

**REVISIÓN DE LOS MÉTODOS DE MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA
ENERGÍA ELÉCTRICA**

**EDWAR JOSÉ NAVAS GARCÍA
BAISSER ANTONIO JIMÉNEZ RIVERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2004

**REVISIÓN DE LOS MÉTODOS DE MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA
ENERGÍA ELÉCTRICA**

**EDWAR JOSÉ NAVAS GARCÍA
BAISSER ANTONIO JIMÉNEZ RIVERA**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero Electricista**

Director

Mpe César Antonio Duarte Gualdrón

Codirector

PhD. Gabriel Ordóñez Plata

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2004**

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN	1
1. CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	4
1.1 GENERALIDADES	4
1.1.1 Continuidad del suministro.....	6
1.1.2 Calidad de onda.....	7
1.1.3 Atención comercial.....	8
1.2 NORMATIVA INTERNACIONAL.....	8
1.3 RECOMENDACIÓN IEEE.....	8
1.3.1 Recomendación IEEE 1 159.....	8
1.4 NORMATIVA CEI.....	9
1.4.1 Estructura de la CEI 61 000.....	9
1.4.2 Norma internacional CEI 61 000-4-30.....	10
1.5 NORMAS TÉCNICAS COLOMBIANAS RELACIONADAS CON LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	14
1.5.1 Norma NTC 5 000 (calidad de la potencia eléctrica (CPE). Definiciones y términos fundamentales).	14
1.5.2 Norma NTC 6 100-1-1 (Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 1. Generalidades. Sección 1. Aplicación e interpretación de definiciones y términos fundamentales).	15
1.6 REGLAMENTACIONES EXPEDIDAS POR LA CREG (COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS) RELACIONADAS CON LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	15

1.6.1 Documento CREG 042 (calidad de potencia).	16
1.7 ADAPTACIÓN DE NORMATIVAS INTERNACIONALES A LA NORMATIVA COLOMBIANA.....	17
2. DEFINICIONES BÁSICAS	19
2.1 EVENTOS QUE AFECTAN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA ...	19
2.1.1 Variaciones de corta duración.....	19
2.1.2 Transitorios	21
2.1.3 Desbalance	22
2.1.4 Variación de larga duración	22
2.1.5 Distorsión de la forma de onda	23
2.1.6 Fluctuación de tensión	24
2.1.7 Flicker	24
2.2 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LA MONITORIZACIÓN.....	25
2.2.1 Perturbaciones.....	25
2.2.2 Variaciones de estado estacionario	25
2.2.3 Variaciones de frecuencia.....	26
2.2.4 Canal	26
2.2.5 Tensión de entrada declarada, U_{din}	26
2.2.6 Tensión de suministro declarada, U_c	26
2.2.7 Umbral del hueco de tensión	26
2.2.8 Dato marcado (flagged).	27
2.2.9 Componente fundamental.....	27
2.2.10 Frecuencia fundamental.....	27
2.2.11 Componente armónica.....	27
2.2.12 Histéresis	27
2.2.13 Cantidades de influencia.....	28
2.2.14 Componente íter armónica.	28
2.2.15 Umbral de interrupción.....	28

2.2.16	Incertidumbre de la medida.....	28
2.2.17	Tensión nominal, U_n	28
2.2.18	Valor eficaz (root-mean-square)	28
2.2.19	Tensión eficaz, calculada cada medio ciclo, $U_{RMS (1/2)}$	28
2.2.20	Rango de las cantidades de influencia	29
2.2.21	Canal de referencia.....	29
2.2.22	Tensión residual, U_{res}	29
2.2.23	Umbral de elevación de tensión	29
2.2.24	Agregación en el tiempo	29
2.2.25	Frecuencia armónica	29
2.2.26	Frecuencia interarmónica.....	30

3. INSTRUMENTOS UTILIZADOS EN LA MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA31

3.1	INSTRUMENTOS DE PROPÓSITO GENERAL	31
3.1.1	Analizadores de espectro que utilizan la FFT	32
3.1.2	Analizadores de bancos de filtros en paralelo.....	33
3.2	INSTRUMENTOS DE PROPÓSITOS ESPECÍFICOS.....	33
3.3	ARQUITECTURA DEL INSTRUMENTO.....	35
3.4	NÚMERO DE CANALES DE MEDIDA	36
3.5	TRANSDUCTORES DE MEDIDA.....	38
3.5.1	Transformadores de corriente.....	38
3.5.2	Transformadores de tensión.....	40
3.6	MODO DE ADQUISICIÓN DE LA SEÑAL	40
3.7	TELEMÁTICA RELACIONADA CON LA MONITORIZACIÓN	42

4. AGREGACIÓN DE MEDIDAS.....44

4.1	INTERVALO DE AGREGACIÓN	44
4.1.1	Agregación de medidas utilizando intervalos de 3s	45

4.1.2	Agregación de medidas utilizando intervalos de 10 minutos.....	66
4.1.3	Agregación de medidas utilizando intervalos de 2 horas	72

5. ESTUDIO DE LOS MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....80

5.1	MONITORIZACIÓN DE TRANSITORIOS	80
5.1.1	Técnica de monitorización utilizando el algoritmo MAVSA	81
5.1.2	Comparador de pendiente máxima.....	96
5.1.3	Método del valor eficaz.....	99
5.2	VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN.....	104
5.2.1	Estimación de la tensión.....	104
5.2.2	Ventanas de observación.....	107
5.2.3	Límites de detección.....	109
5.2.4	Eventos no rectangulares.....	109
5.3	VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN.....	111
5.3.1	Estimación de la tensión de la tensión.....	111
5.3.2	Ventanas de observación.....	112
5.3.3	Agregación de datos utilizando intervalos de 3s.....	112
5.3.4	Agregación de datos utilizando intervalos de 10 minutos.....	113
5.3.5	Agregación de datos utilizando intervalos de 2 horas.....	113
5.4	DESBALANCES DE TENSIÓN.....	114
5.4.1	Estimación de la tensión.....	115
5.5	MEDICIÓN DE LA FRECUENCIA.....	121
5.5.1	Métodos de medición.....	122
5.5.2	Evaluación de la medición.....	125

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....132

7. BIBLIOGRAFIA.....139

**ANEXO A. PROPUESTA DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA DE MÉTODOS
DE MEDICIÓN PARA LA MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA
ELÉCTRICA.....142**

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Arquitectura de un instrumento de monitorización.....	36
Figura 2. Clasificación del número de canales de tensión y corriente según necesidades de Medida.....	37
Figura 3. Topología telemática para la operación remota de instrumentación punto a punto.....	42
Figura 4. Intervalo Consecutivo para agregación de medidas durante 3 segundos.....	46
Figura 5. Inicio del evento en la última ventana básica en el intervalo de agregación de 3 s.....	46
Figura 6. Ventana básica en la que se detecta el evento con factor k_e igual a 1.2 para el intervalo consecutivo de agregación de 3 s.....	49
Figura 7. Número de ventanas y tensión de evento para los cuales se detectarían el evento sin error para las ventanas impares.....	50
Figura 8. Número de ventanas y tensión de evento para los cuales se detectarían el inicio del evento sin error para las ventanas pares.....	51

Figura 9. Final del evento en la última ventana básica del intervalo de agregación de 3 s.....	53
Figura 10. Ventana básica en la que se detecta el final del evento con factor k_e igual a 1.2.....	55
Figura 11 Número de ventanas y tensión de evento para los cuales se detectaran el final del evento sin error para las ventanas impares.....	56
Figura 12 Número de ventanas y tensión de evento para los cuales se detectaran el final del evento sin error para las ventanas pares.....	57
Figura 13.Intervalo Corredizo para la agregación de medidas.....	60
Figura 14. Inicio del evento en la última ventana básica en el intervalo de 3 s corredizo.....	61
Figura 15. Valoración de 9s de datos para intervalos de 3s.....	64
Figura 16. Agregación de una sobretensión utilizando diferentes intervalos para la agregación.....	64
Figura 17.Numero de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el inicio de una sobretensión.....	67
Figura 18.Numero de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el inicio de una subtensión.....	68

Figura 19. Numero de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el final de una sobretensión.....	70
Figura 20. Numero de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el final de una subtensión.....	71
Figura 21. Numero de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el inicio de una sobretensión.....	74
Figura 22. Numero de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el inicio de una subtensión.....	75
Figura 23. Numero de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el final de una sobretensión.....	77
Figura 24. Numero de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el final de una subtensión.....	78
Figura 25. Localización de los puntos de la señal para calcular el parámetro $MAVSA_v$	81
Figura 26. Respuesta en frecuencia del filtrado correspondiente al cálculo del parámetro $MAVSA_v$ para una frecuencia de muestreo de 4kHz.....	84
Figura 27. Filtros pasa banda en Paralelo.....	85
Figura 28. Energía acumulada del filtro para frecuencias de muestreo de 4 kHz y 40 kHz.....	86

Figura 29. Señal de transitorio de baja frecuencia de duración de 0,5 ciclos, con frecuencia de 900 Hz y amplitud de 1,5 p.u.....	90
Figura 30. Variación del parámetro MAVSA en el tiempo.....	91
Figura 31. Variación del parámetro VSA en el tiempo.....	92
Figura 32. Señal de transitorio de baja frecuencia de duración de 0,3 ms, con frecuencia predominante de 4900Hz y amplitud de 2 p.u.....	93.
Figura 33. Detección del transitorio utilizando la técnica MAVSA para transitorio de la Figura 32.....	94
Figura 34. Señal armónica con frecuencias en el rango de las frecuencias de un transitorio.....	98
Figura 35. Señal con un transitorio con frecuencia predominante de 600 Hz y duración de 50 ms de la forma $Str(t) = sen[120\pi(t)] + 1,5e^{-100t} sen[1200\pi(t)]$	99
Figura 36. Espectro del transitorio de la Figura 35.....	99
Figura 37. Variación del valor RMS en el tiempo de la señal armónica de la Figura 34.....	103
Figura 38. Intervalos de observación para la monitorización de un evento de corta duración.....	109
Figura 39. Ejemplo de un evento no rectangular.....	111
Figura 40. Caracterización de huecos de tensión no rectangulares.....	112

Figura 41: Ejemplo de coordinación firme entre desequilibrio de tensión real
medido y la susceptibilidad de motor.....118

Figura 42. Circuito de fase cerrada PLL.....124

INDICE DE TABLAS

pág

Tabla 1. Perturbaciones asociadas a las características de la onda de tensión.....	7
Tabla 2. Variaciones de corta duración.....	20
Tabla 3. Variaciones de larga duración.....	23
Tabla 4. Características de equipos monitores de la calidad de la energía eléctrica.....	33
Tabla 5. Valor eficaz mínimo de detección para las ventanas impares.....	52
Tabla 6. Valor eficaz mínimo de detección para las ventanas pares.....	52
Tabla 7. Valor eficaz mínimo de detección para las ventanas impares.....	52
Tabla 8. Valor eficaz mínimo de detección para las ventanas impares.....	52
Tabla 9. Valor eficaz máximo de detección para las ventanas impares.....	57
Tabla 10. Valor eficaz máximo de detección para las ventanas pares.....	58
Tabla 11. Valor eficaz máximo de detección para las ventanas impares.....	58
Tabla 12. Valor eficaz máximo de detección para las ventanas impares.....	58

Tabla 13. Variación del valor eficaz según la ventana básica en la cual inicie el evento.....	61
Tabla 14. Error de valor eficaz según el intervalo de agregación, sólo agregando el evento.....	62
Tabla 15 Comparación de los diferentes métodos de agregación.....	65
Tabla 16. Porcentaje de la energía de entrada (Señal estacionaria y transitorio) de la señal a la salida del algoritmo MAVSA.....	87
Tabla 17 Porcentaje de la energía de entrada del transitorio y señal a la salida del algoritmo MAVSA.....	88
Tabla 18. Frecuencia de muestreo sugerida para los diferentes tipos de transitorios.....	88
Tabla 19. Valor máximo del parámetro MAVSA en por ciento realizando una simulación con diferentes transitorios.....	95
Tabla 20. Valor máximo que debe tener el parámetro MAVSA en el semiciclo anterior para detectar los transitorios de la tabla anterior.....	95
Tabla 21. Valor máximo del parámetro MAVSA en por ciento realizando una simulación con diferentes transitorios de media frecuencia.....	96
Tabla 22. Valor máximo que debe tener el parámetro MAVSA en el semiciclo anterior para detectar los transitorios de la tabla anterior.....	96

Tabla 23. Comparación entre las diferentes técnicas de medida para monitorización de transitorios.....	104
Tabla 24. Obtención de los valores de tensión para una caída de tensión de 0.2 p.u con una subtensión previa de 0,9 p.u.....	108
Tabla 25. Umbrales de detección para las variaciones de Corta Duración.....	110

RESUMEN

TÍTULO

REVISIÓN DE LOS MÉTODOS DE MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA*

AUTORES

EDWAR JOSÉ NAVAS GARCÍA **

BAISSER ANTONIO JIMÉNEZ RIVERA **

PALABRAS CLAVES

Normas Técnicas, calidad de la energía eléctrica, Métodos de medición, Monitorización, Instrumentos.

DESCRIPCIÓN:

En este proyecto tiene como fin realizar una revisión de los métodos de monitorización de la calidad de la energía eléctrica propuestos por la norma CEI 61 000-4-30, teniendo en cuenta las condiciones del sistema eléctrico colombiano y su regulación, con el fin realizar ajustes a los métodos sugeridos para aplicarlos en Colombia. Además, se proyecta plantear una propuesta de norma técnica de medición de la calidad de la energía eléctrica en Colombia, con base en la norma CEI 61 000-4-30, continuando de esta forma con el trabajo iniciado con la propuesta de NTC de medición de armónicos realizado en trabajo de grado previo.

Además presenta un marco contextual sobre las normativas y recomendaciones internacionales como son la CEI 61000-4-30 y la IEEE 1159, las cuales hacen referencia a la monitorización de la calidad de la energía eléctrica. también, realiza una revisión de las leyes y normas vigentes en Colombia en cuanto a lo que tiene que ver con la calidad de la energía eléctrica emitidas por los organismo encargados de estas como el ICONTEC, realiza la descripción de los conceptos básicos que corresponden a la terminología usada para describir los fenómenos electromagnéticos que afectan la calidad de la energía eléctrica y conceptos referentes a su monitorización; además de hacer una revisión del estado del arte de los equipos encargados de la monitorización de la calidad de la energía eléctrica, realiza un completo estudio de la agregación de las medidas utilizando el algoritmo del valor eficaz, encontrando los posibles errores que se pueden cometer utilizando este método.

Finalmente en un anexo se consigna la propuesta de norma técnica colombiana de técnicas de medición para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica, basada en los estudios realizados a lo largo del desarrollo este proyecto, con la finalidad de presentarlo ante el ICOTEC para su estudio y posible aprobación.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, Ingeniería eléctrica. Mpe. César Antonio Duarte Gualdron.

SUMMARY

TITLE

REVISION OF THE METHODS OF MONITORING OF THE POWER QUALITY*

AUTHORS

EDWAR JOSÉ NAVAS GARCÍA**

BAISSER ANTONIO JIMENES RIVERA**

PASSWORDS

Technical norms ,power quality, measurement Methods, monitoring, Instruments.

