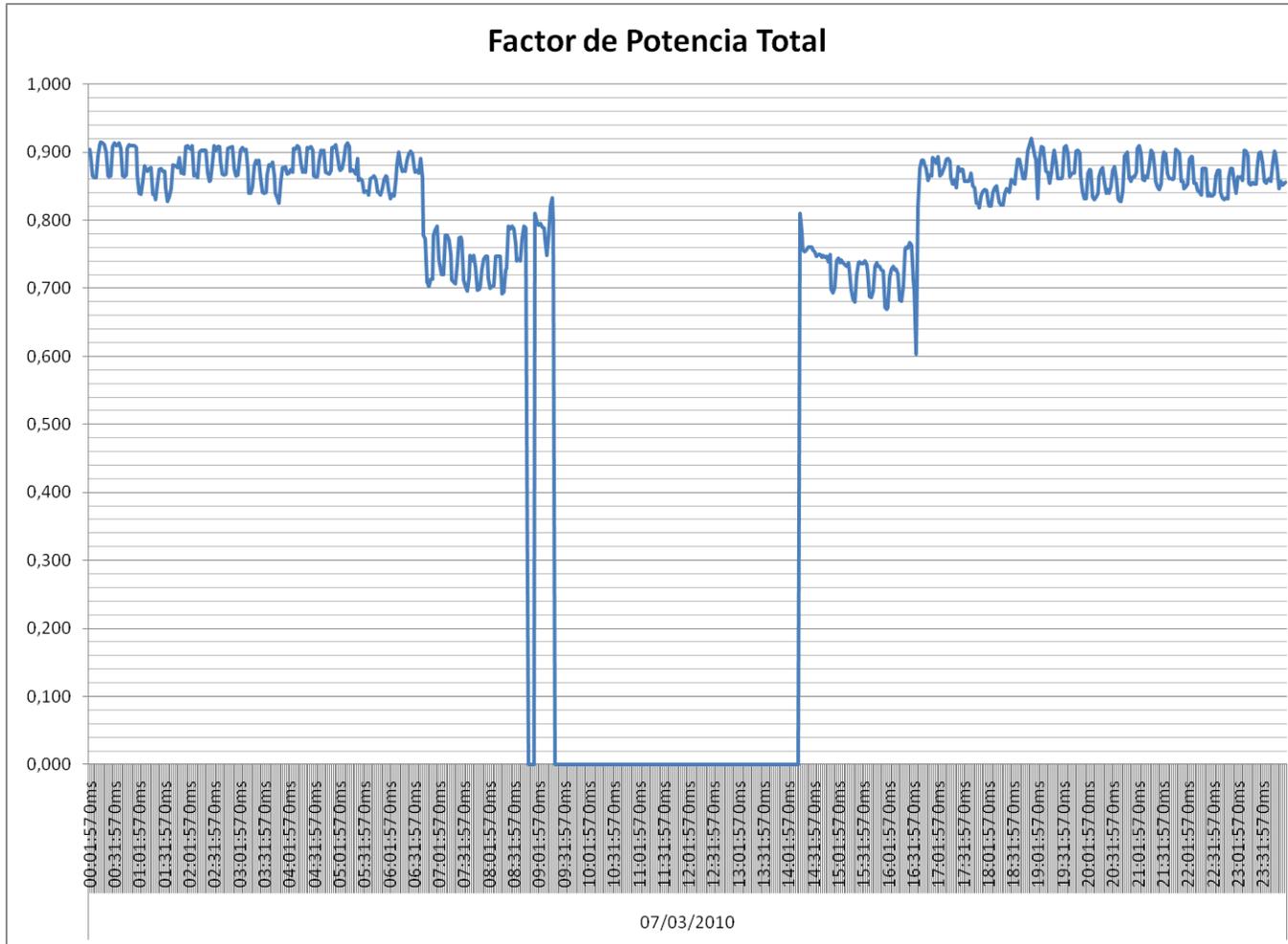
E 8. Día 2: Frecuencia



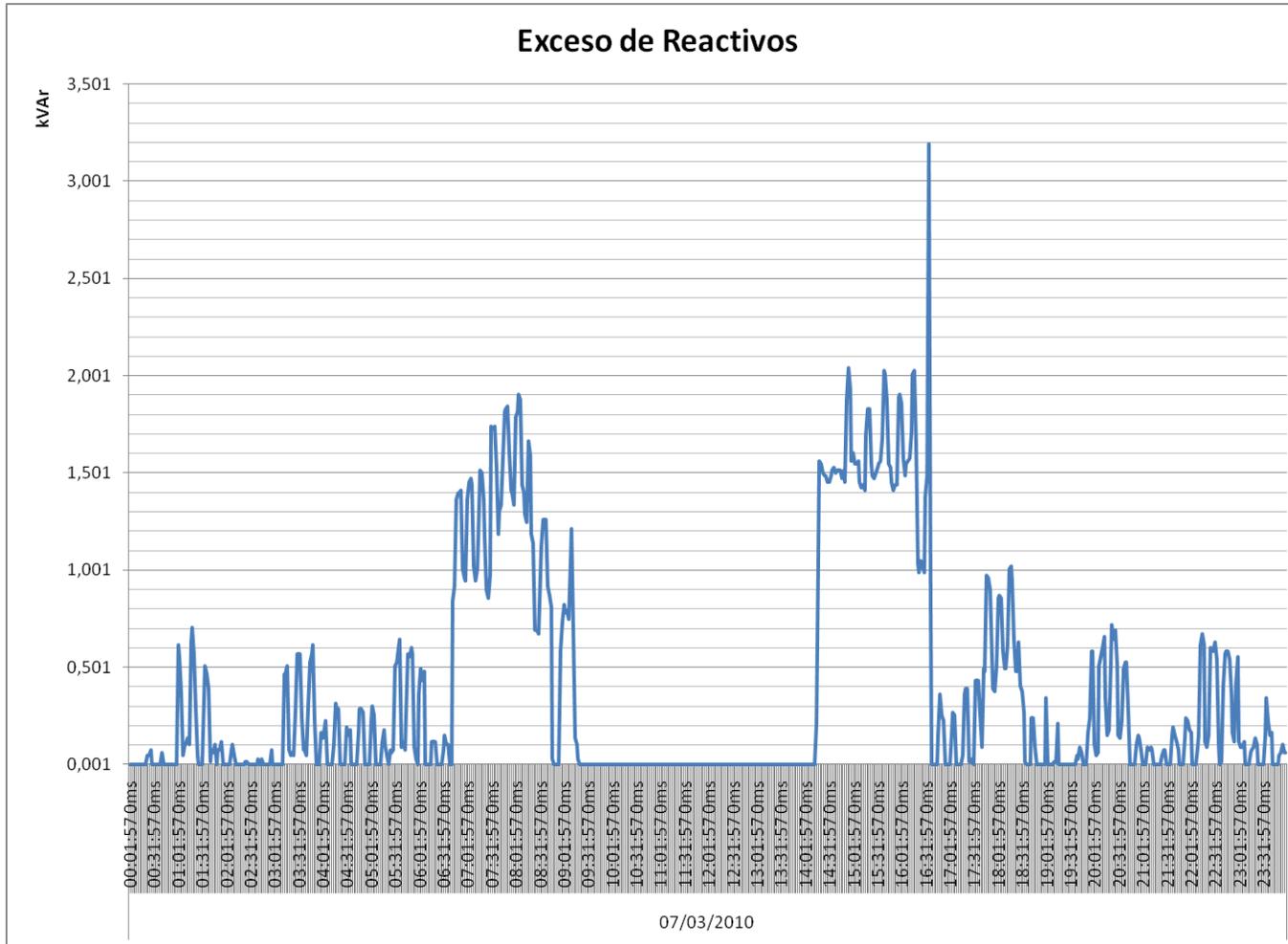
E 9. Día 2: Potencias activa, reactiva y aparente



E 10. Día 2: Factor de Potencia



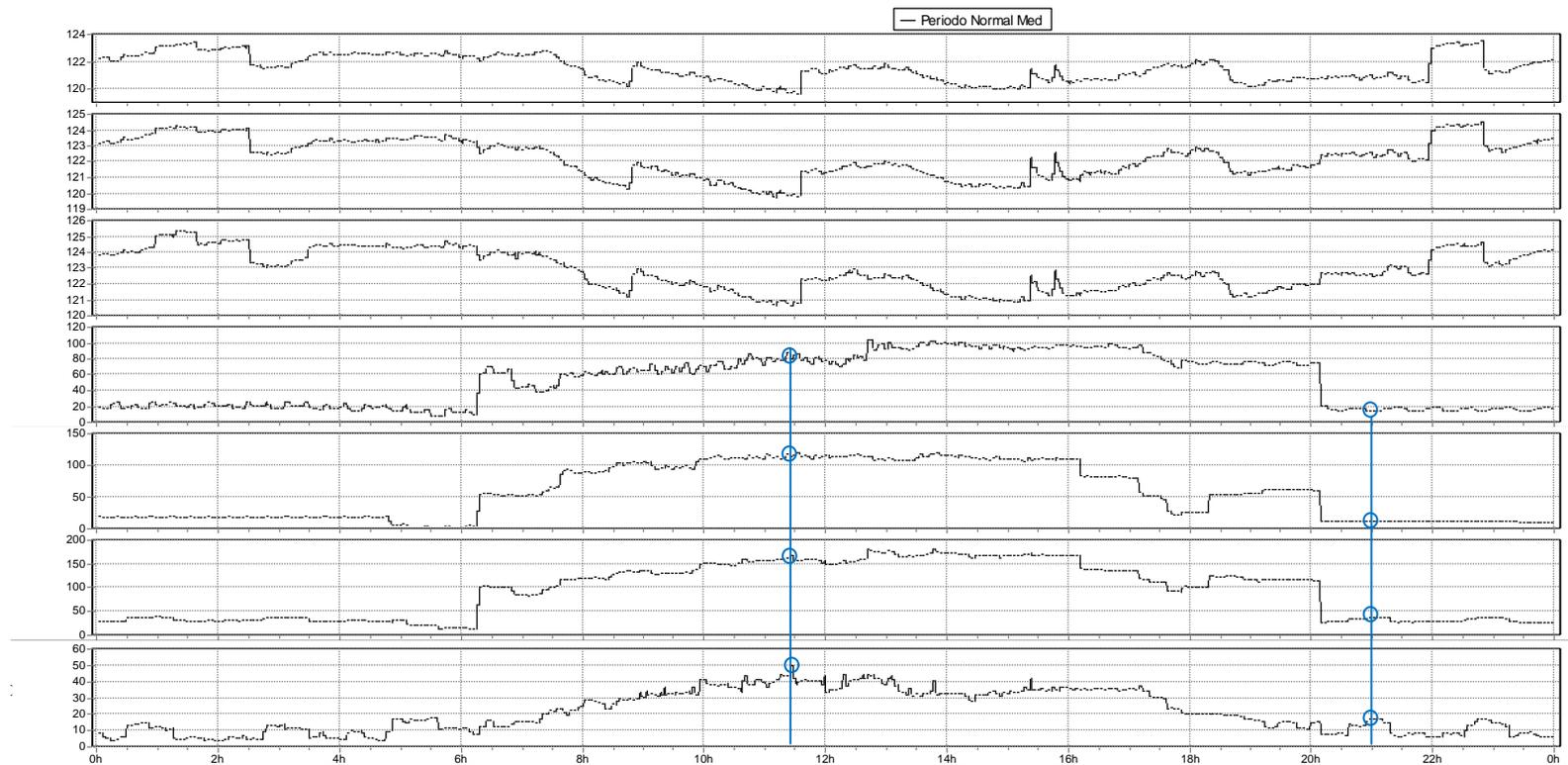
E 11. Día 2: Exceso de reactivos



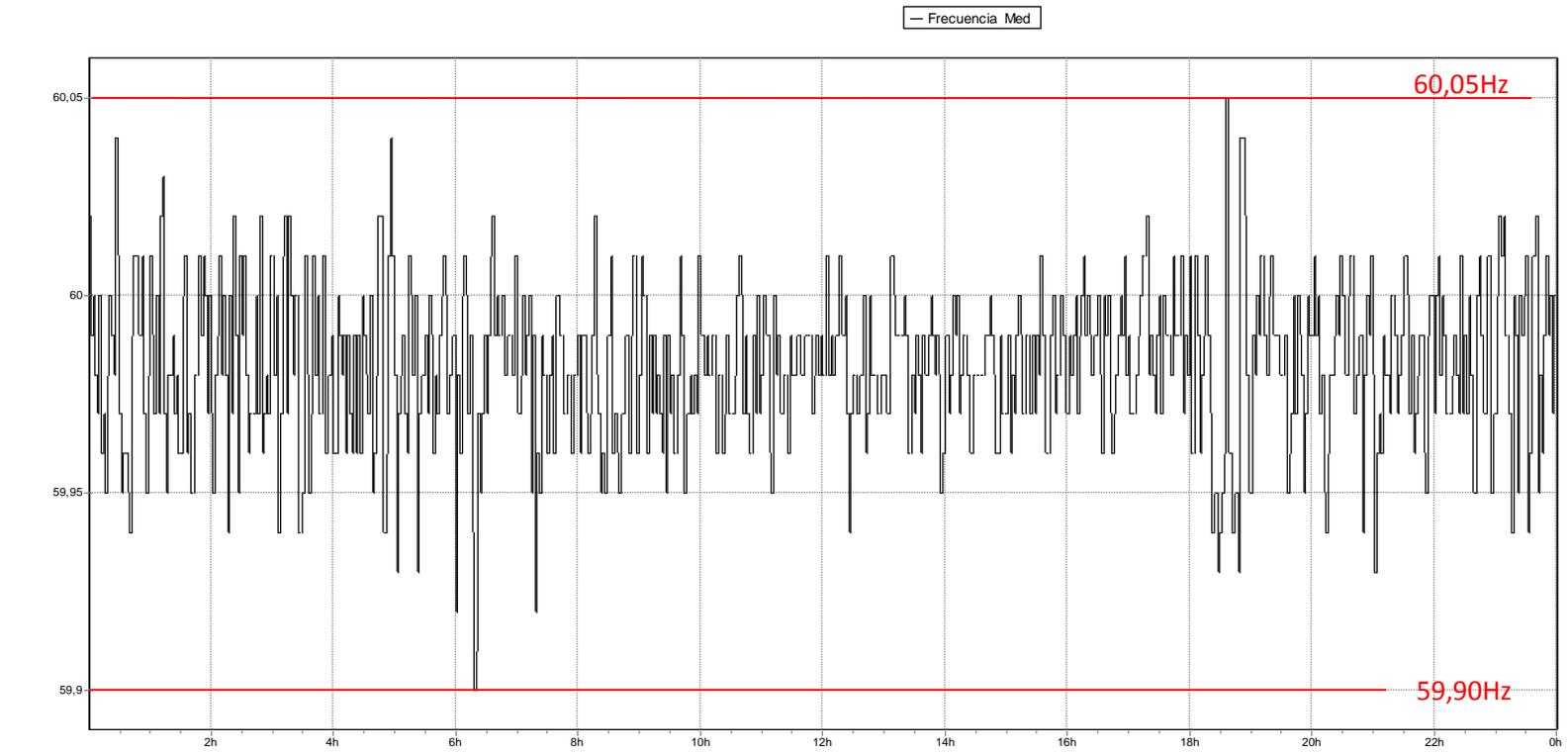
E 12. Día 3: Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