DESCRIPTION:

In this project has as end to carry out a revisions of the methods of monitoring of the power quality proposed by the norm CEI 61 000-4-30, keeping in mind the conditions of the Colombian electric system and their regulation, with the purpose of carrying out adjustments to the methods suggested to apply them in Colombia. Also, plans to think about a proposal of technical norm of mensuration of the power quality in Colombia, with base in the norm CEI 61 000-4-30, continuing this way with the initiate work with the proposal of NTC of measurement of harmonic carried out in work of previous grade.

It also presents a contextual mark on the regulatory schemes and international recommendations as they are the CEI 61 000-4-30 and the IEEE 1159, which make reference to the monitoring of the power quality, also, carries out a revision of the laws and effective norms in Colombia as for what has to do with the power quality emitted by the in charge organisms of these as the ICONTEC, carries out the description of the basic concepts that correspond to the used terminology for relating concepts to their monitoring; besides making a revision of the state of the art of the in charge teams of the monitoring of the power quality, carries out a complete study of the aggregation of the measures using the algorithm of the effective value, finding the possible errorres that can be made using this method.

Finally in an annex the proposal of norm technical Colombian is consigned of technical of measurement for the monitorizacion of the quality of the electric power, based on the realized studies along the development of this project, with the purpose of presenting it before the ICONTEC for its study and possible approval for this organism.

* Work of Grade

** School of Engineerings Physique Mechanics, Engineering electric. Mpe. César Antonio Duarte Gualdrón

INTRODUCCIÓN

El término "*Power Quality*" o Calidad de la energía Eléctrica hace referencia a la calidad de las señales de tensión (responsabilidad del distribuidor) y de corriente (responsabilidad del usuario).

Hoy en día la sensibilidad de los equipos electrónicos ha generado un gran interés en la calidad de las señales de tensión y corriente eléctrica, por lo cual se requiere la utilización de nuevas técnicas para monitorizar la energía eléctrica que permitan garantizar su calidad.

Los organismos internacionales como el IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineer*) y la CEI (comisión electrotécnica internacional) han desarrollado diferentes recomendaciones para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica como la IEEE 1159 (*Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*) y la CEI 61 000-4-30 (*Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*). En Colombia el instituto colombiano de normas técnicas y certificaciones (ICONTEC) aprobó las normas NTC 5000 (Calidad de la potencia eléctrica (CPE). Definiciones y términos fundamentales) y la NTC 61 000-1-1 (Compatibilidad electromagnética. Parte 1. Generalidades. Sección 1. Aplicación e interpretación de definiciones y términos fundamentales) que tratan los conceptos básicos de la calidad de la energía eléctrica y marcan una pauta importante para crear una cultura de la calidad de la energía eléctrica en Colombia; además, la CREG en la resolución CREG 096-2000 artículo 1 decreta indicadores de los parámetros de la calidad de la potencia suministrada y para su análisis establece seguir las recomendaciones de la guía [IEEE-1159 1995] o la que la modifique o sustituya.

Aun cuando existe la preocupación por desarrollar una cultura de la calidad de la energía eléctrica en Colombia, falta una norma sobre monitorización bajo las condiciones del sistema eléctrico colombiano y su regulación. En consecuencia existe la necesidad de realizar un análisis de las técnicas de monitorización de la calidad de la energía eléctrica sugeridas por la CEI y el IEEE que permita desarrollar una propuesta de norma técnica para la medición de la calidad de la energía eléctrica en Colombia. En atención de esta necesidad se realiza el presente trabajo.

En este proyecto se presenta una revisión de los métodos de monitorización de la calidad de la energía eléctrica propuestos por la norma CEI 61 000-4-30, teniendo en cuenta las condiciones del sistema eléctrico colombiano y su regulación, con el fin realizar ajustes a los métodos sugeridos para aplicarlos en Colombia con el propósito de proponer una norma técnica Colombiana en donde se desarrollen los métodos empleados para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica la cual se presenta en el anexo de este trabajo.

En el primer capítulo presenta un marco contextual sobre las normativas y recomendaciones internacionales como son la CEI 61000-4-30 y la IEEE 1159, las cuales hacen referencia a la monitorización de la calidad de la energía eléctrica. Además, realiza una revisión de las leyes y normas que se presentan en Colombia en cuanto a lo que tiene que ver con la calidad de la energía eléctrica.

En el capítulo dos se realiza la descripción de los conceptos básicos que corresponden a la terminología usada para describir los fenómenos electromagnéticos que afectan la calidad de la energía eléctrica y conceptos referentes a su monitorización.

En el capítulo tres se presenta una revisión del estado del arte de los equipos encargados de la monitorización de la calidad de la energía eléctrica.

En el capítulo cuatro se realiza un estudio referente a la agregación de medidas sobre tres segundos utilizando el algoritmo de valor eficaz, realizada por el método de intervalo consecutivo, intervalo corregido e intervalo resincronizado; además de la agregación sobre intervalos de 10 minutos y 2 horas.

En el capítulo cinco se desarrolla el estudio de las diferentes técnicas que propone la CEI 61 000-4-30 para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica, analizando las ventajas y desventajas que puedan presentar estos métodos, esto con el fin de considerar su aplicación en Colombia.

En el capítulo seis se presenta las conclusiones y recomendaciones presentadas durante y después del desarrollo del proyecto.

Finalmente en el anexo A se consigna la propuesta de norma técnica colombiana de técnicas de medición para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica, basada en los estudios realizados a lo largo del desarrollo este proyecto.

1. CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Este capítulo trata las generalidades de la monitorización de la calidad de la energía eléctrica, para lo cual se exponen las normas internacionales, CEI 61000-4-30 y la IEEE 1159, las cuales hacen referencia a las recomendaciones para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica. Debido al movimiento de globalización e integración mundial, toda propuesta encaminada a crear una normatividad de monitorización de la calidad de la energía eléctrica en Colombia, debe estar basada en los estándares internacionales bajo el marco de la normativa nacional.

1.1 GENERALIDADES

El suministro de energía eléctrica ha sufrido significativos cambios en su visión a través del tiempo, adquiriendo una doble condición; como producto-servicio, pasando de un aspecto meramente técnico a un aspecto mucho más amplio que pasa por los grandes desarrollos científicos y tecnológicos en los campos de la Interferencia y la Compatibilidad Electromagnética hasta la concepción de la energía eléctrica como un producto y como tal con características de calidad.

El aumento en la utilización de nuevos equipos basados en microelectrónica, cada vez más sensibles y menos inmunes al entorno electromagnético, ha permitido que en los últimos años se produzca un incremento del interés por la calidad en las señales de tensión y corriente eléctrica, lo que conlleva a la utilización de nuevas normas que regulen la monitorización de la calidad de la energía eléctrica en los países.

Por tanto, cuando se habla de "*Power Quality*" o Calidad de la energía Eléctrica se está haciendo referencia a la calidad de las señales de tensión (responsabilidad del distribuidor) y de corriente (responsabilidad del usuario).

El término calidad es sinónimo de fiabilidad que indica la existencia de un adecuado y seguro suministro de potencia, expresada generalmente en la calidad de la tensión. Un concepto amplio de calidad incluye desviaciones no periódicas y transitorias de la forma de onda ideal. Tales desviaciones son utilizadas para evaluar la Compatibilidad Electromagnética (CEM), que es la capacidad de un dispositivo, unidad de equipo o un sistema para funcionar satisfactoriamente en su ambiente electromagnético sin introducir perturbaciones electromagnéticas intolerables por otros dispositivos en ese ambiente.

Todo esto conlleva a que la monitorización de los fenómenos que afectan la calidad de la energía eléctrica tenga gran preponderancia y hayan creado un gran interés a nivel internacional, dando lugar al nacimiento de una nueva cultura de la calidad de la energía eléctrica.

La monitorización tiene como objetivo la obtención de datos que proporcionan información acerca de los distintos aspectos de la calidad de la red eléctrica. Implica la medida de un gran número de parámetros y su tratamiento para poder compactarlos de forma que un reducido número de índices representen la "calidad" y a la vez que provean la máxima información detallada sobre posibles perturbaciones.

Los aspectos que hacen parte de la calidad de la energía eléctrica son los siguientes:

- Calidad del suministro
 - Continuidad del suministro
 - Calidad de onda

- Calidad de la atención comercial

La continuidad del suministro es el aspecto de la calidad más inmediato y evidente. Además, en Colombia es el que más se ha tenido en cuenta en el desarrollo de la reglamentación para el sector eléctrico.

A medida que los países se van desarrollando, van alcanzado unos niveles de continuidad del suministro cada vez más aceptables y más aceptados por los clientes, sobre todo en zonas urbanas o de gran consumo, pero junto a este desarrollo, han aparecido equipos electrónicos que inyectan cada vez más perturbaciones en la red, lo cual ha hecho que los países se preocupen cada vez más por estas perturbaciones, las cuales afectan la calidad de onda, otro aspecto de la calidad de la energía eléctrica .

La calidad de la atención comercial se presenta con mayor relevancia, pero por otros motivos, este aspecto no es exclusivo al suministro de la electricidad, sino que en toda la sociedad existe una mayor exigencia sobre la calidad de la atención comercial.

1.1.1 Continuidad del suministro. La continuidad del suministro hace referencia a la existencia o no de tensión en un punto de conexión. Hasta hace muy poco, era el único aspecto de la calidad del servicio considerado importante. En la literatura técnica, se describe como fiabilidad del suministro y es el aspecto de la calidad del servicio sobre el que más se ha escrito.

Cuando falla la continuidad del servicio, es decir cuando la tensión de suministro desaparece en el punto de conexión, se dice que hay una interrupción en el suministro.

1.1.2 Calidad de la onda. La calidad de la onda hace referencia a la onda de tensión de suministro y a las perturbaciones asociadas a la misma. Encierra todas las perturbaciones de origen técnico, salvo las interrupciones largas de suministro. Las características ideales de la onda de tensión son una onda senoidal, con amplitud y frecuencia, determinadas e invariables, así como simetría de las fases en sistemas trifásicos. Cuando estas características son modificadas se dice que la onda de tensión sufre perturbaciones. En la siguiente tabla se muestran las perturbaciones asociadas a las diferentes características de la onda de tensión.

Tabla 1. Perturbaciones asociadas a las características de la onda de tensión

Característica de la onda de tensión	Perturbación asociada
Frecuencia	Variaciones de frecuencia
Amplitud	Variaciones de la tensión de suministro
	Variaciones rápidas de tensión (flicker)
	Interrupciones breves de tensión
	Caídas de tensión (huecos)
	Sobretensiones temporales
	Sobretensiones transitorias
Simetrías de fases	Desequilibrio de la tensión de suministro
Forma de onda	Tensiones armónicas
	Tensiones interarmónicas
	Señales de información transmitida por red

1.1.3 Atención comercial. La atención comercial es el aspecto menos definido de todos. No se refiere a ningún aspecto del producto electricidad, sino de todo lo referente a la relación comercial entre el proveedor del producto y el cliente.

1.2 NORMATIVA INTERNACIONAL

Existen muchos organismos a nivel mundial que tratan aspectos de la calidad de la energía eléctrica, los principales son:

- La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI)
- El Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE)
- El Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC)
- La Organización Internacional para la Normalización (ISO)
- El Instituto Internacional de Normalización de Telecomunicaciones (ETSI)
- La Asociación de la Industria Eléctrica Europea (EURELECTRIC)
- El Instituto de Normalización Americano (ANSI)

1.3 RECOMENDACIÓN IEEE

El *Institute of Electrical and Electronics Engineer* (IEEE), y sus predecesoras el *American Institute of Electrical Engineers* (AIEE) y el *Institute of Radio Engineers* (IRE), existen desde 1 884.

El IEEE ha realizado avances en los aspectos técnicos relacionados con el campo de la electricidad y tiene como visión ayudar a la prosperidad global contribuyendo con la innovación tecnológica; dictando normas en cuanto a las ciencias de la electricidad y afines, impulsando así una cultura de normatividad en el mundo.

1.3.1 Recomendación IEEE 1159. El IEEE 1159 *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, desarrolla recomendaciones para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica en sistemas de corriente alterna (C.A.) monofásicos o polifásicos. Se presentan descripciones consistentes de fenómenos electromagnéticos que ocurren en los sistemas eléctricos. En este

documento se definen condiciones nominales y desviaciones de éstas que se pueden originar en la fuente de suministro, los equipos de carga y la interacción entre la fuente y la carga; también presenta las recomendaciones de técnicas de medida, la aplicación de estas técnicas, e interpretación de los resultados para que sean comparables.

Asimismo se presentan recomendaciones, las cuales son importantes para tener en cuenta en el diseño de equipos de monitorización; especifica límites, periodos, interpretación de los resultados y extracción de los datos críticos para un correcto análisis durante la monitorización.

1.4 NORMATIVA CEI

La comisión electrotécnica internacional (CEI), es una organización que realiza y publica normas en los campos de la electricidad, la electrónica y la tecnología relacionada. Estos documentos son la base de las normativas de muchos países y son referencia al presentar ofertas y contratos internacionales.

Las normas internacionales CEI, facilitan el comercio mundial eliminando las barreras técnicas, facilitando la introducción a nuevos mercados y el intercambio económico entre países.

1.4.1 Estructura de la CEI 61 000. Las normas CEI de la serie 61 000 están dedicadas al tema de la compatibilidad electromagnética (CEM). Los tópicos tratados en esta serie incluyen: la terminología relacionada, las descripciones de fenómenos electromagnéticos y del ambiente electromagnético, los métodos de medición y las técnicas para su comprobación, y las pautas para la instalación de equipos y para la mitigación de las perturbaciones electromagnéticas.

La serie de normas IEC 61 000 está subdividida en nueve partes, de la siguiente forma:

- Parte 1: Generalidades CIE 61 000-1
 Consideraciones generales (introducción, principios fundamentales)
 Definiciones, terminología.

- Parte 2: Entorno CIE 61 000-2
 Descripción del entorno
 Clasificación del entorno
 Niveles de compatibilidad

- Parte 3: Límites CIE 61 000-3
 Límites de emisión
 Límites de inmunidad

- Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida CIE 61 000-4
 Técnicas de medida
 Técnicas de ensayo

- Parte 5: Guías de instalación y de atenuación CIE 61 000-5
 Guías de instalación
 Métodos y dispositivos de atenuación

- Parte 6: Normas generales CIE 61 000-6

- Parte 9: Varios CIE 61 000-9

1.4.2 Norma internacional CEI 61 000-4-30. Esta norma hace parte de las normas CEI 61 000 sobre compatibilidad electromagnética (CEM), parte 4 y sección 30, titulada “*Testing and Measurement Techniques - Power Quality Measurement Methods*”.

La parte 4 de la serie CEI 61 000 define los métodos de medida e interpretación de los resultados para los parámetros de la calidad de la energía eléctrica en sistemas de corriente alterna (C.A.).

Los métodos de medida son descritos para diferentes magnitudes eléctricas, las cuales son: frecuencia, magnitud de la tensión, fluctuaciones de tensión (*flicker*), caídas de tensión (*dips,sags*), elevaciones de tensión (*swells*), interrupciones de tensión, transitorios de tensión, desbalances de tensión, armónicos e interarmónicos de tensión y corriente; de tal forma que se puedan obtener resultados fiables, repetibles y comparables sin tener en cuenta el instrumento que se utiliza, ni sus condiciones medioambientales.

Los métodos de medición de los parámetros considerados en esta norma son aplicables sólo a los fenómenos electromagnéticos que se propagan por conducción en el sistema de potencia.

La norma IEC 61 000-4-30 se estructura de la siguiente forma:

PRÓLOGO

INTRODUCCIÓN

- ALCANCE
- NORMAS DE REFERENCIA
- DEFINICIONES
- GENERAL
 - Tipos de medidas
 - Organización de las medidas
 - Valores eléctricos a ser medidos
 - Agregación de las medidas sobre intervalos de tiempo
 - Algoritmo de agregación de las medidas
 - Incertidumbre en el tiempo del reloj
 - Concepto de señalización

- PARÁMETROS DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
 - Frecuencia Industrial
 - Magnitud de la tensión de suministro
 - Fluctuaciones de tensión (*Flicker*)
 - Huecos (*Dips, sags*) y elevaciones en la tensión de suministro (swells)
 - Interrupciones de tensión.
 - Transitorios de tensión.
 - Desbalances de tensión.
 - Armónicos de tensión
 - Interarmónicos de tensión
 - Amplitud de la tensión en la fuente de suministro.
 - Cambios rápidos de tensión.
 - Medida de subdesviación y sobredesviación de los parámetros.
- RANGO DE LAS CANTIDADES DE INFLUENCIA Y VERIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN.
 - Rango de influencia de las cantidades
 - Verificación de la aplicación
- ANEXOS
 - Precauciones de instalación
 - Transductores
 - Transitorios de tensión y corriente
 - Rápidos cambios de tensión
 - Corriente
 - Guía para aplicaciones contractuales de las medidas de la calidad de la energía eléctrica
 - Las aplicaciones de solución de problemas (*trouble-shooting*)
 - Las aplicaciones del estudio estadístico
 - Características de un hueco de tensión (dips,sags).
- BIBLIOGRAFÍA

Esta norma indica los métodos de medición e instrumentación, divide los tipos de medida en dos clases, clase A y clase B que identifican la exactitud del equipo.

➤ Clase A

Esta clase se utiliza en los equipos utilizados en aplicaciones que requieran una alta precisión en las medidas, la verificación con relación a referencias, resolver conflictos, etc.

➤ Clase B

La clase B puede ser utilizada para estudios generales, diagnósticos iniciales, y otras aplicaciones donde una alta exactitud no es necesaria.

Se destaca la necesidad de medir no solo las tensiones de fase y de línea sino también la tensión entre conductor neutro y tierra, asimismo, especifica los intervalos de tiempo de medida para evaluar los parámetros de la calidad, dependiendo de su duración. La agregación de las medidas se hace utilizando la raíz cuadrada de la media aritmética de los valores de entrada al cuadrado, excepto para la evaluación de las fluctuaciones (*flicker*) y para la adquisición de la señal para la evaluación de los transitorios.

Se desarrolla el concepto de señalización (*flagging*) el cual evita contar un solo evento cuando se produzca un hueco, elevación o interrupción de tensión en el sistema e indica que el valor agregado puede ser incorrecto.

Esta recomendación propone cómo deben ser las mediciones, especificando la respectiva incertidumbre; además contiene información de la evaluación de la frecuencia, la magnitud de la tensión, los huecos, elevaciones e interrupciones de tensión, los desbalances de tensión, las medidas de desviación de la magnitud de la tensión y en cuanto a las fluctuaciones de tensión y los armónicos se remite a las recomendaciones CEI 61 000-4-15 y la CEI 61 000-4-7 respectivamente. Igualmente, propone algunos métodos para la medición de los transitorios. Asimismo se presentan los rangos de las variables que pueden influir en la medición, esto debido a que las cantidades a medir pueden verse afectadas por

posibles perturbaciones en la señal eléctrica de entrada, incluye dos tablas en las cuales están incluidos todos los rangos de variación de las cantidades para evitar la influencia de éstas en las medidas clase A y clase B, y específica como se realiza la verificación de estas cantidades paso por paso.

1.5 NORMAS TÉCNICAS COLOMBIANAS RELACIONADAS CON LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En Colombia el instituto colombiano de normas técnicas y certificación ICONTEC, es el organismo nacional de normalización según decreto 2269 de 1993. El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC, es un organismo privado, sin ánimo de lucro, integrado por representantes del sector público, productores y consumidores del sector privado. Se fundó el 10 de mayo de 1963. Tiene su sede principal en Santa fé de Bogotá, D.C. y cuenta con oficinas regionales en Medellín, Cali y Barranquilla.

Es el organismo nacional de normalización en virtud del Decreto 2746 de 1 984, ratificado por el Decreto 2269 de 1993. Está acreditado ante la Superintendencia de Industria y Comercio como organismo de certificación de productos industriales y sistemas de calidad; incluyendo los temas relacionados con la calidad de la energía eléctrica; con este fin este organismo ha promulgado la normas NTC 5 000 y la NTC 6 1000-1-1.

1.5.1 Norma NTC 5 000 (calidad de la potencia eléctrica (CPE). Definiciones y términos fundamentales). Esta norma toma como base la clasificación de fenómenos electromagnéticos en el sistema de potencia, realizada por el IEEE, además, se incluye la descripción general de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica y los elementos que la conforman y en forma general, la categorización de los principales fenómenos que causan perturbaciones electromagnéticas, de acuerdo con la CEI.

El objetivo fundamental de esta norma es definir los términos fundamentales utilizados en el tema de la calidad de la energía eléctrica.

1.5.2 Norma NTC 6 100-1-1 (Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 1. Generalidades. Sección 1. Aplicación e interpretación de definiciones y términos fundamentales). Esta norma describe e interpreta diversos términos considerados como de importancia básica para los conceptos y la aplicación práctica en el diseño y evaluación de dispositivos, equipos o sistemas compatibles electromagnéticamente. Además, se resalta la diferencia entre ensayos de compatibilidad electromagnética (CEM) realizados en una instalación normalizada (laboratorio) y los que se llevan a cabo en el sitio en que se instala un dispositivo, equipo o sistema (ensayos in situ). Esta norma es idéntica a la norma CEI 61 000-1-1.

1.6 REGLAMENTACIONES EXPEDIDAS POR LA CREG (COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS) RELACIONADAS CON LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La CREG es un organismo que tiene sus antecedentes desde finales de 1992, cuando el Gobierno expidió los denominados "Decretos de Modernización del Estado", a través de los cuales se daba inicio a un importante proceso de transformación institucional. Uno de dichos decretos, el relacionado con la reestructuración del Ministerio de Minas y Energía, creó la Comisión de Regulación Energética - CRE y cerró otras instituciones como la Junta Nacional de Tarifas y la Comisión Nacional de Energía, existentes desde tiempo atrás y cuyas funciones respondían al enfoque de planeación centralizada. Sin embargo, dichos decretos no eran leyes emanadas del Congreso y se quiso dotar al país de un marco más estable y seguro para todos los agentes participantes en el negocio de los servicios públicos.

Así fue como en julio de 1994 el Congreso de la República aprobó dos leyes: la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios - LSPD - y la Ley Eléctrica - LE. Esta última transformó a la CRE en la CREG, entidad con ocho miembros integrada por: el Ministro de Minas y Energía quien la preside, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director de Planeación Nacional y cinco expertos nombrados por el Presidente de la República por períodos fijos. Las decisiones en el seno de esta entidad se toman por mayoría, aunque se requiere el voto favorable de uno de los miembros del Gobierno.

Este organismo, preocupado por la calidad de la energía eléctrica en Colombia ha establecido resoluciones en las cuales se tienen en cuenta algunos aspectos relacionados con la calidad de la energía eléctrica. De hecho la resolución CREG 070-1998 estableció que los temas referentes con la calidad de la potencia suministrada para algunos aspectos como el contenido armónico de las ondas de tensión y corriente además del flicker, establece seguir las recomendaciones de la recomendación IEEE-519 y los temas referentes con transitorios electromagnéticos y fluctuaciones de tensión establece seguir la recomendación IEEE-1159.

Asimismo en este organismo (LA CREG) mediante resolución 058 del 2004 en su artículo 1, establece: "Someter a consideración de las empresas, los usuarios y demás interesados la propuesta regulatoria sobre calidad de potencia (CPE) contenida en el documento CREG 042 del 15 de julio del 2004 titulado calidad de potencia".

1.6.1 Documento CREG 042 (calidad de potencia). Este documento presenta una propuesta regulatoria para discusión, sobre un indicador de continuidad del servicio, medido como continuidad de la forma de onda, conocida también como Calidad de la Potencia, la cual se ve afectada por fluctuaciones de tensión. La propuesta se basa en la evaluación de un indicador de continuidad de la forma de

onda, entendiendo como discontinuidad la desviación de la onda real en relación con la forma estándar senoidal pura de la tensión, denominado Perceptibilidad de Corto Plazo, PST.

El documento contiene las definiciones, los antecedentes, las ventajas de utilizar el PST, la metodología utilizada para medir fluctuaciones de tensión, los equipos de medición, una propuesta para discusión, el plan para instalar el sistema de medición y registro del indicador PST, y el plan de recolección de datos. Este proyecto se encuentra actualmente en discusión.

1.7 ADAPTACIÓN DE NORMATIVAS INTERNACIONALES A LA NORMATIVA COLOMBIANA

La propuesta de la normativa relacionada con la medición de la calidad de la energía eléctrica se basa en la normativa intencional CEI 61 000-4-30 (*Testing and Measurement Techniques - Power Quality Measurement Methods*) del año 2003 debido a que la CEI es una organización de carácter mundial con gran aceptación y respaldo en un gran número de países.

Para Colombia se basa primero en las normativas ya aplicadas en Colombia como la NTC 5 000 y la NTC 61 000-1-1(Aplicación e Interpretación de Definiciones y Términos Fundamentales), de los años 2 002 y 2 000 respectivamente, las cuales dan las bases conceptuales para la presentación en este trabajo, además se consideran las resoluciones de la CREG relacionados con la calidad de la energía eléctrica.

El propósito de tomar como base la CEI 61 000-4-30 y tener en cuenta la IEEE 1 159 para la propuesta de la normatividad en Colombia no es otro que el de mantener la coherencia en el contexto internacional.

Para realizar la adaptación de la normativa internacional a la normativa colombiana, se consideraron los aspectos más importantes del sistema eléctrico

colombiano, como la frecuencia del sistema, las tensiones nominales de distribución y transmisión (NTC 1340).

2. DEFINICIONES BÁSICAS

En este capítulo se realiza la descripción de los conceptos básicos que corresponden a la terminología utilizada para describir los fenómenos electromagnéticos que afectan la calidad de la energía eléctrica y conceptos referentes a su monitorización.

La tabla 1 presentada en el capítulo anterior resume los fenómenos electromagnéticos que desmejoran la calidad de la energía eléctrica dependiendo de la característica de la onda de tensión que es afectada.

2.1 EVENTOS QUE AFECTAN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación se definen los términos fundamentales relacionados con la calidad de la energía eléctrica de acuerdo con la Norma técnica Colombiana NTC 5 000, que es la norma que define estos fenómenos.

2.1.1 Variaciones de corta duración. Variación del valor eficaz de la tensión desde la tensión nominal para un tiempo mayor que 0,5 ciclos a frecuencia nominal (60 Hz) de potencia, pero menor que o igual a un minuto.

Se clasifican en caídas (*sags*), elevaciones (*swell*) e interrupciones de tensión. Asimismo, dependiendo de la duración, las variaciones de corta duración se designan como instantáneas, momentáneas y temporales (Ver Tabla 2).

Tabla 2. Variaciones de corta duración

Variaciones de corta duración (VCD)	Duración de la variación	Magnitud Típica de tensión
<u>Instantáneas</u>		
caídas (<i>Sags</i>)	0,5 ciclos - 30 ciclos	0,1-0,9 pu
elevaciones (<i>Swells</i>)	0,5 ciclos - 30 ciclos	1,1-1,8 pu
<u>Momentáneas</u>		
interrupción	0,5 s - 3s	<0,1 pu
caídas (<i>Sags</i>)	0,5 s - 3s	0,1-0,9 pu
elevaciones (<i>Swells</i>)	0,5 s - 3s	1,1-1,4 pu
<u>Temporales</u>		
interrupción	3s-1min	<0,1 pu
huecos (<i>Sags</i>)	3s-1min	0,1-0,9 pu
elevaciones (<i>Swells</i>)	3s-1min	1,1-1,2 pu

Fuente: NTC 5 000,2002

- **Caídas de tensión (*sags, dips*).** Una caída de tensión es una súbita reducción de la tensión, entre el 10% y el 90%, en un punto del sistema eléctrico y su duración oscila entre 0,5 ciclos a varios segundos (60 segundos).
- **Interrupciones cortas de tensión.** Las interrupciones cortas de tensión pueden ser consideradas como caídas de tensión con una amplitud del 0 %. La causa puede ser un fusible fundido o la apertura de un interruptor automático, sus efectos pueden ser muy costosos. Se considera como tal, cuando el valor eficaz de la señal de tensión decrece a menos de 0,1 p.u. del valor nominal, para un tiempo mayor a 0,5 s.

- **Incrementos cortos de tensión (*swells*).** Los *swells* son cortos incrementos en el valor de la tensión eficaz entre 1,1 p.u. y 1,8 p.u. a frecuencia industrial, cuya duración es mayor a medio ciclo y menor o igual a un minuto que acompaña de vez en cuando a las caídas de tensión. Se observan en las fases no falladas durante un corto circuito monofásico, también ocurre cuando se produce una desconexión de carga.

2.1.2 Transitorios. Son variaciones de tensión de corta duración, causadas por cambios intempestivos en el sistema de potencia.

De acuerdo a sus características los transitorios se dividen en transitorio de impulso y oscilatorio.

- **Transitorio de impulso.** Es un cambio súbito a una frecuencia distinta a la de suministro, en condición de estado estable de la tensión, corriente o ambas, que es unidireccional en polaridad (positiva o negativa). Se caracterizan por el tiempo de aumento y caída. Este fenómeno puede ser descrito por su contenido espectral. La causa más común para que se produzcan transitorios de impulso son las descargas atmosféricas.

- **Transitorio oscilatorio.** Es un cambio repentino a una frecuencia diferente a la de suministro, en la condición de estado estable de la tensión, corriente, o ambas, que incluye ambos valores de polaridad, positivo y negativo. En transitorio oscilatorio los valores instantáneos de corriente o tensión cambian de polaridad rápidamente. Estos son descritos por su contenido espectral (frecuencia predominante), duración, y magnitud.

En particular, la desconexión de condensadores puede causar oscilaciones resonantes, causando disparo o aún daño en dispositivos de protección y equipos.

Existen transitorios oscilatorios de alta, media y baja frecuencia. A continuación se describen las características de cada uno.