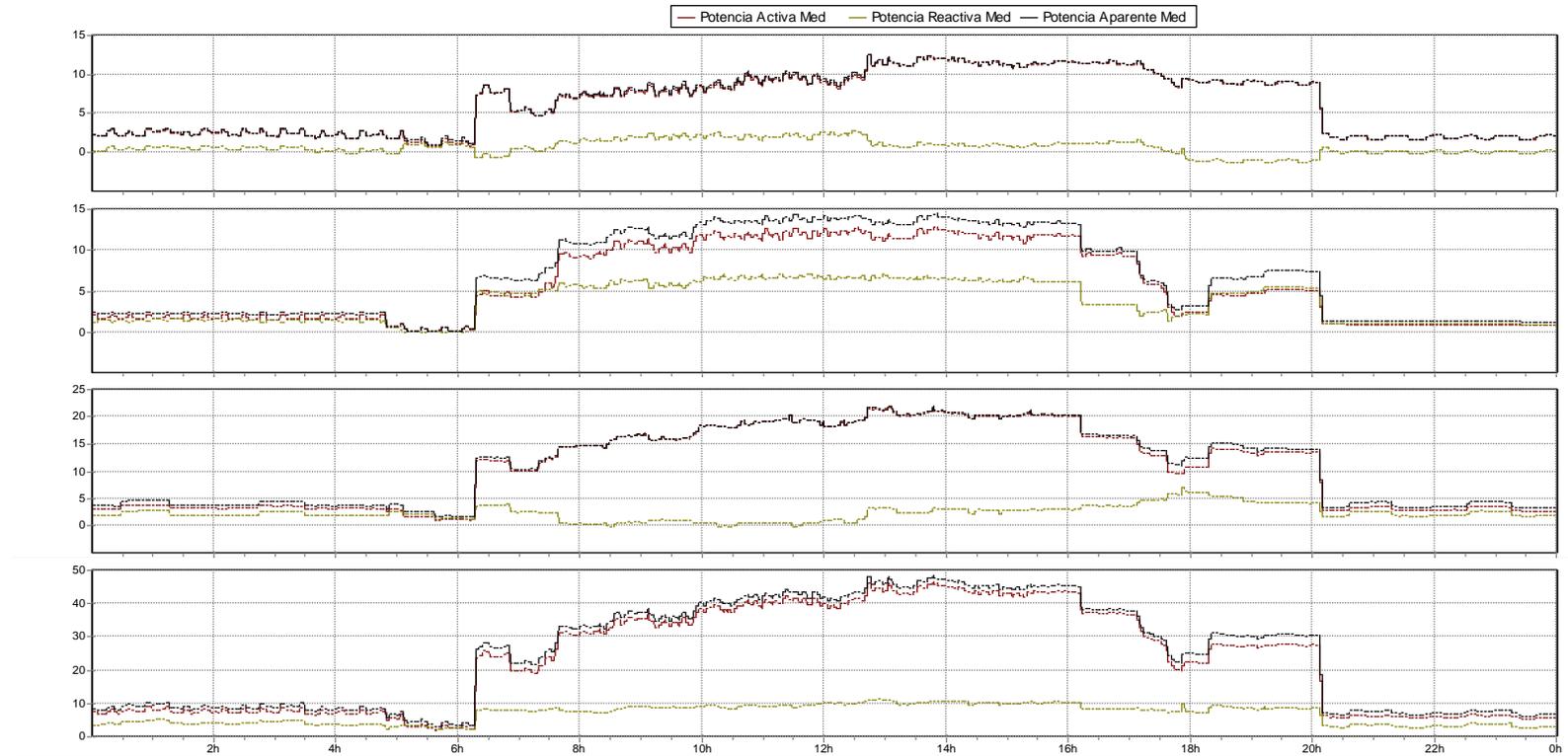
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



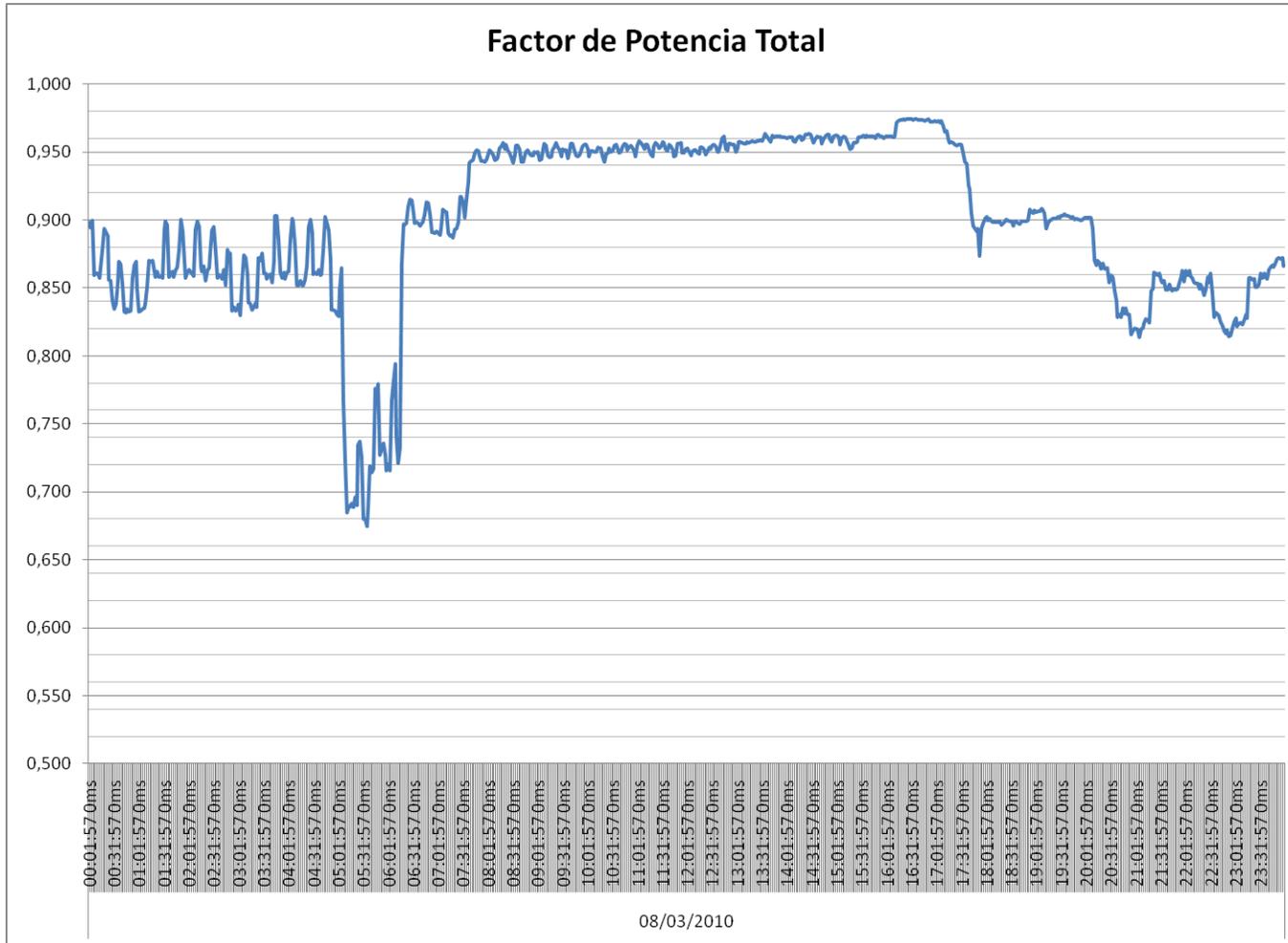
E 13. Día 3: Frecuencia



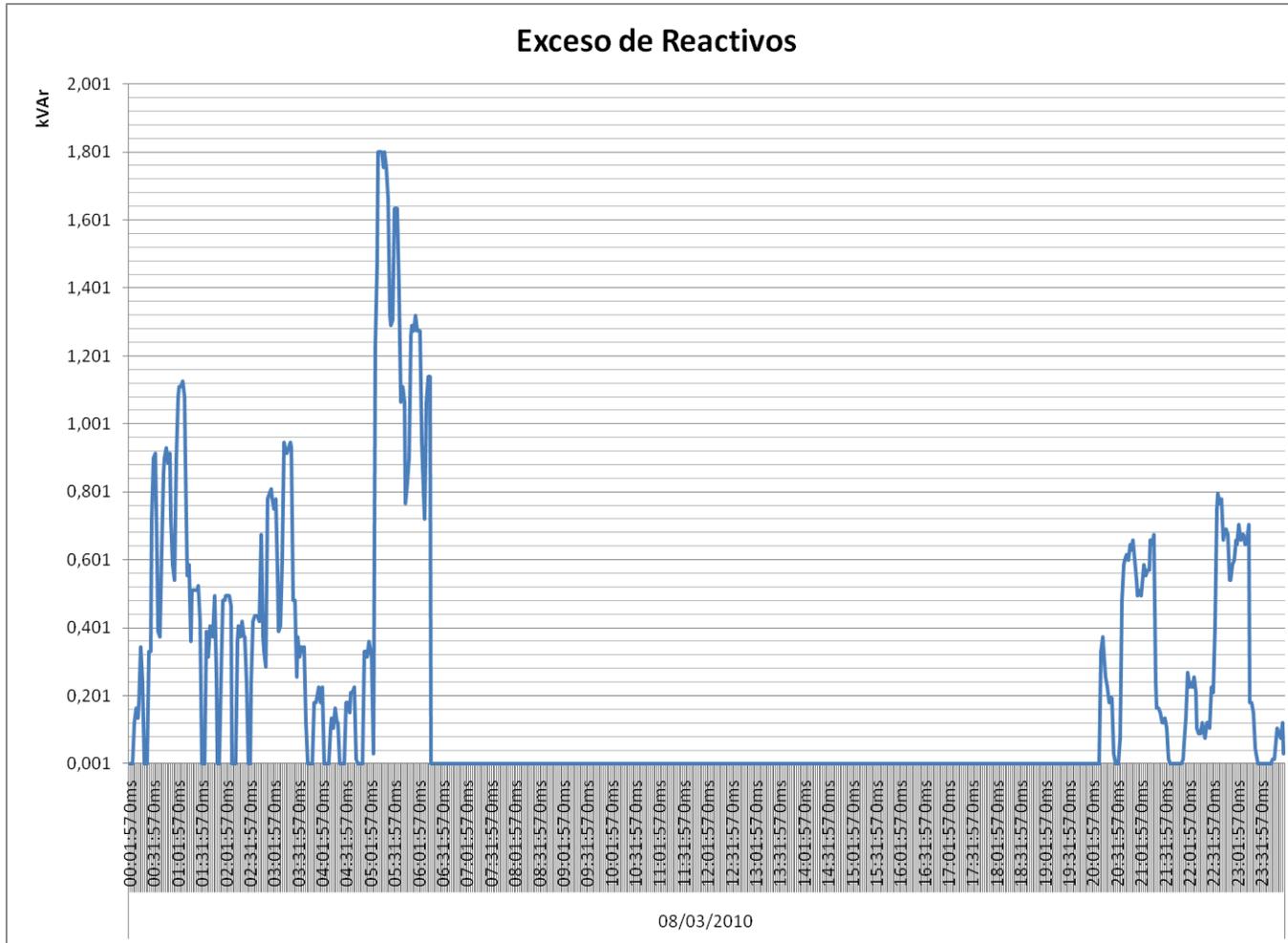
E 14. Día 3: Potencias activa, reactiva y aparente