- **Transitorio oscilatorio de alta frecuencia.** Es un transitorio con una componente predominante con frecuencia mayor que 500 kHz y una duración típica medida en microsegundos (o varios ciclos de la frecuencia predominante). Estos transitorios se presentan, casi siempre, como consecuencia de algún tipo de evento de maniobra y como resultado de la respuesta local del sistema a un transitorio de impulso.
- **Transitorio de media frecuencia.** Es un transitorio con una componente predominante con frecuencia principal entre 5 Hz y 500 kHz, con duración medida en décimas de microsegundos (o varios ciclos de la frecuencia predominante).
- **Transitorio de baja frecuencia.** Un transitorio con una componente predominante con frecuencia menor que 5 kHz y duración de 0,3 ms a 50 ms es considerado como un transitorio de baja frecuencia.

2.1.3 Desbalance. El desbalance describe una situación en la cual no son iguales las magnitudes de las tensiones o la diferencia entre fases no es 120 grados eléctricos o ambos casos en sistemas trifásicos. El grado de desbalance está definido usualmente por la proporción de las componentes de secuencia negativa y cero con respecto a la secuencia positiva.

La principal causa de los desbalances son las cargas monofásicas y la no transposición en las líneas de transmisión. La norma [NTC 5 000, 01] define un desbalance como desviación máxima del promedio de la tensión trifásica dividido por el promedio de la tensión, expresado en porcentaje.

2.1.4 Variación de larga duración. Variación del valor eficaz (RMS) de la tensión, a partir de la tensión nominal, para un tiempo mayor que 1 minuto [NTC 5 000, 01].

Estas se clasifican en sobretensiones, subtensiones e interrupciones (Ver Tabla 3.).

Tabla 3. Variaciones de larga duración

Variaciones de Larga Duración (VLD)	Duración de la variación	Magnitud Típica de tensión
Interrupción sostenida	>1min	0,0 pu
subtensiones	>1min	0,8-0,9 pu
sobretensiones	>1min	1,1-1,2 pu

Fuente: NTC 5 000,2002

- **Sobretensión.** Variación en estado estable mayor a 1 minuto, cuyo valor está, por lo menos un 10% por encima de la tensión nominal del circuito o sistema
- **Subtensión.** Variación en estado estable mayor a 1 minuto, cuyo valor está, por lo menos un 10% por debajo de la tensión nominal del circuito o sistema.

2.1.5 Distorsión de la forma de onda. Desviación, en estado estable, de una onda sinusoidal ideal con respecto a la frecuencia del sistema de potencia. Esta desviación se caracteriza, principalmente, por su contenido espectral. Existen cinco tipos principales de distorsión de la forma de onda:

- c.d. adicional (componente de continua).
- Armónicos.
- Interarmónicos.
- Muecas (*notches*).
- Ruido.

- **c.d. adicional (*DC offset*)**. Es la presencia de una tensión o corriente directa (c.d.), en un sistema de potencia de corriente alterna (C.A.).

- **Armónico**. Onda sinusoidal de tensión o corriente cuya frecuencia es múltiplo entero de la frecuencia fundamental del sistema

Nota: El término *armónico de tercer orden* se utiliza para referirse a los armónicos impares múltiplos del tercer armónico, los cuales merecen una atención especial debido a su tendencia natural a ser de secuencia cero.

- **Interarmónico**. Componente de frecuencia de una cantidad periódica, cuya frecuencia no es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental del sistema.

- **Muecas (*Notches*)**. Perturbación periódica sobre la onda de tensión, causada por la operación normal de equipos electrónicos de potencia, cuando la corriente es conmutada de una fase a otra.

- **Ruido**. Perturbación electromagnética indeseada con contenido espectral de banda ancha menor de 200 kHz, superpuesta a la tensión o a la corriente de los conductores de fase, en los conductores de neutro, o en los conductores de señal.

2.1.6 Fluctuación de tensión. Serie de cambios en la tensión o una variación cíclica de la envolvente de la tensión.

2.1.7 Flicker. Sensación de inestabilidad visual inducida por un estímulo de luz cuya iluminancia o distribución espectral varía con el tiempo.

El *flicker* es la percepción de la variación de la luminosidad de una lámpara incandescente debida a una fluctuación de la tensión en la red, provocada a su vez por la variación repetitiva de la potencia consumida por receptores cuya demanda de potencia no es constante en el tiempo: hornos de arco, máquinas de soldadura por resistencia, compresores, laminadoras, molinos trituradores, etc, o bien por la realización de maniobras con cargas importantes: arranque de motores de gran potencia, maniobras escalonadas de baterías de condensadores, etc.

El nivel de flicker depende de la amplitud, la frecuencia y la duración de la fluctuación de tensión.

2.2. DEFINICIONES RELACIONADAS CON LA MONITORIZACIÓN

A continuación se presentan algunas definiciones importantes que tienen que ver con la monitorización de la calidad de la energía eléctrica basados en la CEI [CEI 61000-4-30, 03].

2.2.1 Perturbaciones. En el contexto de la calidad de la energía eléctrica, una perturbación es una desviación temporal de la forma de onda de estado estacionario causada por fallas de corta duración o por un cambio abrupto en el sistema de potencia.

Las perturbaciones consideradas por la Comisión Electrotécnica Internacional incluyen transitorios (impulsos y oscilaciones), caídas (*sags*, *dips*) de tensión, interrupciones cortas de tensión e incrementos de tensión (*swells*). En la norma [NTC 5 000, 01] y en la recomendación [IEEE 1159, 95] estos fenómenos se designan como: Transitorios electromagnéticos y variaciones de corta duración.

2.2.2 Variaciones de estado estacionario. Son las desviaciones de la forma de onda de estado estacionario cuya duración es mayor a un minuto.

Las variaciones de estado estacionario consideradas por la Comisión Electrotécnica Internacional incluyen la regulación de tensión, las distorsiones armónicas, las

fluctuaciones de tensión (*flicker*) y los desbalances de tensión. En la norma NTC 5 000 y en la recomendación IEEE 1159 estos fenómenos se designan como: Variaciones de larga duración, Distorsión de la forma de onda, Flicker y desbalances de tensión.

2.2.3 Variaciones de frecuencia. Como su nombre lo indica es el incremento o decremento en la frecuencia del sistema de potencia. En Colombia la CREG en su resolución 70 de 1998 establece: "La frecuencia nominal del SIN es 60 Hz y su rango de variación de operación está entre 59,8 y 60,2 Hz en condiciones normales de operación. El operador de red (OR) y los usuarios deben tener en cuenta que en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento, la frecuencia puede oscilar entre 57,5 y 63,0 Hz por un período de tiempo de quince (15) segundos".

2.2.4 Canal. Es el camino de la medida individual a través de un instrumento.

Nota: "canal" y "fase" no son lo mismo. Un canal de tensión es por definición la diferencia de potencial entre dos conductores. Fase se refiere a un conductor sencillo. En sistemas polifásicos, un canal puede ser entre dos fases, o entre fase y neutro o entre fase y tierra.

2.2.5 Tensión de entrada declarada, U_{din} . Es el valor proporcionado por un transductor de tensión de suministro declarada.

2.2.6 Tensión de suministro declarada, U_c . Es normalmente la tensión nominal U_n del sistema. Si se acuerda entre el proveedor y el consumidor una tensión diferente de la tensión nominal entonces esta tensión es declarada como la tensión de suministro.

2.2.7 Umbral de la caída de tensión. Magnitud de la tensión especificada con el fin de detectar el comienzo y final de una caída de tensión.

2.2.8 Dato marcado (*flagged*). En cualquier medida en un intervalo de tiempo en que se presentan las interrupciones, caídas o elevaciones de tensión, los resultados de las

medidas de todos los demás parámetros obtenidos durante este intervalo de tiempo son marcados.

2.2.9 Componente fundamental. Componente cuya frecuencia es la frecuencia fundamental.

2.2.10 Frecuencia fundamental. Frecuencia en el espectro obtenido por una transformada de Fourier de una función en el tiempo, a la cual todas las frecuencias del espectro están referidas.

Nota: En caso de cualquier riesgo de ambigüedad, la frecuencia fundamental debe ser derivada del número de polos y la velocidad de rotación de la máquina síncrona que alimenta el sistema.

2.2.11 componente armónica. Cualquiera de las componentes que tiene una frecuencia armónica.

Nota: Este valor es normalmente expresado en valor eficaz. Por simplicidad, tal componente puede ser referida simplemente como un armónico.

2.2.12 Histéresis. Diferencia en magnitud entre los umbrales de inicio y final.

Nota1: Esta definición de histéresis es relevante para las medidas de calidad de la energía eléctrica "*power quality*".

Nota 2: El propósito de la histéresis en el contexto de las medidas de calidad de la energía eléctrica "*power quality*". es evitar contar múltiples eventos cuando la magnitud del parámetro oscila sobre el nivel del umbral.

2.2.13 Cantidades de influencia. Cualquier cantidad que pueda afectar el desempeño del equipo de medida.

Nota: Esta cantidad es generalmente externa al equipo de medida.

2.2.14 Componente interarmónica. Componente que tiene un frecuencia inter armónica.

Nota: Este valor es normalmente expresado en valor eficaz. Por simplicidad, tal componente puede ser referida simplemente como un interarmónico.

2.2.15 Umbral de interrupción. Magnitud de tensión especificada con el fin de detectar el comienzo y el final de una interrupción de tensión.

2.2.16 Incertidumbre de la medida. Máxima desviación esperada de un valor medido de su valor real.

2.2.17 Tensión nominal, U_n . Tensión por el cual un sistema es designado o identificado.

2.2.18 Valor eficaz (*root-mean-square*). Raíz cuadrada de la suma aritmética de los cuadrados de los valores instantáneos de una cantidad tomada en un intervalo específico de tiempo y con un ancho de banda específico.

2.2.19 Tensión eficaz, calculada cada medio ciclo, $U_{RMS (1/2)}$. Valor de la tensión eficaz sobre 1 ciclo, comenzando por el cruce por cero y refrescando cada medio ciclo.

Nota 1: Esta técnica es independiente para cada canal y produce los valores eficaces en sucesivos intervalos de tiempo en diferentes canales para sistemas polifásicos.

Nota 2: Este valor es utilizando únicamente para la detección de caídas, elevaciones, e interrupciones de tensión.

2.2.20 Rango de las cantidades de influencia. Rango de valores de una cantidad de influencia.

2.2.21 Canal de referencia. Uno de los canales de medida de tensión designado como el canal de referencia para medidas en sistemas polifásicos.

2.2.22 Tensión residual, U_{res} . Mínimo valor de la $U_{RMS (1/2)}$ grabado durante una caída de tensión o una interrupción de tensión.

Nota: La tensión residual es expresada como un valor en volts. o como un porcentaje o por unidad de la tensión de entrada declarada U_{din} .

2.2.23 Umbral de elevación de tensión. Magnitud de tensión especificada con el fin de detectar el comienzo y el final de una elevación de tensión.

2.2.24 Agregación en el tiempo. Combinación de varios valores secuenciales de un parámetro dado (en cada intervalo de tiempo) para proveer un valor en un intervalo de tiempo más largo.

Nota: La agregación en esta propuesta siempre se refiere al tiempo de agregación

2.2.25 Frecuencia armónica. Frecuencia que es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental.

Nota: la proporción de la frecuencia armónica a la frecuencia fundamental es el orden del armónico.

2.2.26 Frecuencia interarmónica. Cualquier frecuencia que no es múltiplo entero de la frecuencia fundamental.

Nota 1: Por extensión del orden armónico, el orden interarmónico es la proporción de la frecuencia interarmónica a la frecuencia fundamental. La relación no es un valor entero (se recomienda la notación m).

Nota 2: En el caso que $m < 1$ el termino frecuencia subarmónica puede ser usado.

3. INSTRUMENTOS UTILIZADOS EN LA MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Los instrumentos utilizados para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica han tenido enormes desarrollos desde su creación hasta el día de hoy gracias a los grandes avances en la ciencia y la preocupación por construir instrumentos cada vez mejores con mayores capacidades y más económicos.

Anteriormente no existían específicamente monitores de la calidad de la energía eléctrica, simplemente se utilizaban aparatos como osciloscopios para observar las formas de onda de las señales y analizadores de espectro los cuales proporcionaban dentro de sus alcances algún tipo de información, mínima comparada con los sistemas de monitorización de la calidad de la energía eléctrica permanente conectados en red y con reportes instantáneos de los eventos incluyendo fecha y hora, forma de onda, duración, etc. Sin programas expertos ni operadores calificados, simplemente usando el Internet.

Actualmente existen instrumentos de propósito general e instrumentos de propósito específico.

En este capítulo presenta una revisión del estado del arte de los equipos encargados de la monitorización de la calidad de la energía eléctrica.

3.1 INSTRUMENTOS DE PROPÓSITO GENERAL

Comprenden osciloscopios y analizadores de espectro. Los osciloscopios son utilizados para proveer una representación visual de la tensión y la corriente; los osciloscopios digitales pueden almacenar las formas de ondas de la tensión y la corriente, además algunos permiten también el cálculo directo del valor pico, promedio y eficaz [IEEE 1159, 95].

Una de las características importantes en el instrumento, es que permita el acceso a los datos medidos, para la realización de análisis más específicos y especializados.

La mayoría de los sistemas que utilizan la transformada rápida de Fourier FFT para el análisis, proporcionan una salida de datos en formato RS232 ó IEEE-488, con la posibilidad de programar la instrumentación externamente, y realizar algún tipo de telecontrol. Actualmente, muchos instrumentos están dotados de un interfaz *Ethernet*, de forma que pueden ser integrados en una red de área local (LAN) para comunicación de datos [Mañana, 00].

Otro de los rasgos diferenciadores entre los distintos equipos, es el número de ventanas de observación utilizadas para realizar el muestreo de la señal, las cuales dependen de la capacidad de memoria del equipo.

Respecto a la posibilidad de analizar interarmónicos (frecuencias que no son múltiplo de la frecuencia fundamental de la red), algunos de los equipos proporcionan hasta 3200 líneas espectrales libres de aliasing y distorsiones en un ancho de banda de 128 kHz. Funcionando en tiempo real, los anchos de banda de la mayoría de los equipos superan los 10 kHz.

La resolución del convertidor analógico/digital (ADC) varía en los equipos generalmente entre 12 y 16 bits, aunque muchos de los osciloscopios existentes trabajan solamente con 8 bits [Mañana, 00].

Los analizadores de espectro se pueden dividir según su procedimiento de análisis en:

- Analizadores que usan la transformada de Fourier (FFT) o procedimientos similares para calcular la transformada discreta de Fourier (DFT) de la señal muestreada.
- Analizadores de bancos de filtros analógicos en paralelo.

3.1.1 Analizadores de espectro que utilizan la FFT. Los aparatos de este tipo tienen unos anchos de banda desde 0 Hz hasta 20, 100 e incluso 200 kHz.

Estos equipos suelen tener 1 ó 2 entradas, aunque algunos de ellos tienen 4, 8 ó 16; además tienen la posibilidad de realizar representaciones gráficas de las señales en el dominio del tiempo y de la frecuencia. Otra característica de este tipo de medidores, es la posibilidad de realizar acercamiento de partes concretas del espectro de la señal. En muchos casos, al realizar un *acercamiento* de una zona concreta del espectro se modifica la estrategia de procesado de la señal, llegando incluso a utilizar distintos tipos de ventanas de observación [Guzman, 97].

3.1.2 Analizadores de bancos de filtros en paralelo. Fueron los primeros utilizados; se basan en una serie de filtros analógicos pasa-banda en paralelo que dividen el espectro, lo cual permiten reconstruir el espectro de la señal que se desee estudiar.

El mayor inconveniente de este tipo de instrumentos es su costo y además su construcción es compleja; por tal razón este tipo de equipos tiene aplicaciones de muy alta precisión, en donde el costo no es un factor importante. El ancho de banda de estos analizadores se encuentra sobre los 100 kHz máximo, y pueden llegar a tener resoluciones de 1 Hz.

3.2 INSTRUMENTOS DE PROPÓSITOS ESPECÍFICOS

Hoy en día ya existen muchos fabricantes que fabrican este tipo de equipos especializados a precios razonables con grandes avances tecnológicos [Mañana, 00].

En la Tabla 4 se resumen las principales características de los equipos más importantes diseñados específicamente para el análisis de perturbaciones conducidas en sistemas eléctricos y sus características.

Tabla 4. Características de equipos monitores de la calidad de la energía eléctrica

Tipo de uso	Portátil De instalación permanente
Interfaz de usuario	Alfanumérico

	<p>Gráfico</p> <p>Osciloscopio</p> <p>Texto</p> <p>PC externo</p>
Parámetros medidos	<p>Medidas de C.C.</p> <p>Armónicos</p> <p>Resistencia de tierra</p> <p>Factor de potencia</p> <p>Flicker</p> <p>Energía/potencia</p> <p>Transitorios de duración $t > 200\mu s$</p> <p>Impulsos $t < 200\mu s$</p> <p>caídas</p> <p>Sobretensiones</p> <p>Desbalances</p> <p>Frecuencias</p> <p>Otras perturbaciones</p> <p>Numero de canales de tensión y corriente V/I</p> <p>Medida monofásica/Trifásica</p>
Tipo de análisis	<p>Tendencia</p> <p>Energías</p> <p>Espectros</p> <p>Registrador de transitorios</p>
Equipo exterior	<p>RS 232 / MODEM</p> <p><i>Ethernet</i></p> <p><i>Internet (TCP/IP)</i></p> <p>Línea de transporte de energía</p>

El *Electric Power Research Institute (EPRI)* (que es el organismo de coordinación de la investigación sobre sistemas eléctricos de potencia más importante que existe en EEUU), durante 1990 estableció proyectos con la empresa *Electrotek* para realizar investigaciones que lleven al desarrollo de un *software* con capacidad de analizar las perturbaciones conducidas en sistemas eléctricos de potencia y la instrumentación para la medida de perturbaciones [Gunther et al, 92].

Desde inicios de la década de los 90 es posible disponer de medidores de calidad de la onda que no limiten su análisis al contenido armónico de la misma, sin embargo, y a pesar de que existen documentos que especifican los requisitos para la medida de armónicos como la CEI 61 000-4-7 y algunos otros relativos a la medida de variaciones de tensión, está aún por definir un documento que incluya todos los aspectos y especificaciones necesarios para el desarrollo de un medidor global de calidad de la onda en los sistemas eléctricos.

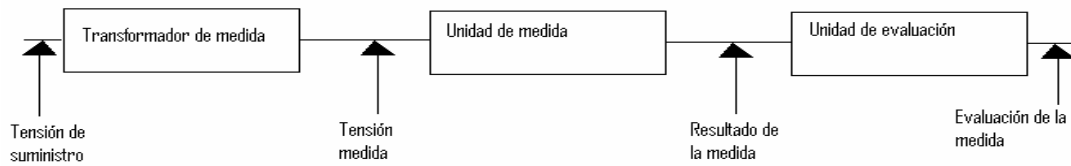
3.3 ARQUITECTURA DEL INSTRUMENTO

Cuando se realizan las mediciones de sistemas eléctricos, es importante tener en cuenta el concepto de medición directa y medición indirecta.

La medición directa consiste en que el instrumento no necesita ningún transductor para la adquisición de la señal, en cambio la medición indirecta utiliza transductores para cambiar los niveles de tensión o corriente a niveles que sean apropiados para los instrumentos.

Generalmente en los sistemas de baja tensión (B.T.) se hace la medición directa, para los sistemas de media tensión (M.T.) y alta tensión (A.T.) se utilizan los transductores para adquirir la señal.

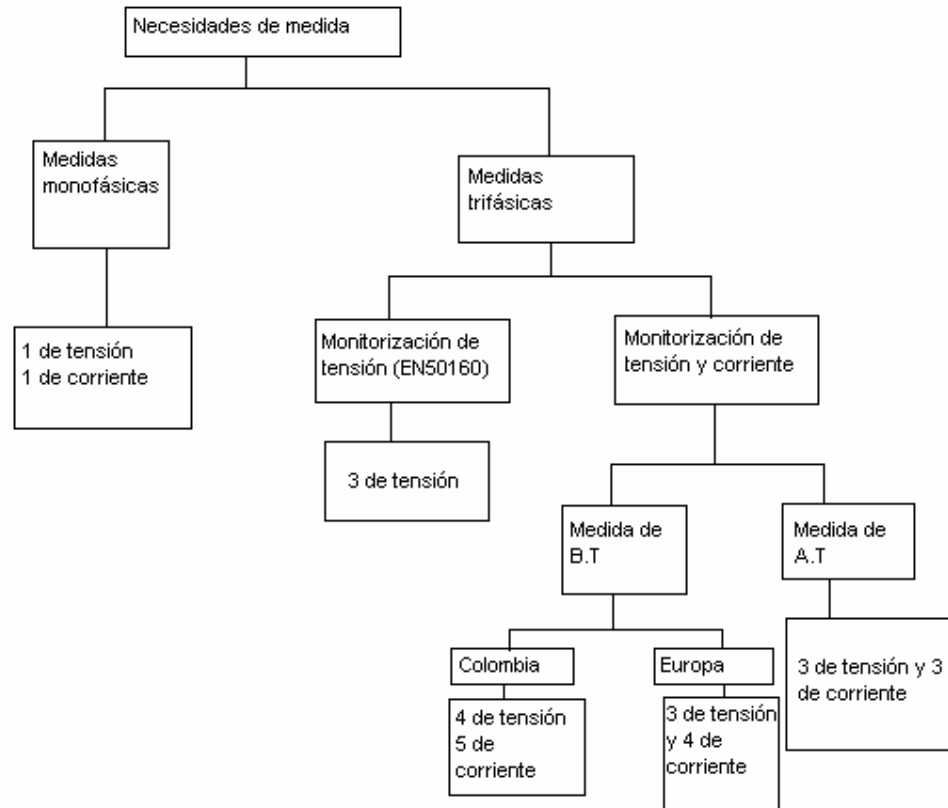
Figura 1. Arquitectura de un instrumento de monitorización



3.4 NÚMERO DE CANALES DE MEDIDA

Desde el punto de vista de diseño de la instrumentación, uno de los puntos relevantes son los canales de adquisición de la señal. Esto depende de las especificaciones mínimas del equipo. El diagrama de la Figura 2, establece un criterio de clasificación del número de canales de medida según diferentes necesidades.

Figura 2. Clasificación del número de canales de tensión y corriente según necesidades de Medida



En la figura anterior se puede resaltar la diferencia en la utilización del número de canales de medición, dependiendo de los niveles de tensión en medidas de sistemas monofásicos y trifásicos; en las medidas de sistemas trifásicos distingue los niveles de tensión para mediciones dirigidas a sistemas de B.T. en Europa y Colombia.

El sistema eléctrico de distribución colombiano utiliza la conexión de cargas monofásicas o trifásicas desbalanceadas, principalmente en triángulo abierto, lo que origina la necesidad de estimar la corriente de neutro.

En Colombia, la mayoría de los sistemas de distribución trabajan con conexión del neutro a tierra o con hilo de protección separado, por lo que es necesario vigilar esta tensión para poder detectar fallos de puesta a tierra. La medida de esta tensión necesita de un canal con un rango de medida muy pequeño. En Europa, es muy normal encontrarse con sistemas de neutro aislado o neutro conectado a tierra mediante grandes impedancias, por lo que la medida de estas tensiones y de la corriente de tierra no es tan importante.

3.5 TRANSDUCTORES DE MEDIDA

La finalidad de los transductores de medida es disminuir los niveles de tensión y corriente a niveles que sean apropiados para la medición, los cuales son proporcionales a los niveles que se desea medir.

El uso de los transductores requiere un conocimiento de su respuesta en frecuencia tanto en magnitud como en fase, en el rango de trabajo, para poder corregir los valores obtenidos. Los transductores de tensión y corriente se consideran que están separados del equipo. Pero para las medidas de corriente tanto las pinzas de medida, como los *shunts* resistivos, forman parte del instrumento [IEEE 1159, 95].

Dado que no es el propósito de este trabajo analizar el comportamiento de los transductores de medida, pero debido a que en un proceso de medición es necesario tener referencia de estos, a continuación se trata éste tema.

3.5.1 Transformadores de corriente. El transformador de corriente más común es el transformador con arrollamiento toroidal y núcleo ferromagnético, debido a que en funcionamiento normal la corriente del primario es significativamente menor que la corriente requerida para la saturación del núcleo. La respuesta en frecuencia de los transformadores de corriente es efectivamente determinada por la relación entre la capacitancia presentada en el transformador y la inductancia de este [Arrillaga, 00].

A continuación se presenta unas recomendaciones prácticas que deben ser tenidas en cuenta siempre que sea posible:

- Si el transformador de corriente es del tipo multisecondario, se debe utilizar la relación más alta. Una relación más alta requiere una corriente de magnetización más baja y tiende a ser más exacto.
- El burden del transformador debe ser de muy baja impedancia para reducir los requerimientos de tensión del transformador de corriente y por consiguiente la corriente de magnetización.
- El factor de potencia del burden debe ser maximizado para impedir que la impedancia aumente con la frecuencia, aumentando así los errores por corriente de magnetización.
- Siempre que sea posible, se recomienda que el secundario del transformador de corriente este en corto circuito para así poder establecer la exactitud de este.

A continuación se hace una breve descripción de otras alternativas de transformadores de corriente [Moutong, 78].

- **Bobina de búsqueda.** El campo magnético cerca al conductor provee la información acerca de la corriente que genera este campo. La amplitud de la tensión armónica inducida es proporcional al área efectiva del arrollamiento, número de vueltas, la amplitud del campo magnético armónico perpendicular a la superficie de arrollamiento y la frecuencia armónica.

- **Traductores de intensidad Rogowski.** La idea del transformador Rogowski es aplicar la ley de Ampere, que establece que la corriente que circula por un conductor es proporcional a la integral de circulación de la intensidad de campo magnético alrededor de un camino cerrado que rodea a dicho conductor.

- **Sistemas pasivos.** En un sistema pasivo, una señal es modulada por un transductor montado en el conductor.

Los sistemas ópticos usan el efecto de Faraday magneto óptico, es decir un proceso de modulación óptica que realiza una rotación del plano de polarización de un rayo de luz

polarizado linealmente, y de forma proporcional al campo magnético que atraviesa el material.

- **Sistemas activos.** Un sistema activo usa un transductor conectado al conductor el cual provee una señal portadora para transportar información del conductor. La transmisión de la portadora se realiza vía radio o fibra óptica.
- **Traductores de efecto hall.** El efecto hall es utilizado en una variedad de sondas y transductores cubriendo un rango de niveles de corriente.

3.5.2 Transformadores de tensión. Como ya se dijo en el numeral 3.3 sólo los sistemas de baja tensión pueden ser conectados directamente a los terminales de los equipos de medida; en sistemas de media y alta tensión se requieren transformaciones de tensión para la medición. Los transformadores de tensión magnéticos son diseñados para operar a frecuencia fundamental, en frecuencias armónicas la resonancia entre las inductancias y capacitancias de los bobinados pueden causar una gran relación y errores de fase. Para tensiones por encima de los 11 kV y frecuencias armónicas por debajo de los 5 kHz, la exactitud de la mayoría de los transformadores de potencial esta dentro de un 5% [Douglass , 81].

- **Transformadores de tensión capacitivos.** Combina un divisor de potencial capacitivo con un transformador de tensión magnético. Además la capacitancia producida por el divisor capacitivo influenciará la respuesta en frecuencia produciendo frecuencias de resonancia por debajo de los 200 Hz [Arrillaga, 00].

3.6 MODO DE ADQUISICIÓN DE LA SEÑAL

Para la adquisición de la señal se tiene un conjunto de dispositivos eléctricos y electrónicos los cuales discretizan y cuantifican las señales a medir. El módulo de

adquisición requiere un convertidor análogo digital (A/D) de acuerdo a las características de las señales a analizar.

Entre otras características del convertidor A/D están: número de canales, frecuencia de muestreo, resolución y rango de tensiones de entrada (en muchos casos se diferencia entre entradas unipolares y bipolares).

La frecuencia de muestreo se determinaría de acuerdo con la frecuencia máxima de la señal a medir y el teorema de muestreo. Para la captura de transitorios la frecuencia de muestreo es del orden de los MHz, en cambio para el muestreo de armónicos o variaciones de la tensión eficaz es necesario un muestreo del orden de los kHz como se explica en el capítulo 5.

Otro de los aspectos importantes a tener en cuenta en cuanto a la adquisición de la señal es el rango dinámico de entrada y la resolución. El rango dinámico de entrada depende de la magnitud del evento a ser medido, altas sobretensiones requieren un amplio rango dinámico para medir los cambios reales de magnitud.

En cuanto a lo referente a la resolución, esta asegura que se obtenga la información deseada de las muestras para las medidas de variaciones de baja tensión o armónicos de alta frecuencia los cuales demandan una alta resolución para que así pequeñas variaciones puedan ser detectadas [Arrillaga, 00].

Para mediciones de calidad se requiere un continuo y preciso conocimiento de tensión y corriente sobre un ancho rango de banda con una buena resolución.

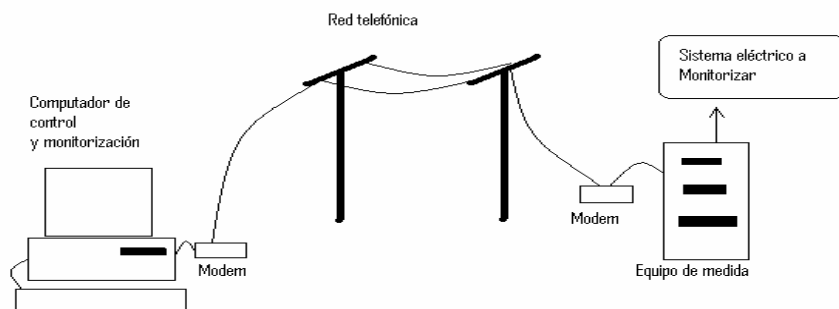
Por ejemplo, existen fabricantes que incorporan un doble circuito de adquisición de datos por canal, donde cada uno de ellos es muestreado de forma simultánea por dos circuitos de conversión analógico/digital. Uno de los circuitos muestrea la señal a una frecuencia de 7 kHz, con una resolución de 14 bits, mientras que el otro trabaja a una frecuencia de 4 MHz, con una resolución de 10 bits. La idea básica es que uno de los circuitos se encarga de las señales de baja frecuencia, mientras que el otro está dedicado al registro de transitorios [Mañana, 00].