E 15. Día 3: Factor de Potencia



E 16. Día 3: Exceso de reactivos

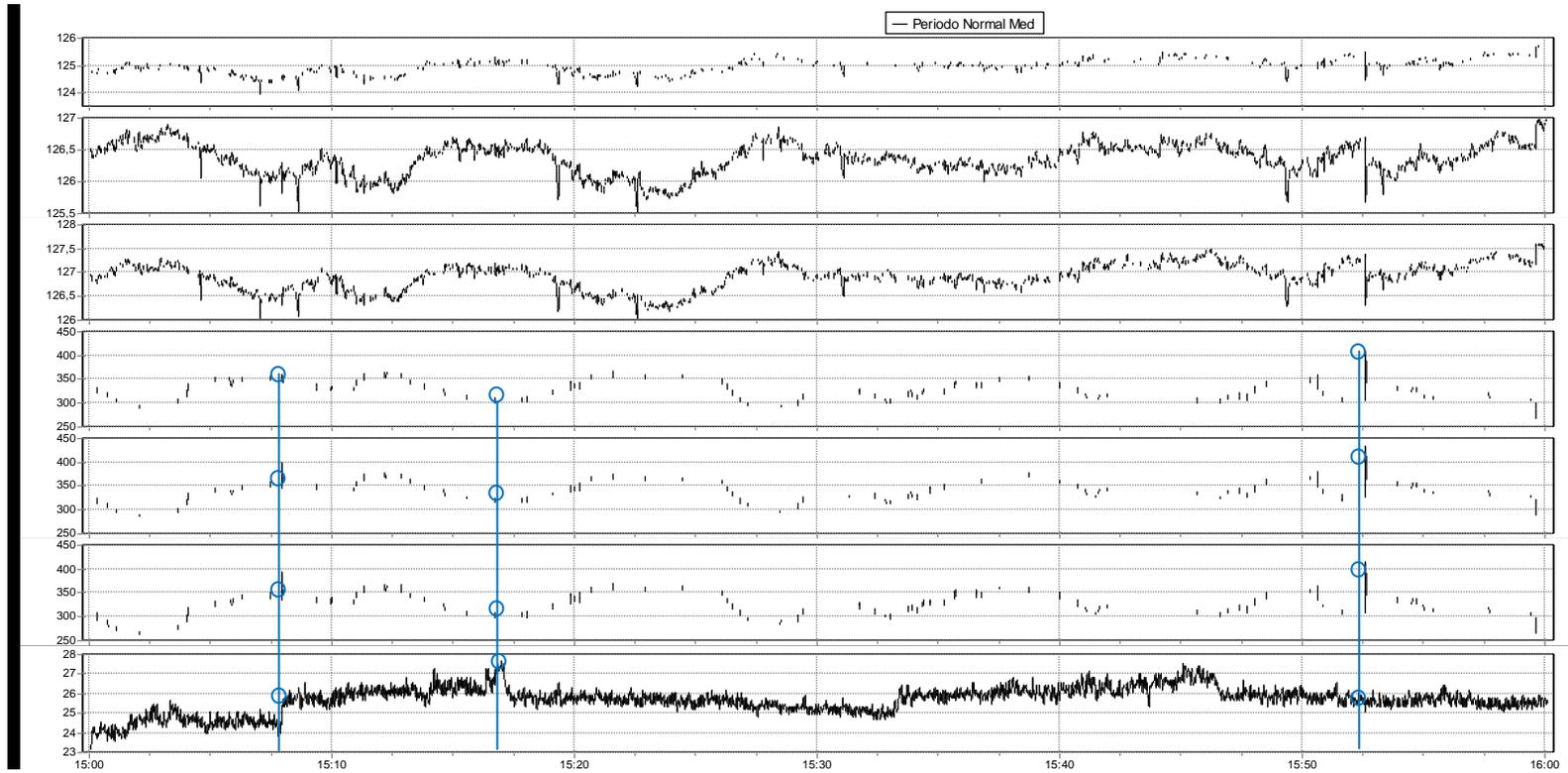


ANEXO F. Mediciones para el Transformador de tipo Pedestal

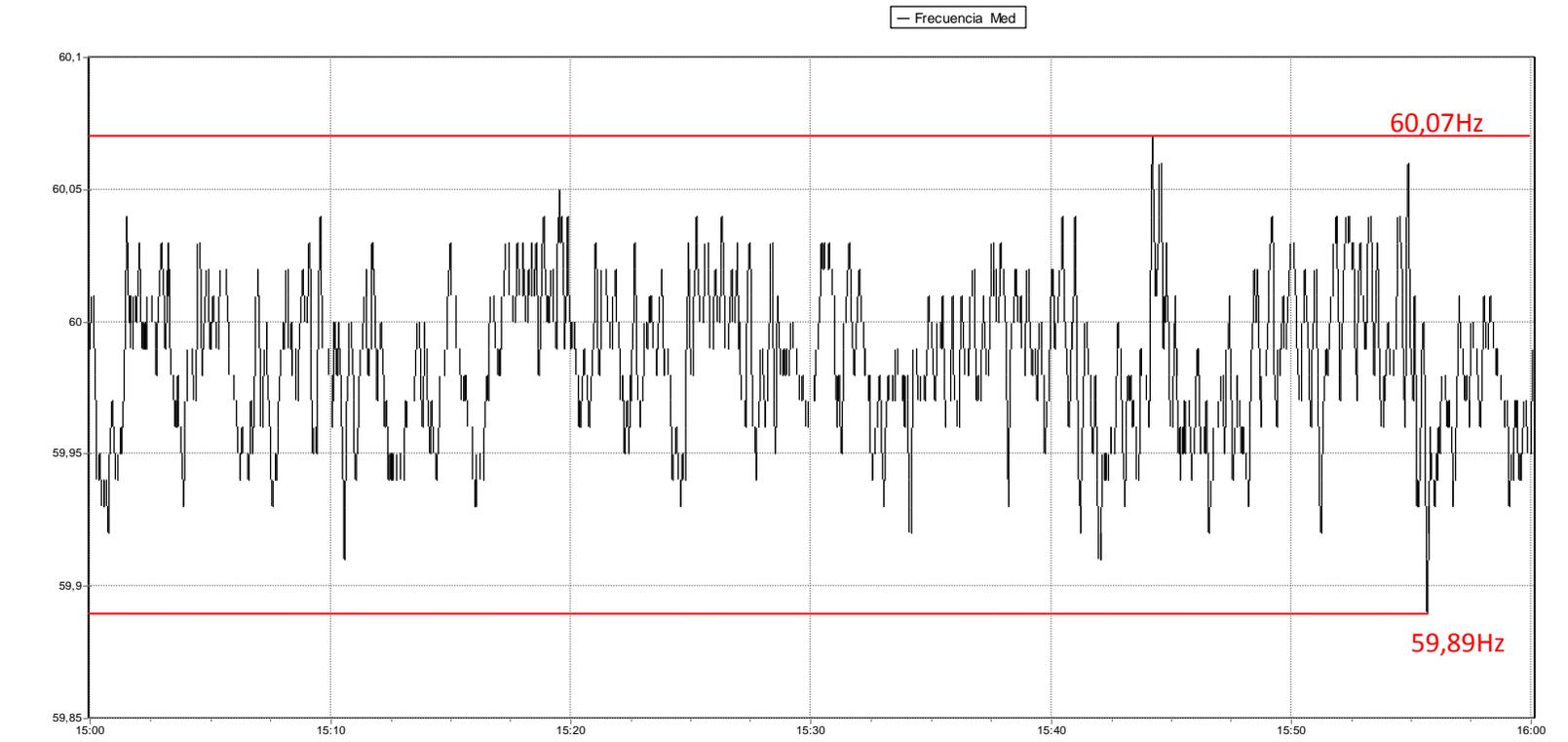
F 1. Tensiones y Corrientes

Las líneas en rojo resaltan sobretensiones.

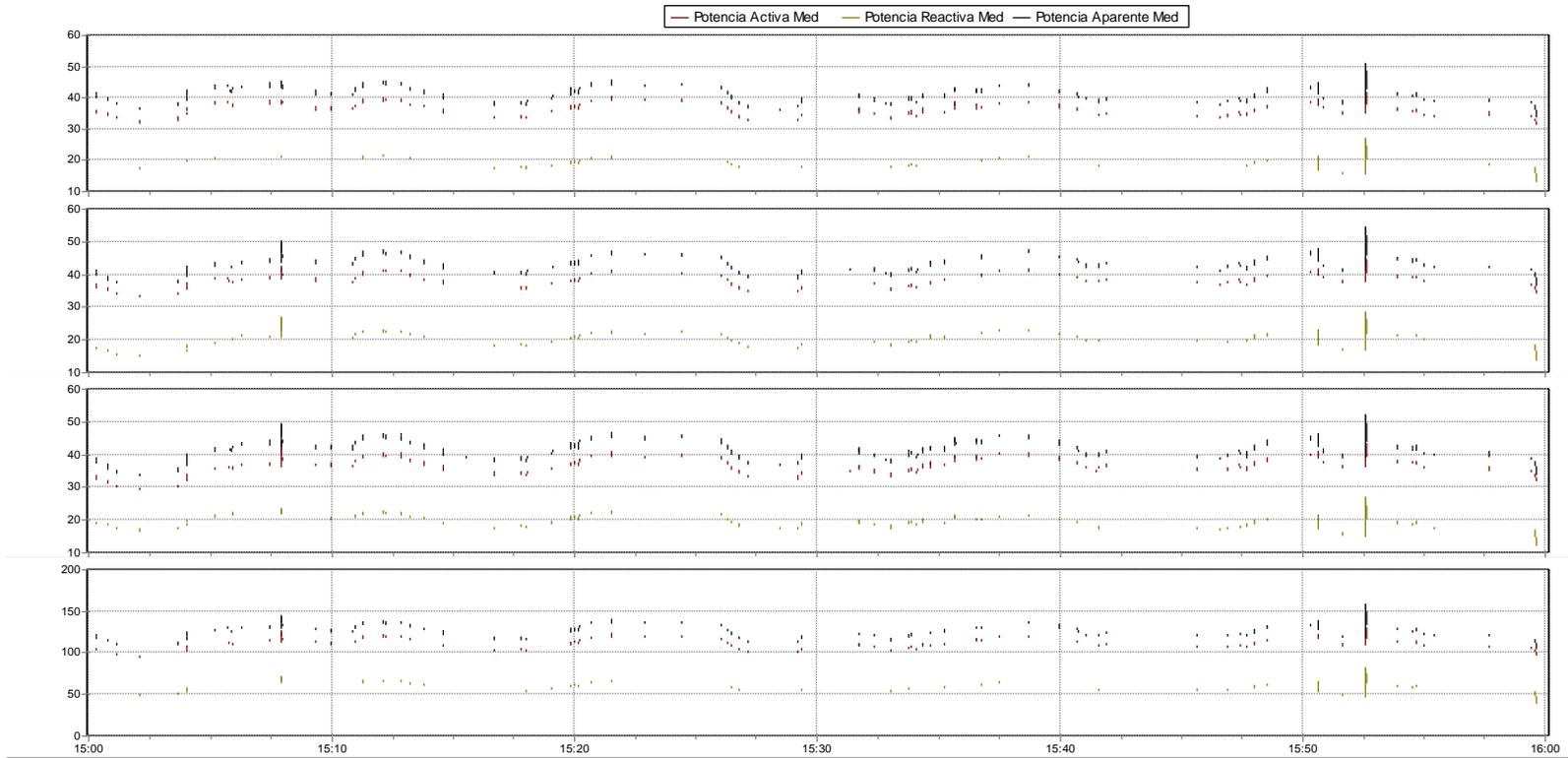
Las líneas en azul indican puntos de comparación de corrientes utilizados en el análisis de resultados.



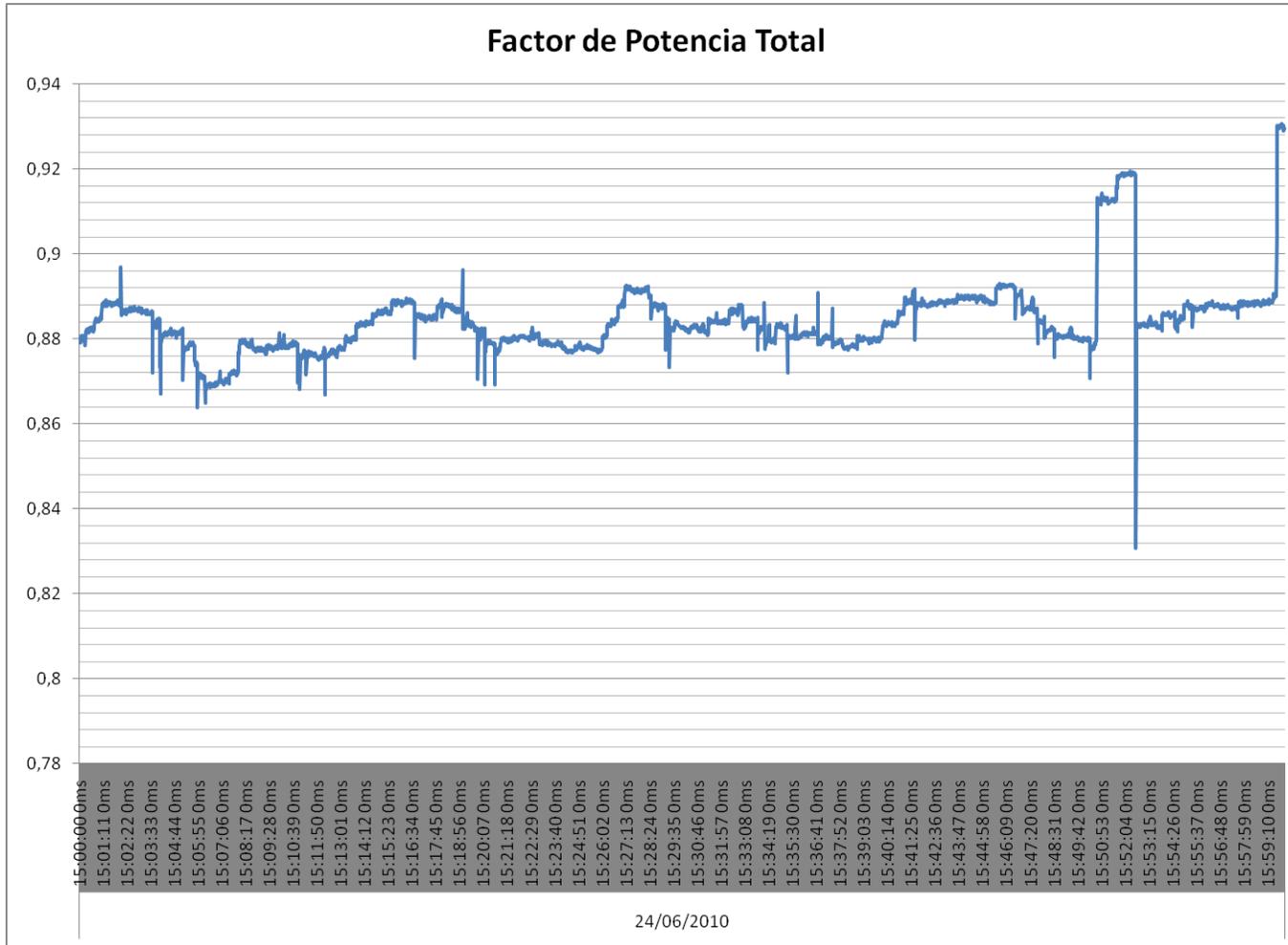
F 2. Frecuencia



F 3. Potencias activa, reactiva y aparente



F 4. Factor de Potencia



F 5. Exceso de reactivos



ANEXO G. Límites máximos de distorsión armónica de tensión permitidos por la norma IEC 61000-4-7

Orden del armónico	Límite (THDv)
3	0,9 %
5	0,4 %
7	0,3 %
9	0,2 %
Para armónicos pares entre el 2 y el 10.	0,2 %
Armónicos de orden de orden comprendido entre el 11 y 40.	0,1 %

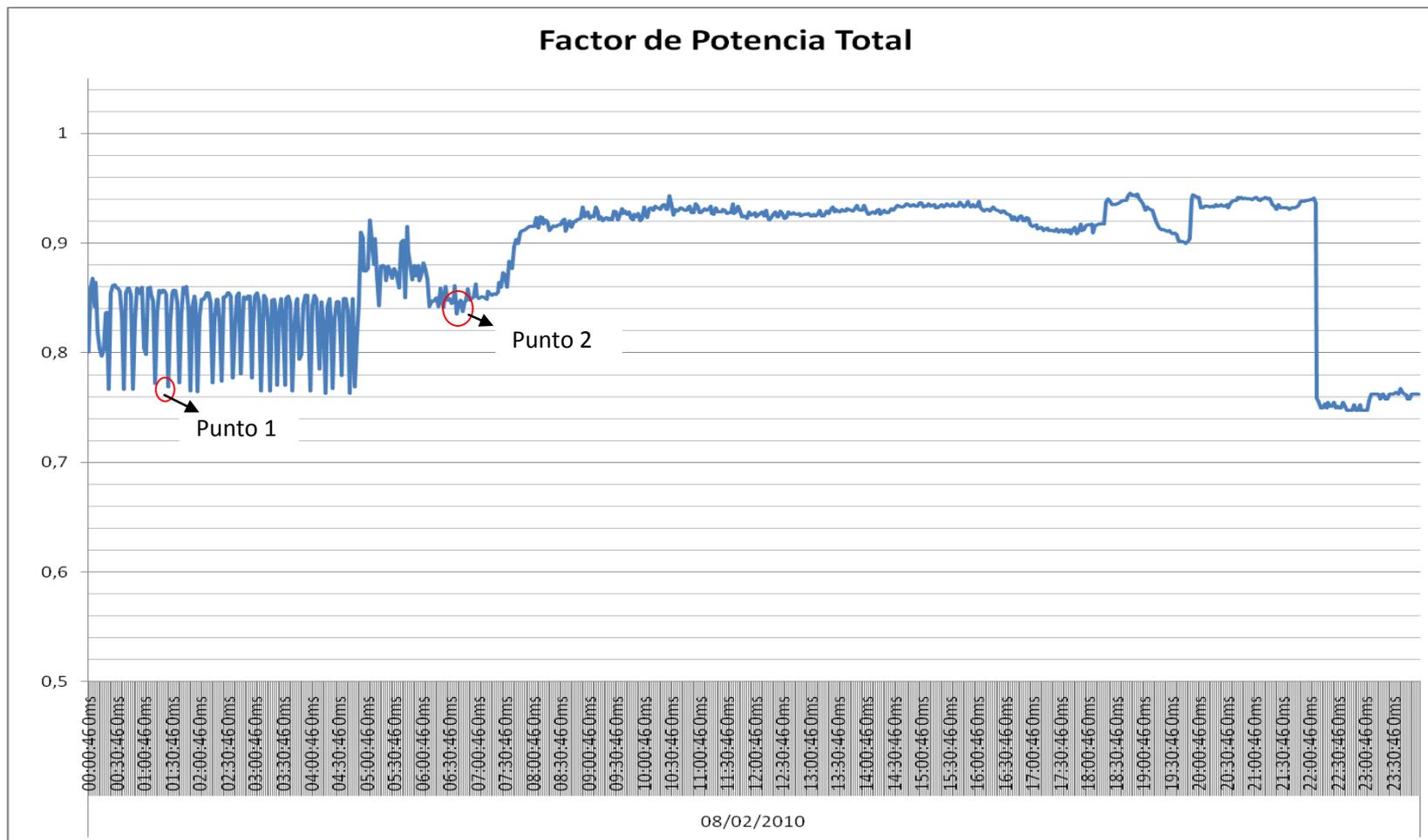
ANEXO H. Límites máximos de distorsión armónica de tensión permitidos por la norma IEEE 519

THDv	Aplicaciones especiales	Sistemas generales	Sistema dedicado
	3 %	5 %	10 %

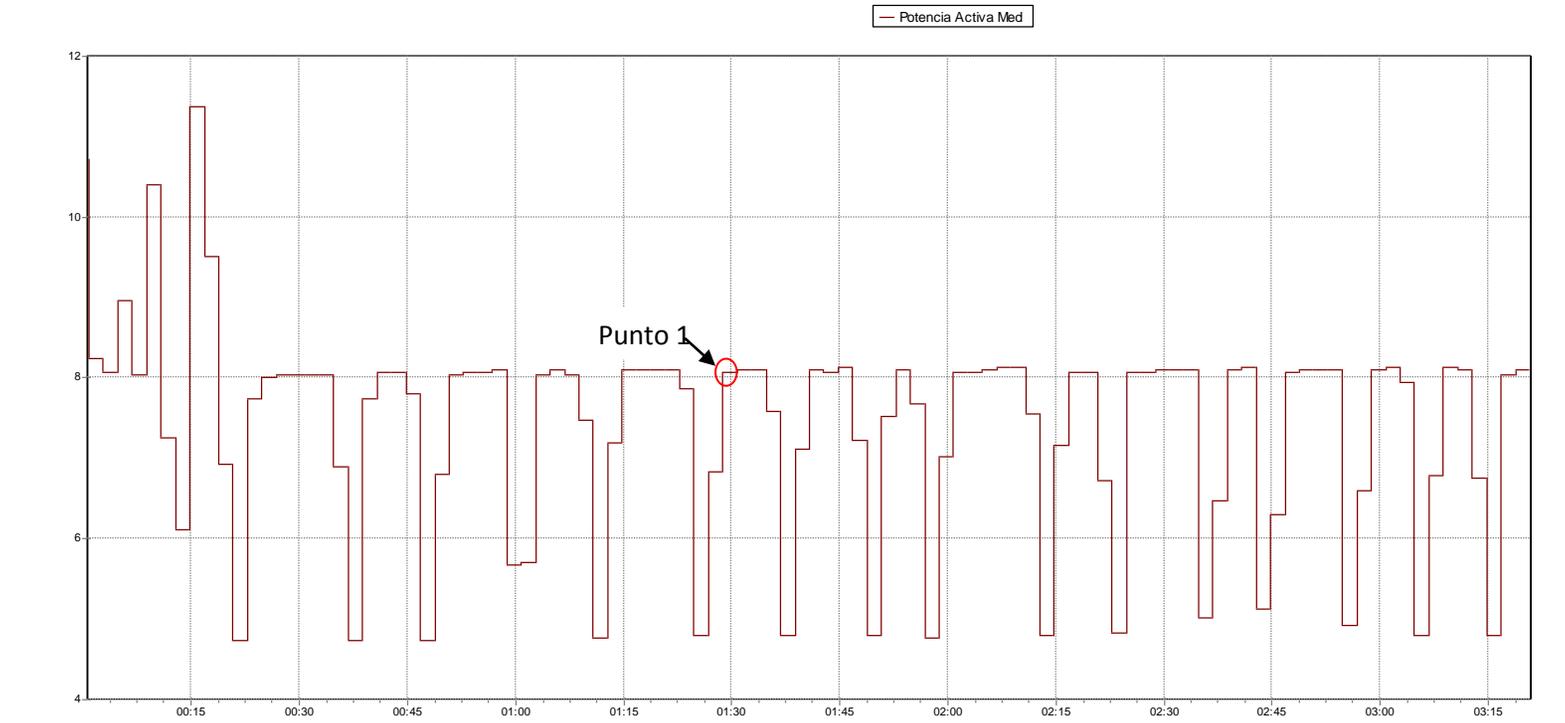
*Aplicaciones especiales hacen referencia a hospitales y aeropuertos.
 *Un sistema dedicado es donde se alimentan desde ese punto solo cargas de conmutación.
 *El sistema estudiado hace parte de los sistemas generales.