3.7 TELEMÁTICA RELACIONADA CON LA MONITORIZACIÓN

Es de gran importancia que un equipo tenga la capacidad de operar remotamente. En cuanto a la medición sería de gran importancia la capacidad de tener datos de un equipo ubicado a distancia para el análisis de un sistema particular. Dado que la mayoría de los equipos de monitorización usan microprocesadores, se generalizó rápidamente la utilización del puerto paralelo para conexión a dispositivos de impresión y del puerto serie con interfaz RS-232, para la realización de comunicaciones más generales.

Inicialmente, la operación remota sobre los equipos de medida se establecía mediante una comunicación punto a punto, utilizando como infraestructura básica de telecomunicaciones la RTC (Red Telefónica Conmutada). Esta topología tiene como ventaja su sencillez de implementación, y como principal inconveniente, que no utiliza los recursos disponibles de forma óptima es decir es necesario establecer una infraestructura para la comunicación. Además, cada fabricante tiene su propio conjunto de protocolos. En la Figura 3 se muestra la estructura de este tipo de operación remota de la instrumentación. Actualmente existen empresas que han desarrollado sistemas complejos de comunicación para la medición a distancia.

Figura 3. Topología telemática para la operación remota de instrumentación punto a punto.



Actualmente la estructura se va complicando cada vez más, debido a la incorporación de nuevos elementos de transmisión de datos como son las fibras ópticas en los núcleos de los cables de tierra de alta tensión, y sobre todo, a la utilización de nuevos sistemas de transmisión y conmutación vía radio como el *trunking* el cual ofrece muchos beneficios, incluyendo acceso al sistema más rápido, canales de mayor eficiencia, privacidad y flexibilidad [Mañana, 00].

Aún cuando no es el objetivo de este estudio el análisis de las infraestructuras de telecomunicación, se concluye que la adquisición de un equipo de medida debe estar condicionada por algo más que sus prestaciones, ya que su integración en un sistema global de medida es un aspecto cada vez más importante.

4. AGREGACIÓN DE MEDIDAS

Este capítulo trata de la agregación de medidas sobre tres segundos realizada por el método de intervalo consecutivo, intervalo corredizo e intervalo resincronizado; además de la agregación sobre intervalos de 10 minutos y 2 horas. Este proceso se lleva a cabo utilizando el algoritmo de valor eficaz.

En cuanto a la agregación que se utiliza para la monitorización de armónicos existe un completo análisis disponible en la tesis de pregrado llamada “PROPUESTA DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA DE MEDICIÓN DE ARMÓNICOS” realizada por Juan Carlos Rodríguez Suárez y Olga Johanna Uribe Parra, bajo la dirección del profesor Gabriel Ordóñez Plata.

4.1 INTERVALO DE AGREGACIÓN

En primer lugar el valor eficaz se calcula a partir de las muestras obtenidas en 12 ciclos de la señal para una frecuencia de 60 Hz [CEI 61000-4-30, 03]; si la frecuencia es constante éste intervalo tiene una duración de 200 ms y se denomina ventana básica.

Si se analiza un tiempo de 2 horas se obtendrán 36 000 valores de 200 ms, en un día se acumulan 864 000 valores, debido a que los equipos encargados de la monitorización de la calidad de la energía eléctrica poseen una memoria finita, es necesario disminuir el número de datos, con el fin de no sobrepasar la capacidad de almacenamiento de los instrumentos; la CEI propone tres intervalos para realizar la agregación de medidas utilizando el algoritmo del valor eficaz. Estos tiempos de observación son: 3 segundos, 10 minutos y 2 horas con ventanas básicas de 12 ciclos.

Esta agregación de medidas se realiza para seguir la variación de un fenómeno en particular (armónicos, interarmónicos, desbalances y variaciones de larga duración en la tensión), el cual generalmente produce calentamiento. Con base en el tiempo de

calentamiento de los equipos se definen estos tiempos de agregación.

La constante de tiempo de calentamiento depende del tamaño y la naturaleza del equipo, los equipos se pueden dividir en tres clases [*Tutorial discussion on long duration variations assessment*,98].

- Sistema electrónico de alta sensibilidad con una constante de calentamiento de menos de 600ms.
- Varistores y equipos electrónicos de potencia con una constante de calentamiento de 2 minutos.
- Aparatos eléctricos con constantes que exceden los 24 minutos.

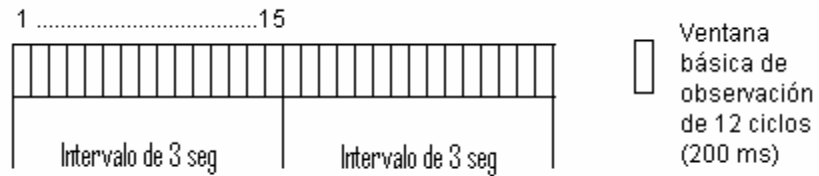
El equipo alcanza su temperatura de estado estacionario después de cinco veces su constante de tiempo de calentamiento. Por lo tanto, la agregación de las variaciones del valor eficaz de los parámetros se realiza sobre 3s (600ms X 5 = 3000ms); 10min (2min X 5min = 10min); y 2h (24min X 5 = 120min).

A continuación se realiza un análisis de los diferentes tipos de intervalos.

4.1.1 Agregación de medidas utilizando intervalos de 3s. Este trabajo presenta 3 diferentes tipos de intervalos de agregación de medidas para intervalos de 3 segundos, los cuales son: intervalos consecutivos, corregido y resincronizado.

- **Intervalo consecutivo.** Consiste en que los intervalos de tres segundos se toman consecutivos (ver figura 4), para cada intervalo independiente se calcula el valor eficaz del parámetro a evaluar (U_{3s}), sin tener en cuenta otros intervalos diferentes al evaluado.

Figura 4. Intervalo Consecutivo para agregación de medidas durante 3 segundos

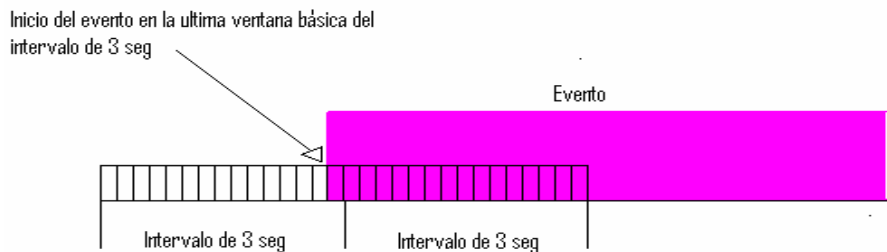


$$U_{3s} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{15} U_i^2}{15}} \quad U_{3s} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{15} U_i^2}{15}}$$

El error que se comete al agregar los intervalos consecutivamente se debe al instante en que inicia y finaliza el parámetro a agregar con respecto al tiempo de observación de cada intervalo.

Un evento es detectado cuando se cruza un umbral determinado (Capítulo 5); debido a que el valor eficaz del evento se toma a partir del valor eficaz de la agregación de los tres segundos, el error máximo en cuanto al cálculo del valor eficaz real del parámetro a evaluar (sobretensión, subtensión, etc) se comete cuando el evento inicia en la última ventana básica (ver figura 5), este error en el cálculo del valor eficaz conlleva a que se produzca un error en la detección.

Figura 5. Inicio del evento en la última ventana básica en el intervalo de agregación de 3 s.



El valor eficaz de la agregación durante los tres segundos se expresa en la ecuación (1).

$$U_{3s} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{15} U_{12ciclos,k}^2}{15}} \quad (1)$$

$$= \sqrt{\frac{U_{12ciclos,1}^2 + U_{12ciclos,2}^2 + \dots + U_{12ciclos,14}^2 + U_{12ciclos,15}^2}{15}}$$

El valor eficaz del evento agregado en los tres segundos (U_{3sev}) se expresa en la Ecuación (2):

$$U_{3sev} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{15} ke^2_k U_{12ciclos,k}^2}{15}} \quad (2)$$

Donde ke es un factor de evento, por tanto al expandir la ecuación (2):

$$U_{3sev} = \sqrt{\frac{ke^2_1 U_{12ciclos,1}^2 + ke^2_2 U_{12ciclos,2}^2 + \dots + ke^2_{14} U_{12ciclos,14}^2 + ke^2_{15} U_{12ciclos,15}^2}{15}} \quad (3)$$

Considerando que la desviación de la señal es constante, es decir $ke=ke_1 = \dots = ke_{15}$ y en el peor de los casos que ke es el valor límite con el cual se detecta el evento, de la ecuación (2) se obtiene:

$$U_{3sev} = \sqrt{\frac{15ke^2 U_{12ciclos}^2}{15}} = ke U_{12ciclos} \quad (4)$$

Donde:

$$U_{12ciclos} = U_{12ciclos,1} = \dots = U_{12ciclos,15} = U_N$$

Al iniciar el evento en la última ventana básica del intervalo de observación se obtiene la siguiente expresión a partir de la ecuación (2):

$$U_{3sev}' = \sqrt{\frac{U_{12ciclos,1}^2 + U_{12ciclos,2}^2 + \dots + U_{12ciclos,14}^2 + ke^2 U_{12ciclos,15}^2}{15}} \quad (5)$$

$$U_{3sev}' = \sqrt{\frac{(14 + ke^2)U_{12ciclos}^2}{15}} = \sqrt{\frac{(14 + ke^2)}{15}} U_{12ciclos}$$

Donde U_{3sev}' es el valor eficaz de la señal cuando inicia el evento en la última ventana básica del intervalo de agregación.

Con el fin de analizar cómo se afecta el valor eficaz se calcula la relación entre U_{3sev}' y U_{3sev} :

$$ReU_{3sev} = \frac{U_{3sev}'}{U_{3sev}} \quad (6)$$

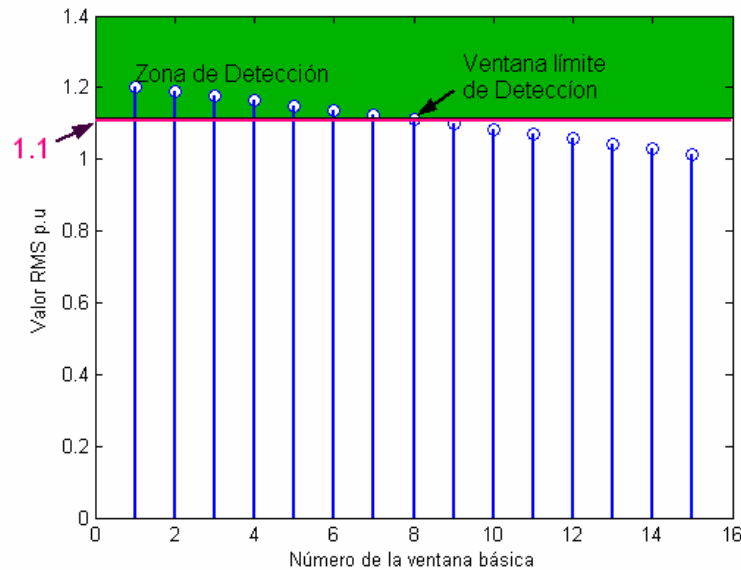
$$ReU_{3sev} = \frac{\sqrt{\frac{(14 + ke^2)}{15}} U_{12ciclos}}{ke U_{12ciclos}} = \sqrt{\frac{(14 + ke^2)}{15ke^2}} = \sqrt{\frac{14}{15ke^2} + \frac{1}{15}}$$

En el caso de una sobretensión $ke = 1,2$, el porcentaje del valor eficaz de la señal con inicio del evento en la última ventana es 84,55% del valor eficaz de la señal real si el evento se presenta durante todo el intervalo; lo si el evento inicia en la última ventana básica del intervalo de 3 s este (el evento) no se detectaría sino hasta el siguiente intervalo de agregación es decir en los siguientes 3 segundos.

Realizando el análisis anterior pero variando el inicio del evento en cada una de las 15 ventanas básicas de observación, se concluye que la sobretensión se

detecta en este intervalo de 3 s si la sobretensión comienza como mínimo en la octava ventana básica de observación (ver figura 6).

Figura 6. Ventana básica en la que se detecta el evento con factor k_e igual a 1.2 para el intervalo consecutivo de agregación de 3 s.



Si sólo se considera la agregación del evento, que es el caso de la agregación de los desbalances (factor de desbalance) se realiza el siguiente análisis:

$$U_{3ssev} = \sqrt{\frac{0+0+\dots+0+0+ke^2U_{12ciclos,15}^2}{15}} = \frac{keU_{12ciclos,15}}{\sqrt{15}} \quad (7)$$

Relación entre U_{3ssev}' y $U_{3ssev} = ke U_{12ciclos,15}$

$$ReU_{3ssev} = \frac{\frac{keU_{12ciclos,15}}{\sqrt{15}}}{keU_{12ciclos,15}} = \frac{1}{\sqrt{15}} \quad (8)$$

Para el inicio en la n -ésima ventana la relación es:

$$\text{Re}U_{3ssev} = \frac{\sqrt{(16-n)keU_{12ciclos,15}}}{\sqrt{15}keU_{12ciclos,15}} = \sqrt{\frac{16-n}{15}} \quad (9)$$

El valor eficaz del evento agregado en el intervalo que se está analizando en caso extremo que el evento comience en la última ventana básica se disminuye a $\frac{1}{\sqrt{15}}$ del valor eficaz si la variación abarcara todo el intervalo o sea al 25,82% de su valor real.

Para el caso general en que el factor ke varíe entre 0 y 1,5; a partir del ecuación (2) se obtiene las gráficas de la figuras 7 y 8; en las cuales se observa el número de ventanas básicas que debe cubrir el inicio del evento y qué valores eficaz del evento se detecta sin posibilidad de error.

Para mejor visualización se presentan estas dos gráficas, una con las ventanas pares y otra con las ventanas impares.

Figura 7. Número de ventanas y tensión de evento para los cuales se detectarían el evento sin error para las ventanas impares

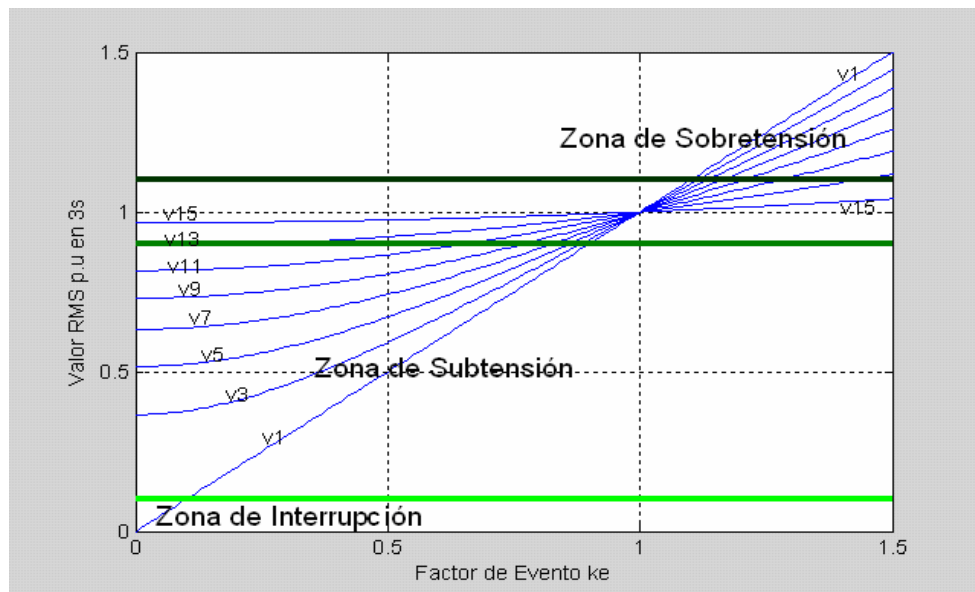
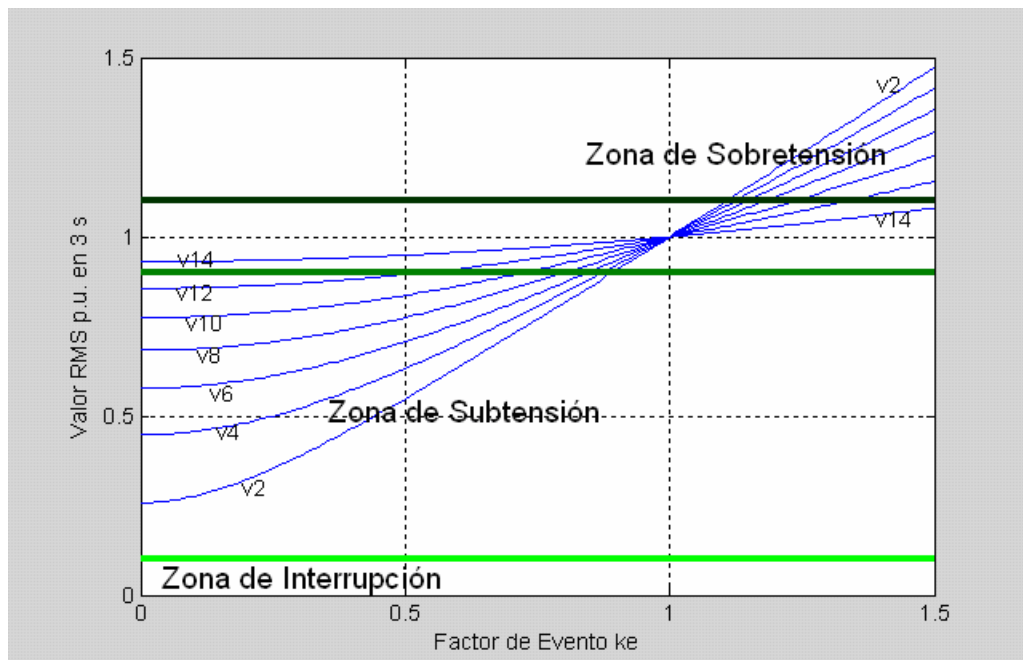


Figura 8. Número de ventanas y tensión de evento para los cuales se detectaran el inicio del evento sin error para las ventanas pares



V_i Ventana i

De las figuras 7 y 8 se concluye que:

- El inicio de la interrupción sólo se detecta si ocurre en la primera ventana del intervalo de observación de 3 s.
- En las tablas 5 y 6 se presenta para cada una de las 15 ventanas básicas de observación el valor máximo eficaz real que debe tener la subtensión para que su inicio sea detectado en este intervalo de observación.

Tabla 5. Valor eficaz mínimo de detección para las ventanas impares

V_{isu}	1	3	5	7	9	11	13	15
RMS p.u	0,9	0,886	0,86	0,827	0,77	0,652	0,223	ND

Tabla 6. Valor eficaz mínimo de detección para las ventanas pares

V_{isu}	2	4	6	8	10	12	14
RMS p.u	0,899	0,873	0,845	0,802	0,722	0,54	ND

V_{isu} es la ventana básica en que inicia la subtensión

RMS p.u Es el valor eficaz que se agrega en por unidad del valor nominal.

ND No se detecta.

Sin importar el valor eficaz de la subtensión, si esta empieza en las ventanas básicas 14 o 15 en este intervalo de agregación no se detectará su inicio.

- En las tablas 7 y 8 se observa para cada una de las 15 ventanas básicas de observación el valor mínimo eficaz real que debe tener la sobretensión para que su inicio sea detectado en este intervalo de observación.

Tabla 7. Valor eficaz mínimo de detección para las ventanas impares

V_{iso}	1	3	5	7	9	11	13	15
RMS p.u	1,1	1,115	1,134	1,161	1,204	1,277	1,432	2,037

Tabla 8. Valor eficaz mínimo de detección para las ventanas impares

V_{iso}	2	4	6	8	10	12	14
RMS p.u	1,107	1,123	1,146	1,18	1,235	1,337	1,605

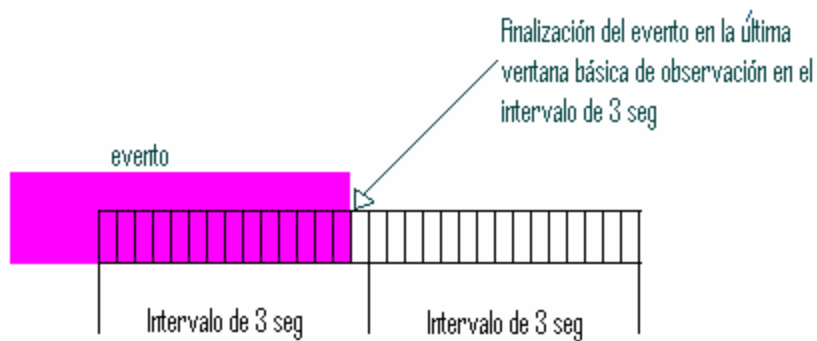
V_{iso} es la ventana básica en que inicia la sobretensión

RMS p.u Es el valor eficaz que se agrega en por unidad del valor nominal.

Se concluye que una sobretensión superior a un valor eficaz de 2,037 p.u se detecta sin importar en que ventana básica inicie.

Ahora se considera el caso en el que el evento finaliza en la última ventana básica del intervalo (ver figura 9).

Figura 9. Final del evento en la última ventana básica del intervalo de agregación de 3 s



Desarrollando la ecuación (2) para este caso se obtiene:

$$U_{3sev}' = \sqrt{\frac{ke^2_1 U^2_{12ciclos,1} + ke^2_2 U^2_{12ciclos,2} + \dots + ke^2_{14} U^2_{12ciclos,14} + U^2_{12ciclos,15}}{15}} \quad (10)$$

$$U_{3sev}' = \sqrt{\frac{(14ke^2 + 1)}{15}} U_{12ciclos}$$

De este desarrollo se obtiene el valor eficaz de la variación calculado sobre el último intervalo (U_{3sev}') y como caso límite finalizando en el inicio de la quinceava ventana básica.

Para analizar cómo se afecta el valor eficaz, se calcula la relación entre U_{3sev}' y U_{3sev}

$$\text{Re}U_{3sev} = \frac{U_{3sev}'}{U_{3sev}}$$

$$\text{Re}U_{3sev} = \frac{\sqrt{\frac{(14ke^2 + 1)}{15}} U_{12ciclos}}{ke U_{12ciclos}} = \sqrt{\frac{(14ke^2 + 1)}{15ke^2}} = \sqrt{\frac{14}{15} + \frac{1}{15ke^2}} \quad (11)$$

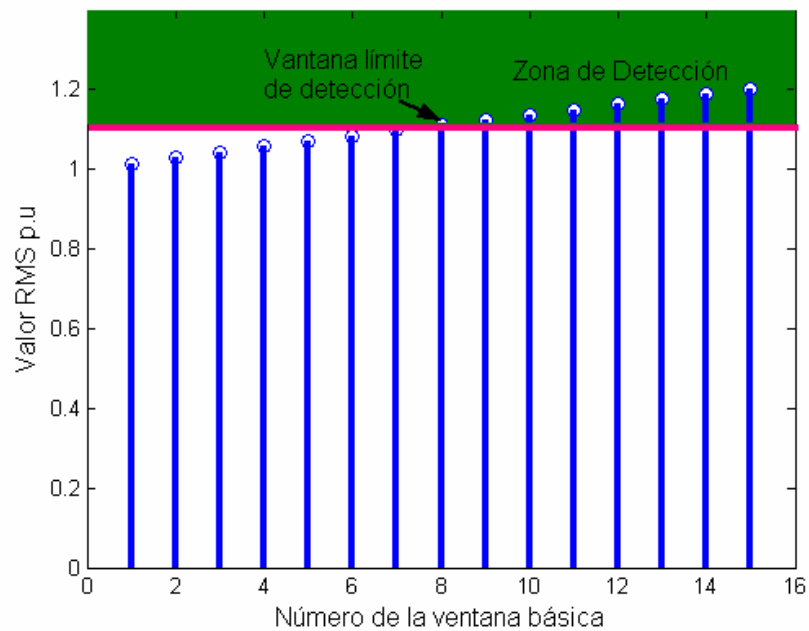
Para continuar con el ejemplo de la sobretensión ($ke=1,2$) el valor $\text{Re}U_{3sev}$ es 0,9897, es decir el porcentaje del valor eficaz de la señal en la cual el evento termina en la última ventana básica del intervalo se disminuye al 98,97% de su valor real.

Para el caso en que el evento termina en la n ésima ventana se infiere que el valor de U_{3sev}' es igual a:

$$U_{3sev}' = \sqrt{\frac{nke^2 + 15 - n}{15}} U_{12ciclos} \quad (12)$$

De la expresión anterior se obtiene la figura 10, en la cual se observa que el verdadero valor eficaz sólo se agrega si la sobretensión con factor de k_e igual a 1,2 finaliza en la quinceava ventana; de lo contrario la agregación es de un valor menor considerando incluso que no existe evento en éste intervalo si el evento culmina entre las ventanas primera y séptima.

Figura 10. Ventana básica en la que se detecta el final del evento con factor k_e igual a 1.2



En el caso general en donde k_e varía entre 0 y 1,5 y considerando la ecuación (2) se obtienen las siguientes figuras 11 y 12, en las cuales se observa la ventana básica en que debe finalizar el evento y para que valores eficaz del evento.

Figura 11 Número de ventanas y tensión de evento para los cuales se detectaran el final del evento sin error para las ventanas impares

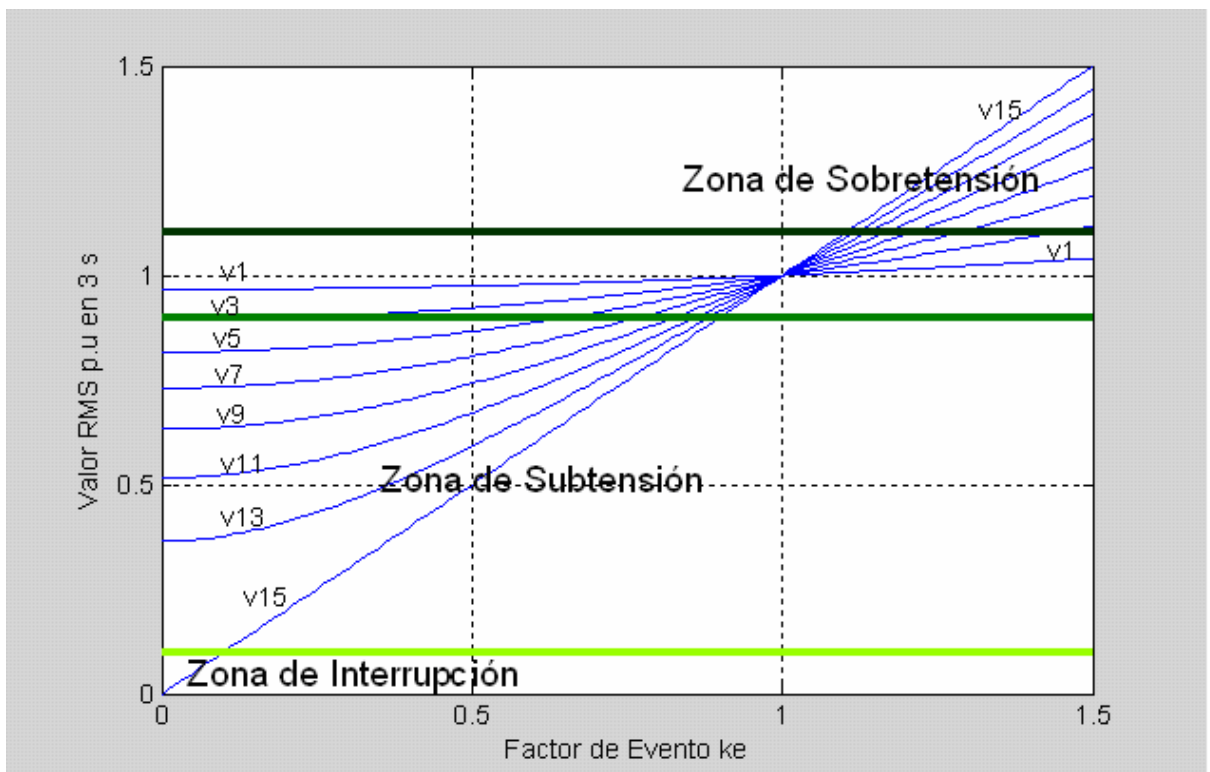
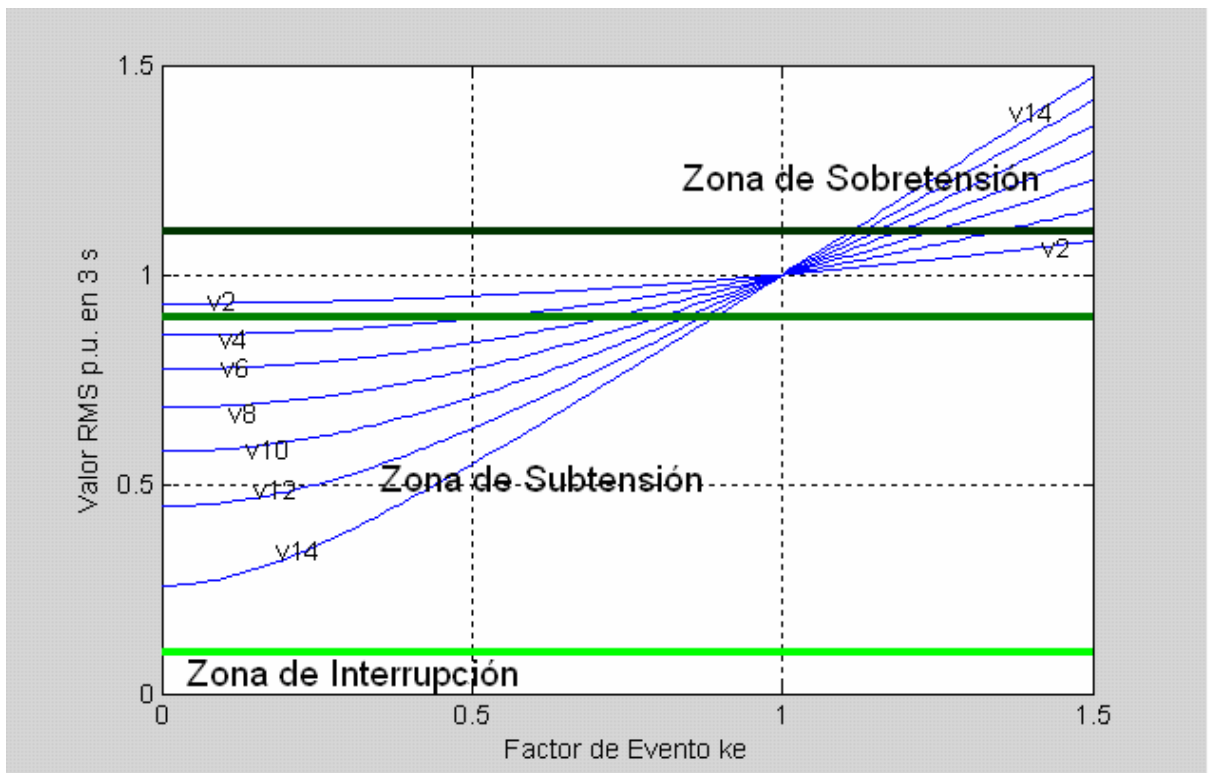


Figura 12 Número de ventanas y tensión de evento para los cuales se detectaran el final del evento sin error para las ventanas pares



De las gráficas se concluye que:

- Se toma como último intervalo de 3 s con interrupción sólo aquel en el que el evento finaliza en la última ventana básica.
- En las tablas 9 y 10 se observa para cada una de las 15 ventanas básicas de observación el valor máximo eficaz real que debe tener la subtensión para que su final sea detectado en este intervalo de observación.