ANEXO I. Corrección del factor de potencia para el tablero 1

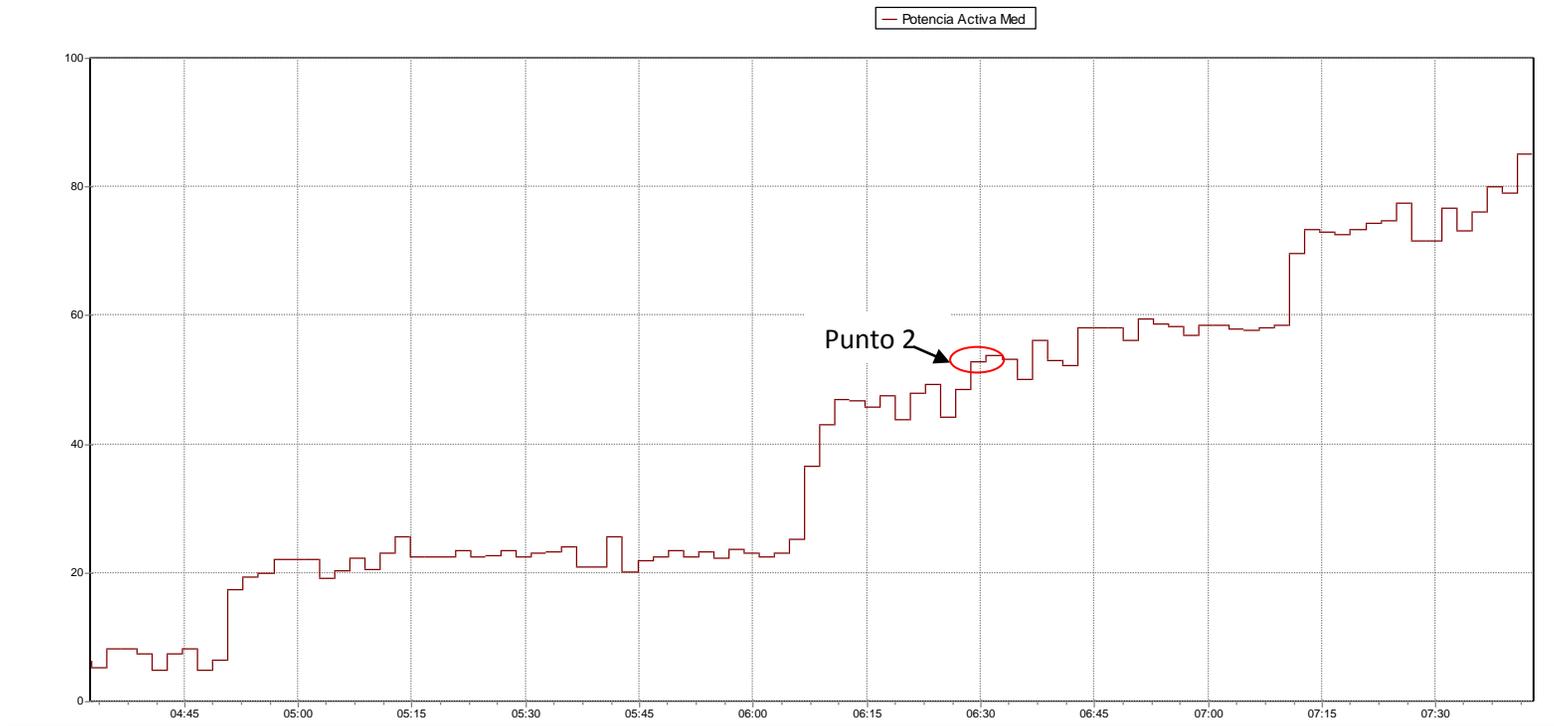
I 1. Factor de potencia



I 2. Punto de mínimo consumo de potencia activa

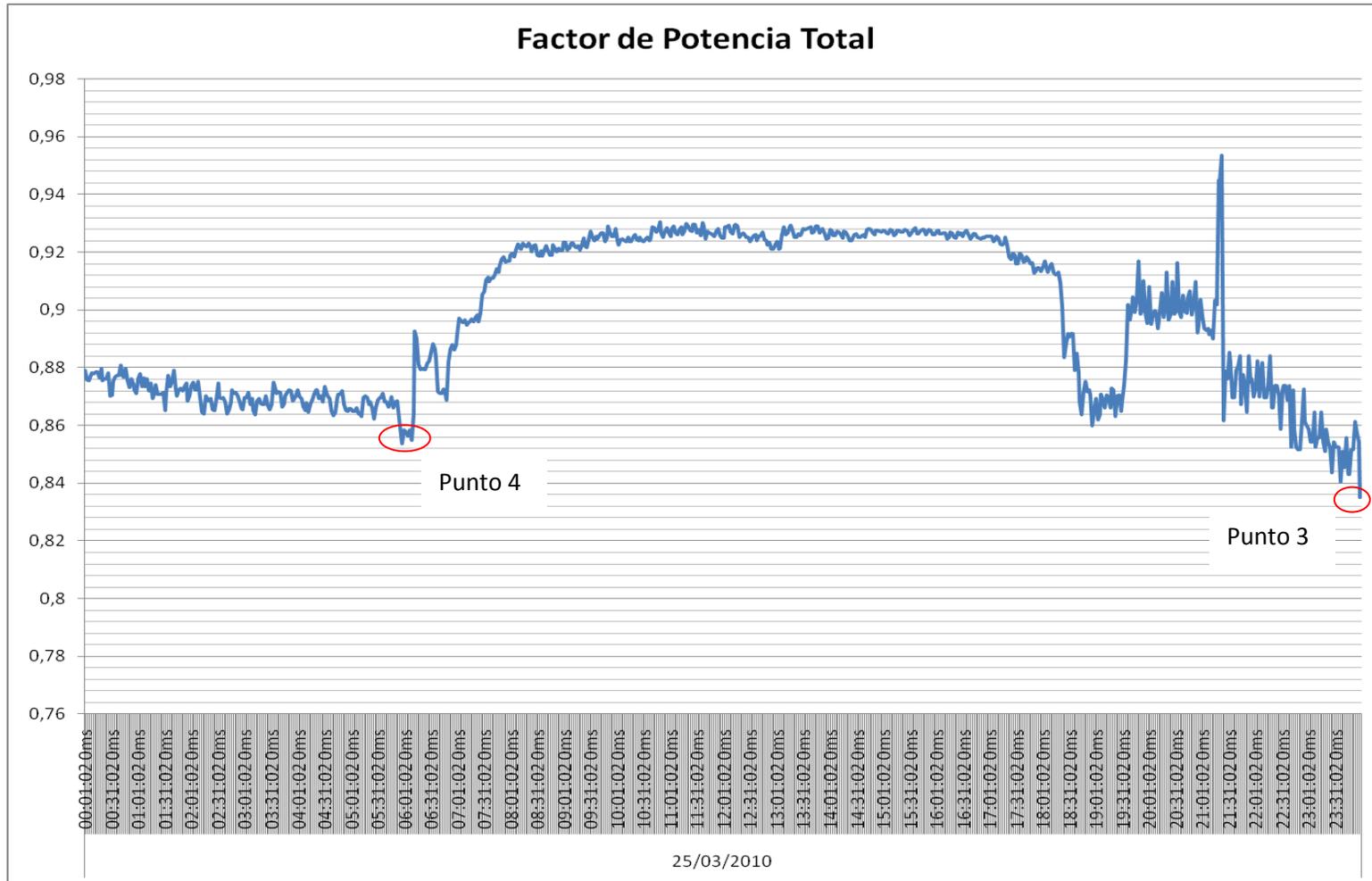


I 3. Punto de máximo consumo de potencia activa

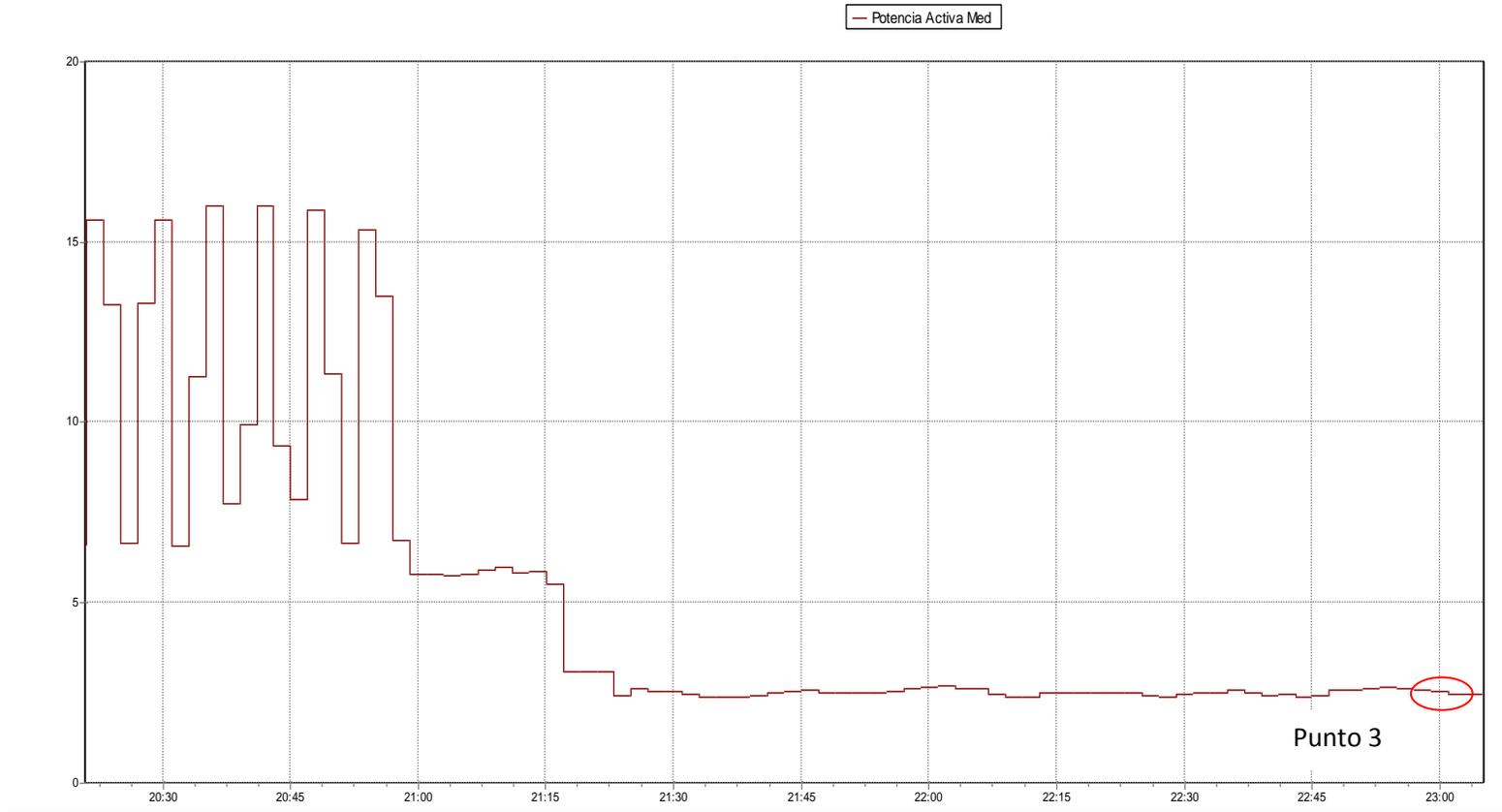


ANEXO J. Corrección del factor de potencia para el Tablero 2

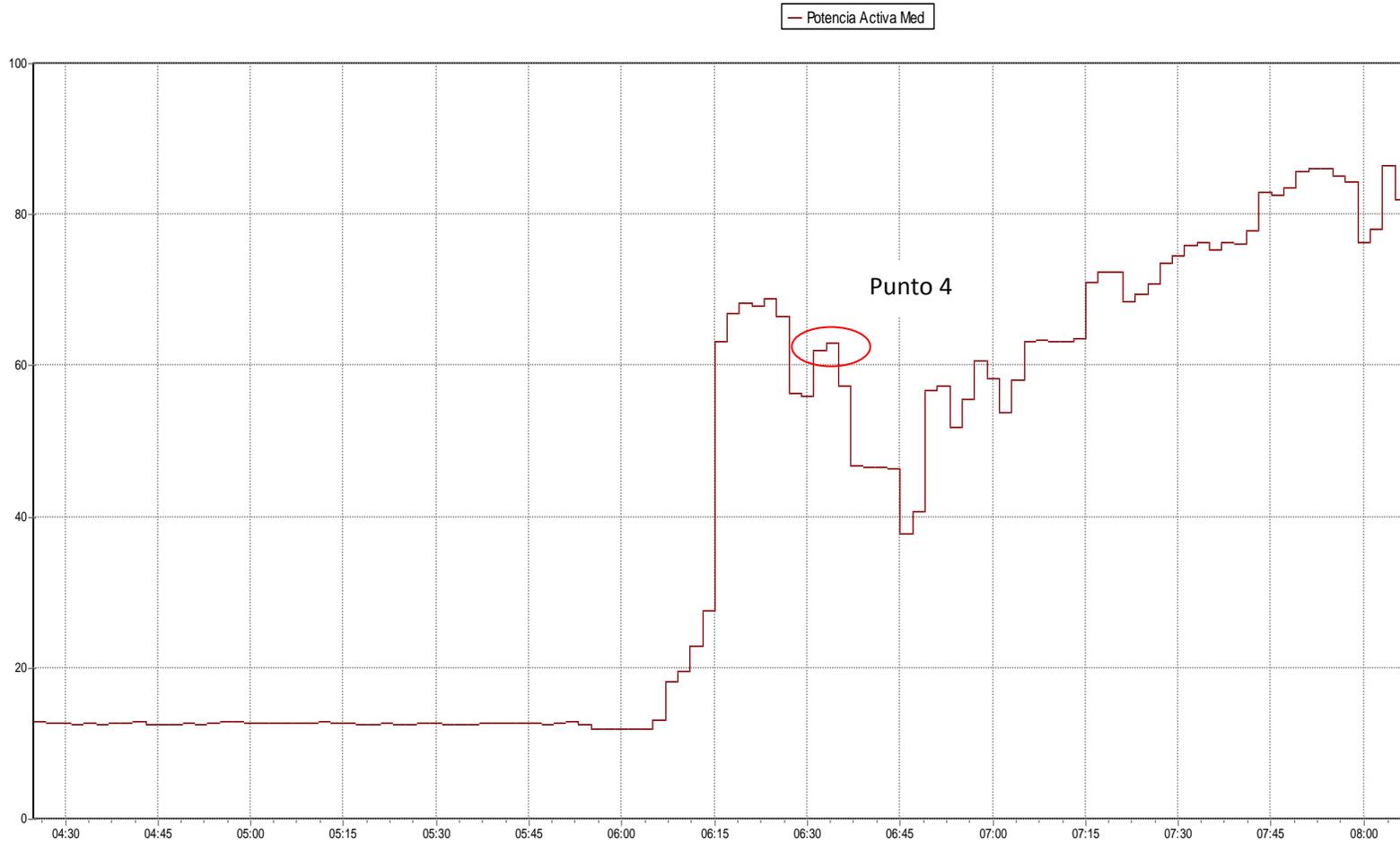
J 1. Factor de potencia



J 2. Punto de mínimo consumo de potencia activa

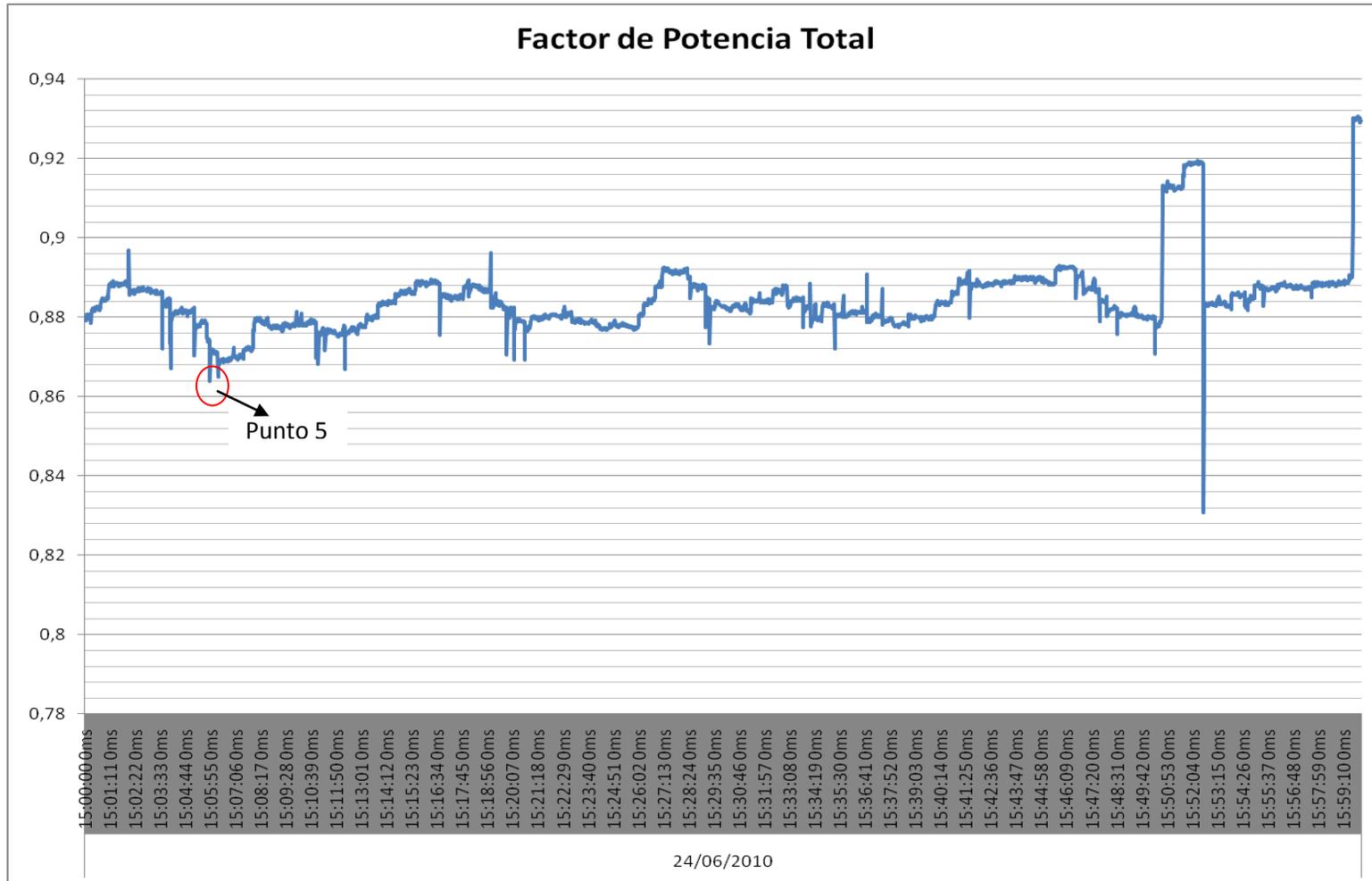


J 3. Punto de máximo consumo de potencia activa

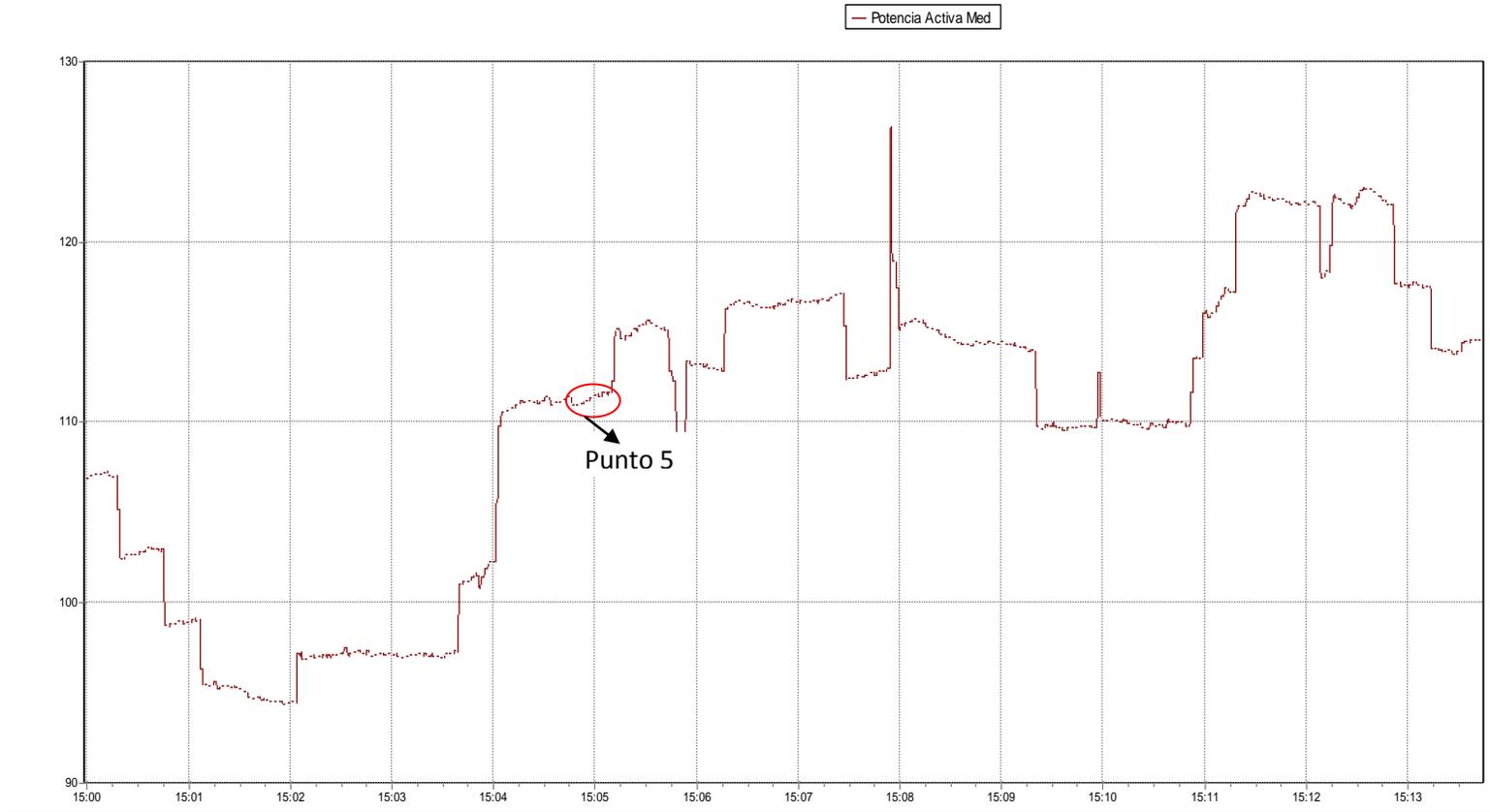


ANEXO K. Corrección del factor de potencia para el Transformador de tipo Pedestal

K 1. Factor de potencia



K 2. Potencia activa



ANEXO L. Fotografía de los Transformadores 1, 2, 3 y 4 de la Universidad Tecnológica de Bolívar sede Ternera



ANEXO M. Listado de materiales requeridos para implementar la corrección de factor de potencia con bancos de condensadores

Lista de materiales	Referencia	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Total
Base relé	RXZE2M114 M	1	unds	37.000	37.000
Batería de condensadores 10 kVAr	51307	2	unds	585.000	1.170.000
Batería de condensadores 15 kVAr	51309	1	unds	691.000	691.000
Batería de condensadores 5/6 kVAr	51303	5	unds	511.000	2.555.000
Cable # 10 AWG	N/A	20	m	2.550	51.000
Cable # 12 AWG	N/A	50	m	1.773	88.650
Cable # 6 AWG	N/A	20	m	5.692	113.840
Cable # 16 AWG	N/A	50	m	1.000	50.000
Contactador 5/6 kVAr.	LC1DFK11	5	unds	275.400	1.377.000
Contactador 10 kVAr.	LC1DLK11	2	unds	367.200	734.400
Contactador 15 kVAr.	LC1DMK11	1	unds	448.000	448.000
Gabinete de control bienestar universitario.	N/A	1	unds	100.000	100.000
Gabinete de control general.	N/A	1	unds	250.000	250.000
Gabinete de control pedestal.	N/A	1	unds	100.000	100.000
Interruptor 25A curva disparo tipo (D) C60N.	24676	5	unds	160.000	800.000
Interruptor 40A curva disparo tipo (D) C60N.	24678	2	unds	185.000	370.000
Interruptor 63A curva disparo tipo (D) C60N.	24680	1	unds	280.000	280.000
Piloto color rojo.	XB7EV64	10	unds	20.000	200.000
Piloto color verde	XB7EV63	10	unds	20.000	200.000
Pulsador normalmente abierto.	9001KR1GH 13	7	unds	87.500	612.500

ANEXO M. Listado de materiales requeridos para implementar la corrección de factor de potencia con bancos de condensadores (continuación)

Lista de materiales	Referencia	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Total
Pulsador normalmente cerrado.	9001KR1RH 13	7	unds	87.500	612.500
Relé 4 contactos.	RXM4AB2P7	1	unds	54.200	54.200
Relé programable semanal.	CCT 15720	1	unds	391.000	391.000
Riel DIN.	N/A	2	m	4.000	8.000
Riel OMEGA.	N/A	5	m	4.500	22.500
Tornillería.	N/A	1	unds	5.000	5.000
Tubería eléctrica PVC.	N/A	20	m	1.000	20.000
Total materiales sin IVA					11.341.590
IVA 16 %					1.814.654
AUI (Imprevistos)					1.134.159
Total materiales proyecto					14.290.403

ANEXO N. Especificaciones técnicas Data Logger Fluke 1735



Specifications

General

Display	¼ VGA Graphic Color transmissive displays 320 x 240 Pixel with additional background lighting and adjustable contrast, text and graphics in color
Quality	Developed, designed and manufactured according to DIN ISO 9001
Memory	4 MB Flash memory, 3.5 MB for logging data
Interface	RS-232 SUB-D socket; 115.2 k Baud, 8 data bits, no parity, 1 stop bit, firmware updates are possible with the RS-232 interface (9-pole extension cable)
Sample rate	10.24 kHz
Line frequency	50 Hz or 60 Hz, user-selectable, with automatic synchronization
Power supply	NIMH battery-pack, with an adapter (15 V to 20 V/0.6 A)
Operation time with battery	Typical > 12 hours with backlight low and > 6 hours with backlight high
Dimensions	240 mm x 180 mm x 110 mm (6.1 in x 4.6 in x 2.8 in)
Weight	1.7 kg (3.75 lb), including battery

Ambient conditions

Working temperature range	-10 °C to +50 °C (+14 °F to +122 °F)
Storage temperature range	-20 °C to +60 °C (-32 °F to +140 °F)
Operating temperature range	0 °C to +40 °C (+32 °F to +104 °F)
Reference temperature range	23 °C ± 2 °C

Note: The above terms are defined in European Standards. To calculate the specification at any point in the working temperature range, use the temperature coefficient below.

Temperature coefficient	± 0.1 % of the measured value per °C from the reference
Intrinsic error	Refers to reference temperature, max. deviation is guaranteed for two years.
Operating error	Refers to operating temperature range, max. deviation is guaranteed for two years
Climatic class	C1 (IEC 6054-1) -5 °C to +45 °C (+41 °F to +113 °F), 5 % to 95 % RH, no dew
Housing	Cyclooly shock and scratch proof thermoplast VO-type (non-flammable) with rubber protection holder

EMC

Emission	IEC/EN 61326-1:1997 class B
Immunity	IEC/EN 61326-1:1997

Safety

Safety	IEC 61010-1 600 V CAT III, double or reinforced insulation, pollution degree 2
Protection	IP65; EN60529 (refers only to the main housing without the battery compartment)

RMS values are measured with a 20 ms resolution.

V-rms wye measurement

Measuring range	57 V/66 V/110 V/120 V/127 V/220 V/ 230 V/240 V/260 V/277 V/347 V/ 380 V/400 V/417 V/480 V ac
Intrinsic error	± [0.2 % of measured value + 5 digits]
Operating error	± [0.5 % of m. v. + 10 digit]
Resolution	0.1 V

V-rms delta measurement

Measuring range	100 V/115 V/190 V/208 V/220 V/380 V/ 400 V/415 V/450 V/480 V/600 V/ 660 V/690 V/720 V/830 V ac
Intrinsic error	± [0.2 % of m. v. + 5 digit]
Operating error	± [0.5 % of m. v. + 10 digit]
Resolution	0.1 V

ANEXO N. Especificaciones técnicas Data Logger Fluke 1735 (continuación)



A-rms measurement

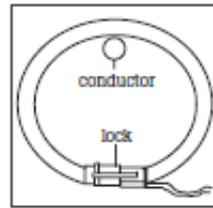
Flexi set I ranges	15 A/150 A/3000 A rms (at sine)
Current clamp ranges	1 A/10 A
Resolution	0.01 A
Ranges	150 A/3000 A and 1 A/10 A
	Intrinsic error: $\pm 0.5\%$ of m. v. + 10 digit
	Operating error: $\pm 1\%$ of m. v. + 10 digit
Ranges	15 A
	Intrinsic error: $\pm 0.5\%$ of m. v. + 20 digit
	Operating error: $\pm 1\%$ of m. v. + 20 digit

The errors of the current probes are not considered.

By using Flexi-Set:

Flexi Set measuring error	$\pm 2\%$ of m.v. + 10 digit
Position influence	$\pm 3\%$ of m.v. + 10 digit
CF (typical)	2.83

Note: When using Flexi Set please make sure to position the conductor opposite to the Flexi Set-lock (refer following figure).



Flexi Set-Lock

Power measurement (P – Active, S – Apparent, Q – Reactive, D – Distorting)

- Measuring range: see V rms and A rms measurement
- Power errors are calculated by adding the errors of voltage and current
- Additional error due to power factor PF
- Specified error $\times |1 - |PF||$
- Maximum range with voltage range 830 V delta-connection and 3000 A current range is 2.490 MW, higher displayed values possible when using PTs and CTs with ratio feature

Intrinsic error	$\pm 0.7\%$ of m.v. + 15 digit
Resolution	1 kW
Operating error	$\pm 1.5\%$ of m.v. + 20 digit

- Typical range with voltage range 230 V wye connection and 150 A current range is 34.50 KW.

Intrinsic error	$\pm 0.7\%$ of m.v. + 15 digit
Resolution	1 W to 10 W
Operating error	$\pm 1.5\%$ of m.v. + 20 digit

The errors of the current sensors themselves have not been considered.

Energy measurement (kWh, kVAh, kVARh)

Intrinsic error	$\pm 0.7\%$ of m.v. + F variation error* + 15 digit
Resolution	1 W to 10 W
Operating error	$\pm 1.5\%$ of m.v. + F variation error* + 20 digit

*Frequency variation error

PF (Power factor)

Range	0.000 to 1.000
Resolution	0.001
Accuracy	$\pm 1\%$ of full scale

Frequency measurement

Measuring range	46 Hz to 54 Hz and 96 Hz to 104 Hz
Intrinsic error	$\pm 0.2\%$ of m.v. + 5 digit
Operating error	$\pm 0.5\%$ of m.v. + 10 digit
Resolution	0.01 Hz

ANEXO N. Especificaciones técnicas Data Logger Fluke 1735 (continuación)

FLUKE

Harmonics

Measuring range	Up to 50 th harmonic (< 90 % of nom)
-----------------	---

Accuracy:

$V_m, I_m, THDV, THDI$	IEC 61000-4-7:2002 Class II
$V_m \geq 3 \% V_{nom}$	$\pm 5 \% V_m$
$V_m < 3 \% V_{nom}$	$\pm 0.15 \% V_{nom}$
$I_m \geq 10 \% I_{nom}$	$\pm 5 \% I_m$
$I_m < 10 \% I_{nom}$	$\pm 0.5 \% I_{nom}$
THDV	for THD < 3 % $\pm 0.15 \%$ at V_{nom} for THD $\geq 3 \% \pm 5 \%$ at V_{nom}
THDI	for THD < 10 % $\pm 0.5 \%$ at I_{nom} for THD $\geq 10 \% \pm 5 \%$ at I_{nom}

V_{nom} : Nominal voltage range.

I_{nom} : Nominal current range.

V_m and I_m are measured values of harmonic n .

Events

Detection of voltage dips, voltage swells and voltage interruptions with a 10 ms resolution and measuring error of the half period sine wave of rms.

Intrinsic error	$\pm 1 \%$ of m.v. + 10 digit
Operating error	$\pm 2 \%$ of m.v. + 10 digit
Resolution	0.1 V

Ordering information

Fluke-1735 Power Logger

Includes:

- Soft carrying case
- 4 flexible current probes (15 A/150 A/3000 A)
- Power Log software
- Voltage leads and clips
- Color localization set
- PC interface cable
- International ac adapter (115/230 V, 50/60 Hz)
- Printed English manual
- Multi-language manual CD

Optional accessories

- MEX Clamp 1 A/10 A - 3 precision dual range current clamps (1 A/10 A) for secondary CT applications
- MEX Clamp 5 A/50 A +N - 4 precision dual range current clamps (5 A/50 A) for general applications
- C435 - Water-tight hard case with rollers



Fluke. Keeping your world up and running.™

Fluke Corporation
PO Box 9090, Everett, WA USA 98205

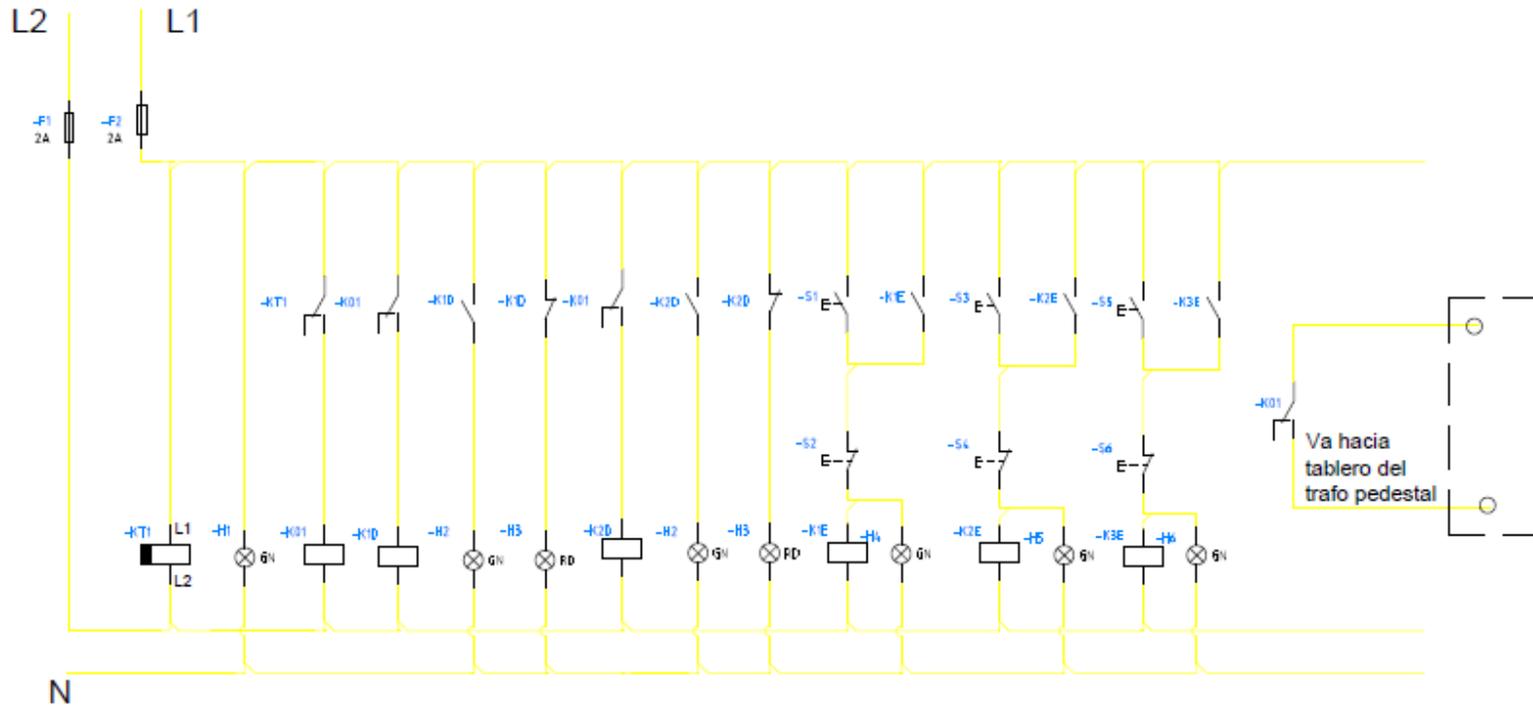
Fluke Europe B.V.
PO Box 1186, 5600 ED
Eindhoven, The Netherlands

For more information call:
In the U.S.A. (800) 443-8883 or
Fax (425) 446-5116
In Europe/M-East/Africa +31 (0) 40 2675 200 or
Fax +31 (0) 40 2675 222
In Canada (800) 36-FLUKE or
Fax (905) 890-8866
From other countries +1 (425) 446-8500 or
Fax +1 (425) 446-5116
Web access: <http://www.fluke.com>

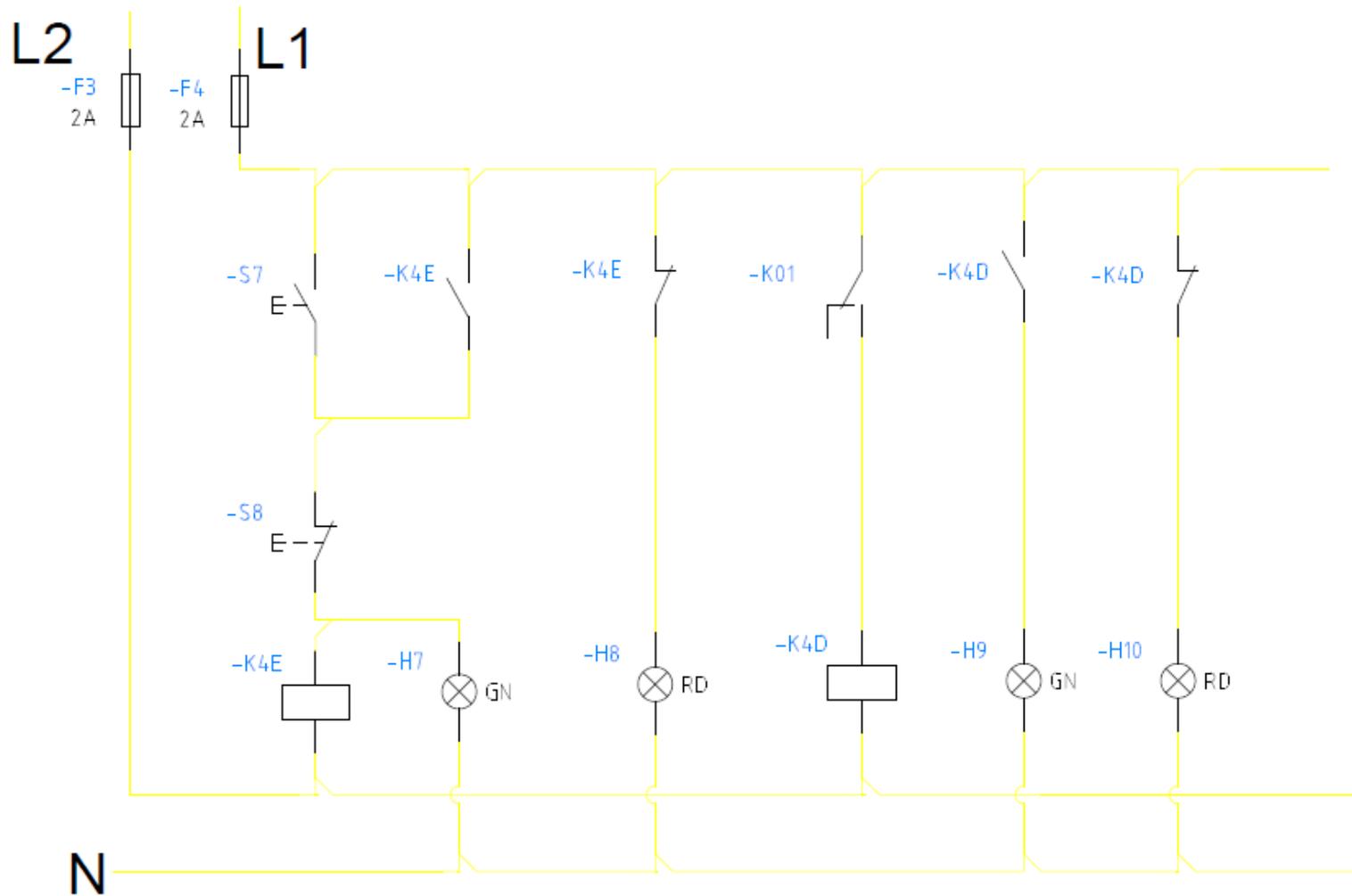
©2006 Fluke Corporation. All rights reserved.
Printed in U.S.A. 1/2006 2634621-1-00-R Rev A

ANEXO O. Esquemas de control y de potencia de los bancos de condensadores

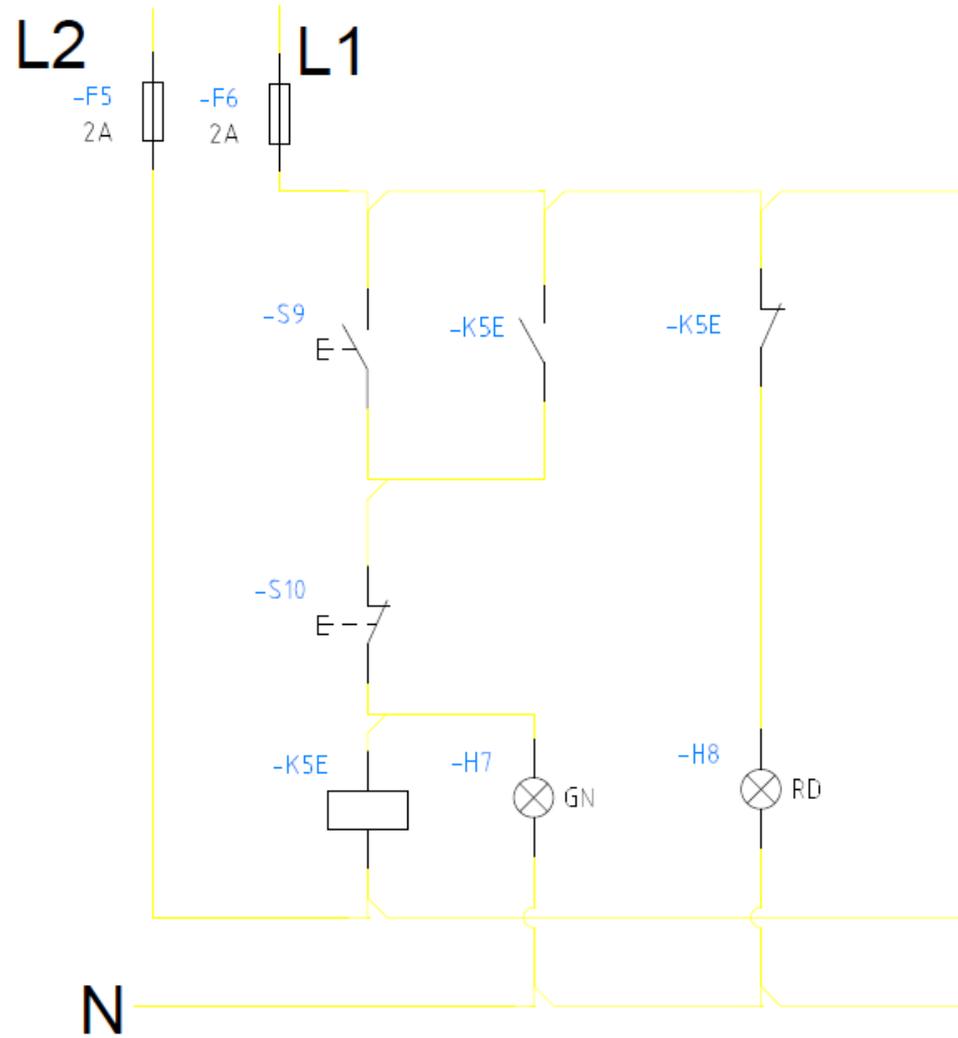
O 1. Esquema de control 1



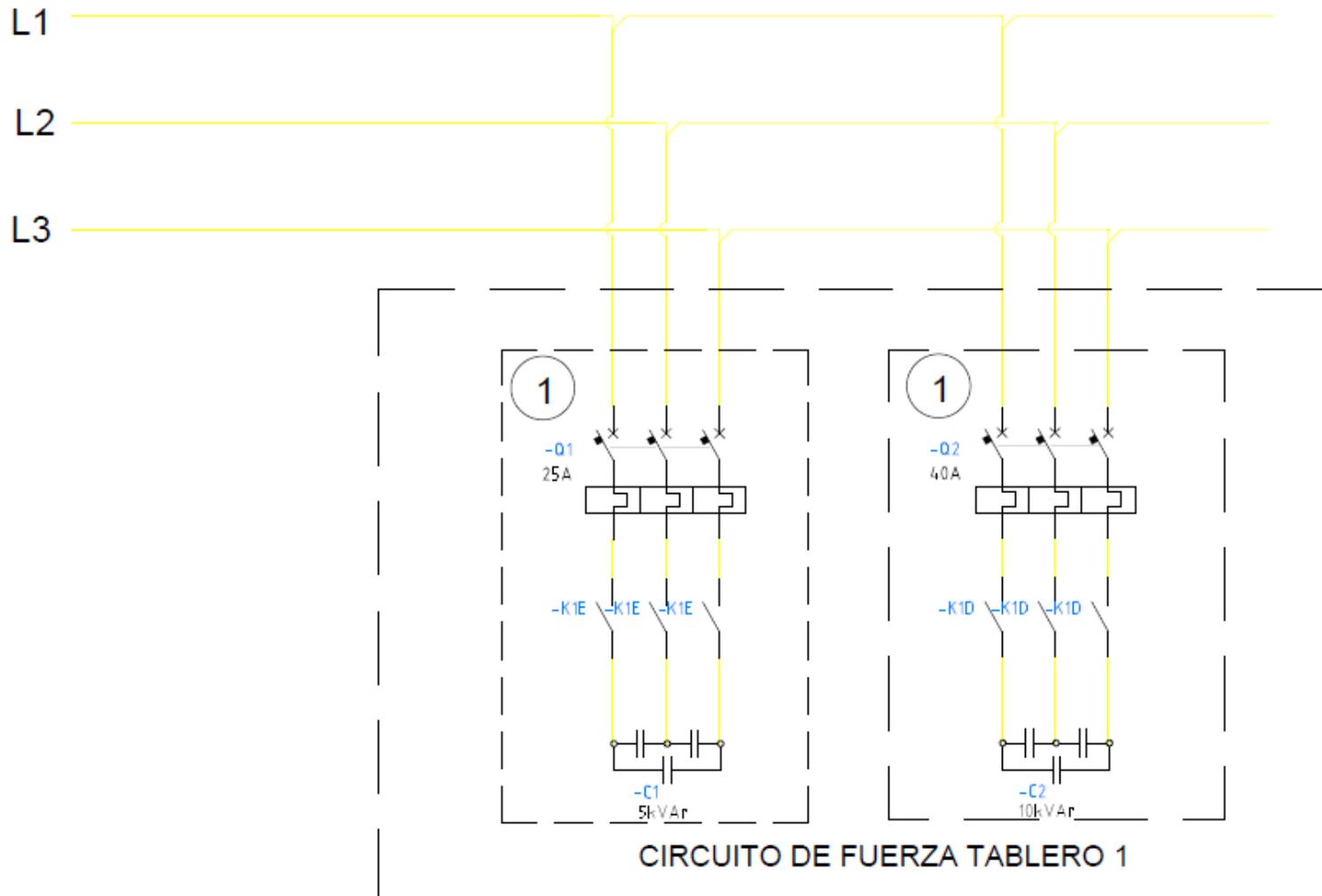
O 2. Esquema de control 2



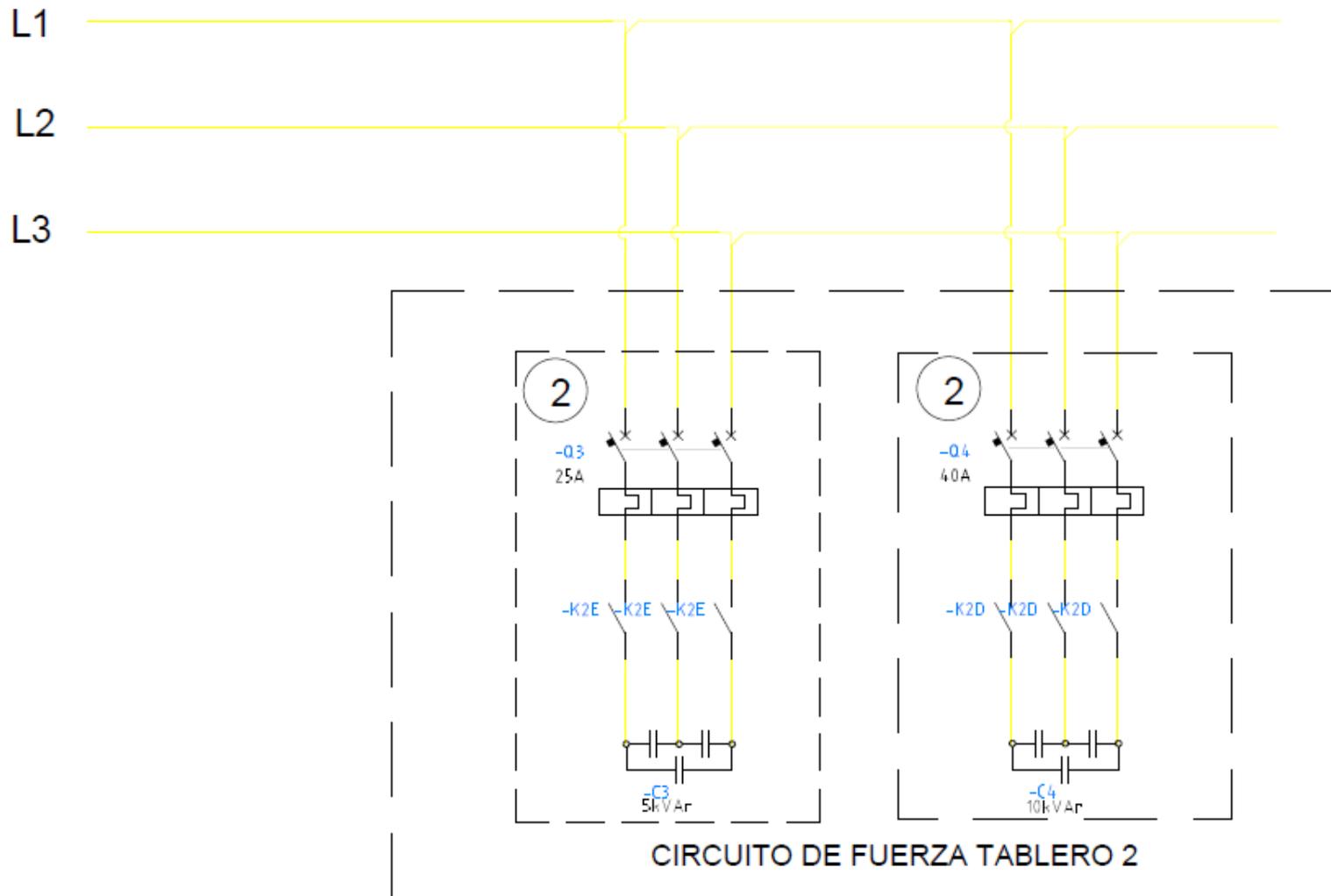
O 3. Esquema de control 3



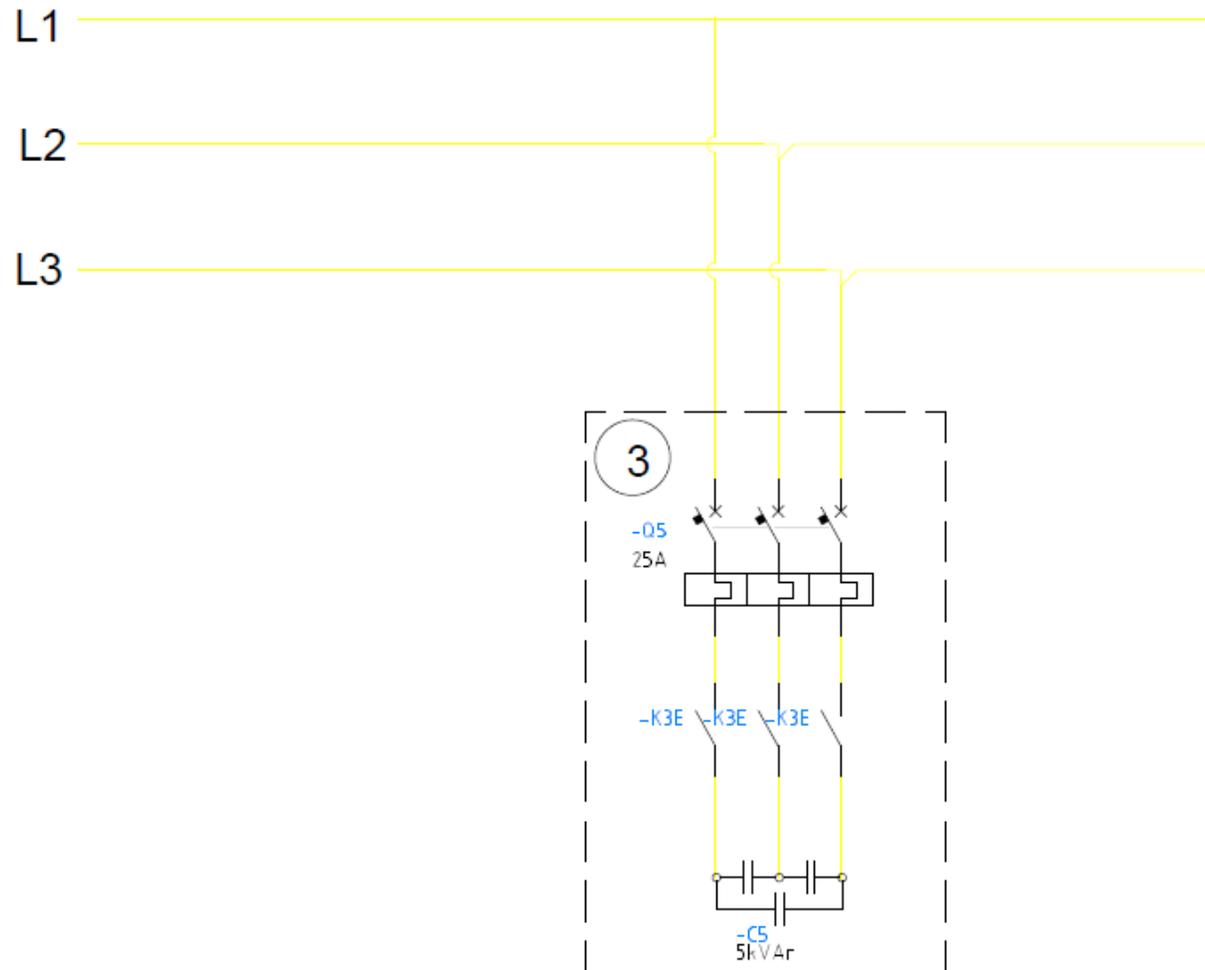
O 4. Esquema de fuerza para el banco de condensadores del Tablero 1



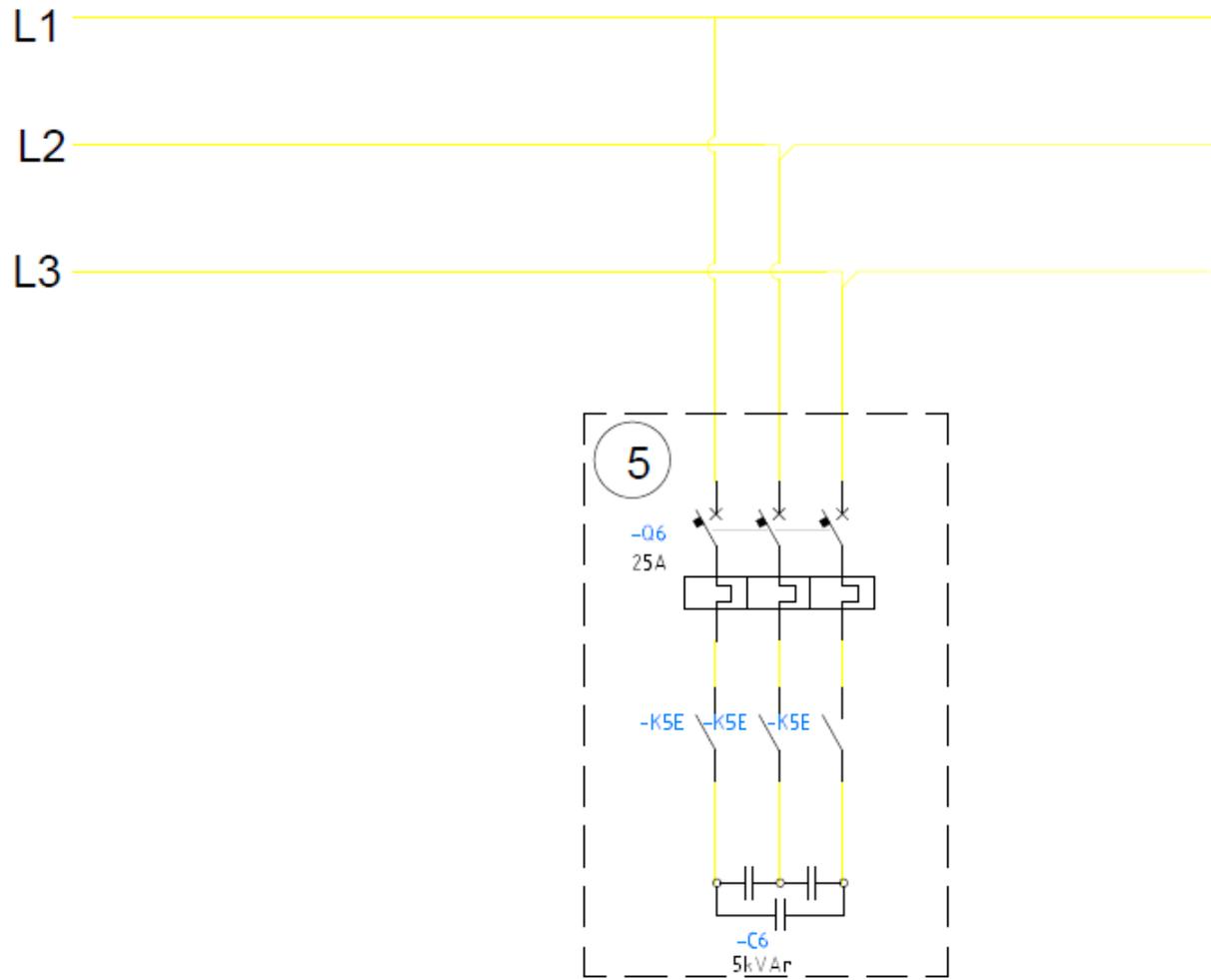
O 5. Esquema de fuerza para el banco de condensadores del Tablero 2



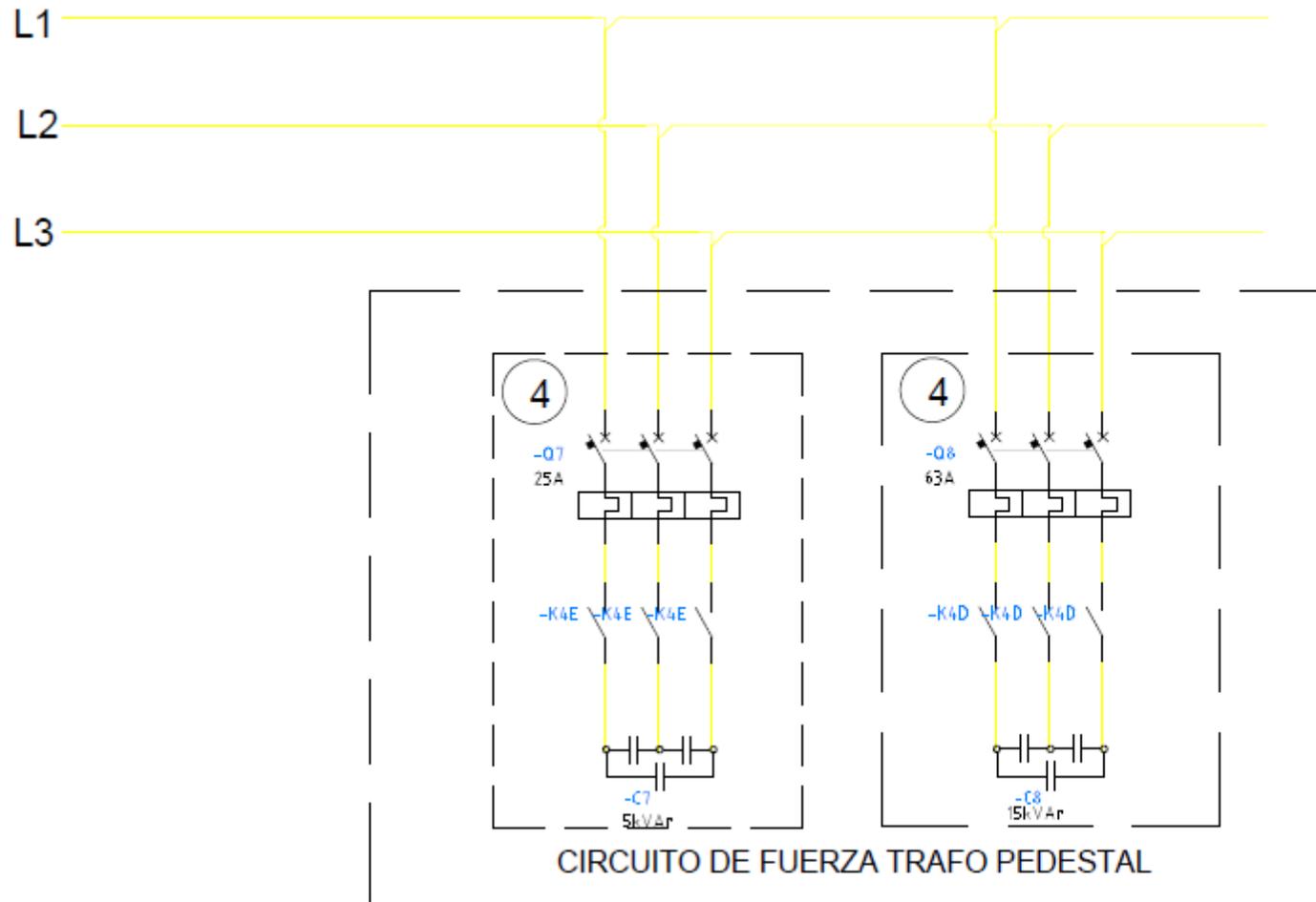
O 6. Esquema de fuerza para el banco de condensadores del Tablero 3



O 7. Esquema de fuerza para el banco de condensadores del Tablero de Bienestar



O 8. Esquema de fuerza para el banco de condensadores del Transformador de tipo Pedestal



ANEXO P. Plano Eléctrico Unifilar de la Universidad Tecnológica de Bolívar