Tabla 9. Valor eficaz máximo de detección para las ventanas impares

V_{isu}	1	3	5	7	9	11	13	15
RMS p.u	ND	0,223	0,652	0,77	0,827	0,86	0,886	0,9

Tabla 10.. Valor eficaz máximo de detección para las ventanas pares

V_{isu}	2	4	6	8	10	12	14
RMS p.u	ND	0,54	0,722	0,802	0,845	0,873	0,899

V_{isu} es la ventana básica en que inicia la subtensión

RMS p.u Es el valor eficaz que se agrega en por unidad del valor nominal en el intervalo de 3s.

ND No se detecta.

- En las tablas 11 y 12 se observa para cada una de las 15 ventanas básicas de observación el mínimo valor eficaz real que debe tener la sobretensión para que su final sea detectado en este intervalo de observación.

Tabla 11. Valor eficaz máximo de detección para las ventanas impares

V_{iso}	1	3	5	7	9	11	13	15
RMS p.u	2,037	1,432	1,277	1,204	1,161	1,134	1,115	1,1

Tabla 12. Valor eficaz máximo de detección para las ventanas impares

V_{iso}	2	4	6	8	10	12	14
-----------	---	---	---	---	----	----	----

RMS p.u	1,605	1,337	1,235	1,18	1,146	1,123	1,107
----------------	-------	-------	-------	------	-------	-------	-------

V_{iso} es la ventana básica en que finaliza la sobretensión

RMS p.u Es el valor eficaz que se agrega en por unidad del valor nominal en el intervalo de 3s.

El final de una sobretensión con un valor eficaz en p.u mayor a 2,037 no se detecta en este intervalo.

Si sólo se considera la agregación del evento (caso de la agregación del factor de desbalance) entonces:

$$U_{3ssev} = \sqrt{\frac{ke^2_1 U^2_{12ciclos,1} + ke^2_2 U^2_{12ciclos,2} + \dots + ke^2_{14} U^2_{12ciclos,14} + 0}{15}} \quad (13)$$

Por tanto:

$$U_{3ssev} = \sqrt{\frac{14}{15}} ke U_{12ciclos} \quad (14)$$

Así mismo la relación entre U_{3ssev}' y $U_{3ssev} = ke U_{12ciclos,15}$ se desarrolla de la siguiente manera:

$$Re U_{3ssev} = \frac{\sqrt{\frac{14}{15}} ke U_{12ciclos}}{ke U_{12ciclos,15}} = \sqrt{\frac{14}{15}} \quad (15)$$

El valor eficaz del evento en este intervalo se disminuye a 96,61% de su valor real, que es el caso extremo.

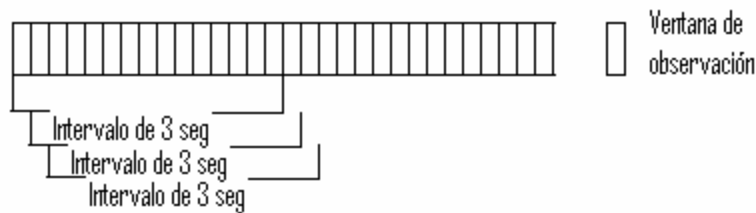
Con un análisis similar se llega a la siguiente expresión considerando sólo la agregación del evento que finaliza en la enésima ventana básica.

$$\text{Re}U_{3ssev} = \frac{\sqrt{\frac{n}{15}} keU_{12ciclos}}{keU_{12ciclos,15}} = \sqrt{\frac{n}{15}} \quad (16)$$

De los resultados del análisis anterior finalmente se concluye que el intervalo consecutivo presenta una incertidumbre de detección de comienzo y final de dos intervalos de observación o sea seis segundos; ya que si de un intervalo a otro se cruza el límite de detección no se puede asegurar en cual de los dos se lleva a cabo.

- **Intervalo corregido.** Este método consiste en calcular el valor eficaz sobre intervalos de 3s tomando los 14 $U_{12ciclos}$ anteriores. Por consiguiente, con el método del intervalo corregido el instrumento calcula tantos U_{3s} como valores $U_{12ciclos}$. (ver figura 13).

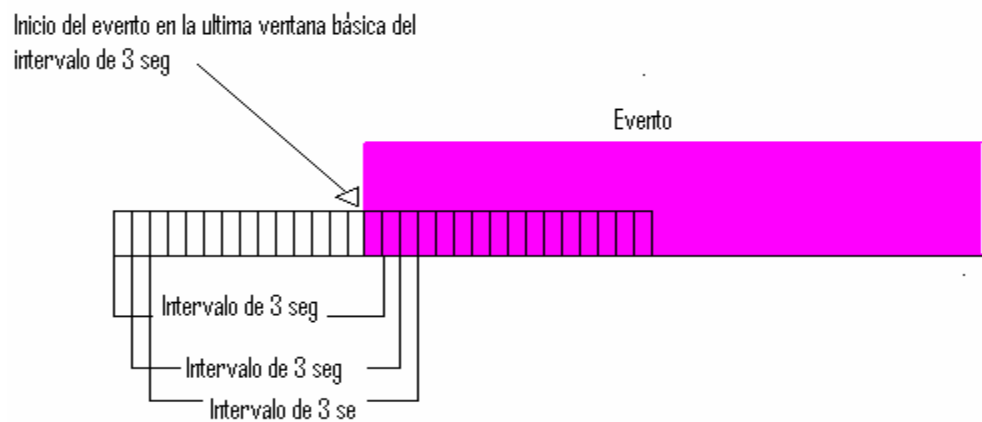
Figura 13. Intervalo corregido para la agregación de medidas.



$$U_{3s} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{15} U_i^2}{15}}$$

Al igual que en el intervalo consecutivo el error que se comete al agregar los intervalos corregidos se debe al instante en que inicia y finaliza la variación de larga duración con respecto al tiempo de análisis de cada intervalo (ver figura 14).

Figura 14. Inicio del evento en la última ventana básica en el intervalo de 3 s corregido



Como se resalta en la figura 14 siempre existe un intervalo de tres segundos en el cual el evento inicia en la última ventana básica de agregación así mismo para el final. Para esta condición el error que se comete en la estimación del valor efectivo es el mismo que en el intervalo consecutivo.

A diferencia del intervalo consecutivo, el valor eficaz de la señal con evento se modifica cada 200 ms (duración de una ventana básica de observación), por ejemplo para el caso específico en el que $ke=1,2$ en la tabla 13 se muestra la variación del valor eficaz dependiendo de la ventana básica de observación en la cual empiece el evento.

Tabla 13. Variación del valor eficaz según la ventana básica en la cual inicie el evento.

Venb	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
RMS%	100	99	98	96,9	95,8	94,8	93,7	92,6	91,5	90,36	89,2	88,1	86,9	85,74	84,5

Venb: Ventana básica en la cual empieza el evento

RMS%: Valor eficaz agregado en porcentaje del valor real

Estos valores se obtienen a partir de la siguiente expresión:

$$\text{Re}U_{3\text{sev}} = \frac{\sqrt{\frac{(n-1+ke^2)}{15}} U_{12\text{ciclos}}}{keU_{12\text{ciclos}}} = \sqrt{\frac{(n-1+ke^2)}{15ke^2}} = \sqrt{\frac{n-1}{15ke^2} + \frac{16-n}{15}} \quad (17)$$

Donde n es la ventana básica en la cual empieza el evento.

Si se considera sólo el valor eficaz del evento se llega a la relación $\text{Re}U_{3\text{ssev}}$:

$$\text{Re}U_{3\text{ssev}} = \sqrt{\frac{16-n}{15}} \quad (18)$$

Tabla 14. Error de valor eficaz según el intervalo de agregación, solo agregando el evento.

Venb	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
RMS%	100	96,6	93,1	89,4	85,6	81,6	77,5	73	68,3	63,2	57,7	51,6	44,7	36,5	25,8

Venb: Ventana básica en la cual empieza el evento

RMS%: Valor eficaz agregado en porcentaje del valor real

Donde n es el número de la ventana básica donde inicia el evento.

Si n es igual a 1, $\text{Re}U_{3\text{sev}}$ es igual a 1 de lo cual se deduce que en este intervalo se obtiene el valor eficaz real del evento, con lo que se asegura que la variación inicia en este intervalo de agregación.

Para el caso en que la variación esté en el valor límite, que indica la existencia del evento, el final de la variación coincide con un intervalo de tres segundos, debido a esta forma de agregación del valor eficaz se asegura una agregación completa del evento.

Este intervalo tiene la ventaja sobre el consecutivo que para la detección no es necesario establecer umbrales ya que siempre va a haber un intervalo de 3 s en los cuales empiece el evento en la primera ventana básica de observación y el valor agregado es el valor eficaz real, para realizar la detección con este tipo de intervalo se deben calcular como máximo 14 U_{3s} .

La desventaja de este método de agregación con respecto al consecutivo es que calcula tantos U_{3s} como valores $U_{12ciclos}$, esto requiere un manejo de una mayor cantidad de datos y por tanto la utilización de equipos de cómputo más robustos.

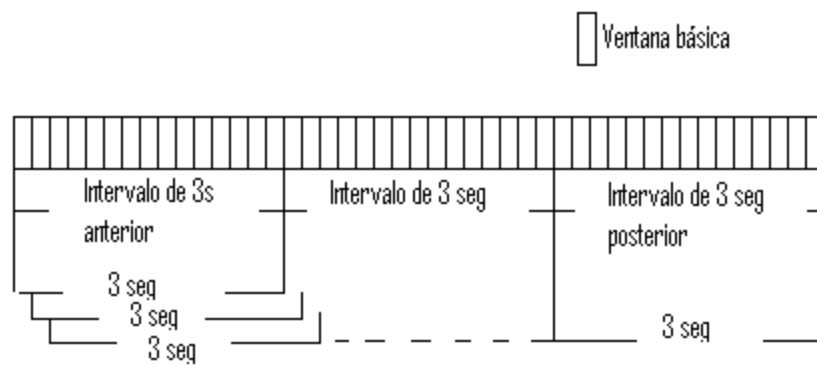
- **Intervalo resincronizado.** Este método combina los métodos de intervalo consecutivo e intervalo corrido y su característica principal es incluir las ventanas básicas de observación del intervalo anterior y del siguiente; es decir, solapa los intervalos de 3 segundos previo y posterior, desarrollando el análisis sobre 9 segundos por cada intervalo de 3 segundos de evaluación.

El cálculo del valor eficaz sobre un intervalo se realiza como en el intervalo corrido, tomando los 14 $U_{12ciclos}$ anteriores abarcando así los 9 segundos (ver figura 15) de estos valores se elige el máximo y el mínimo valor eficaz U_{3s}

El cálculo del valor eficaz con este método se resume con la siguiente ecuación:

$$U_{3s} = \text{máximo y mínimo de} \left\{ U_{3si} = \sqrt{\frac{\sum_{k=i}^{i+15} U_{12ciclos,k-15}^2}{15}} \quad ; \quad \text{para } i \text{ de } 0 \text{ a } 14 \right\} \quad (19)$$

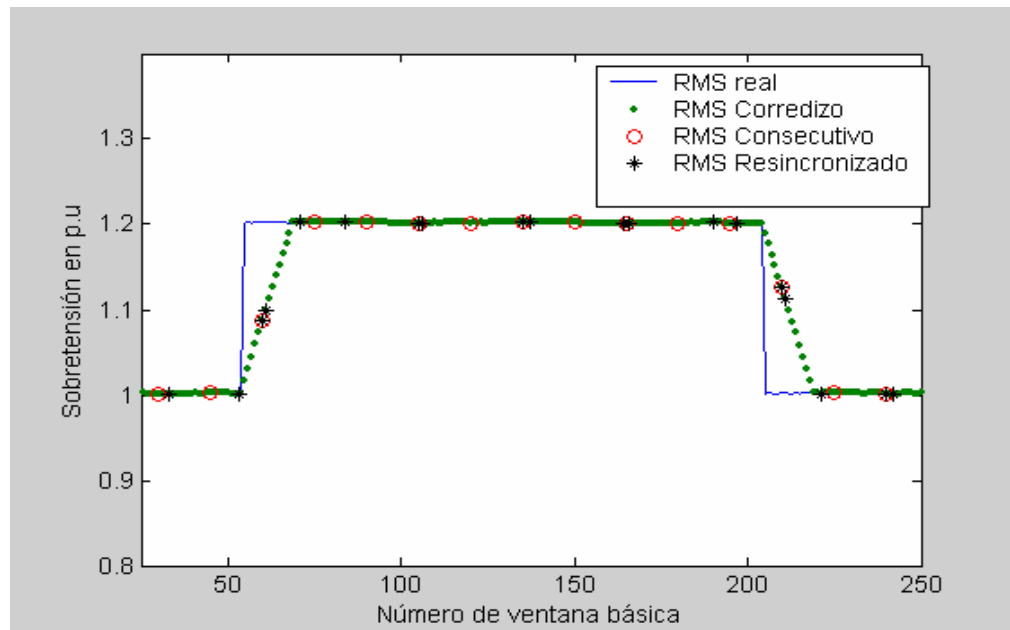
Figura 15. Valoración de 9s de datos para intervalos de 3s.



$$U_{3s} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{15} U_i^2}{15}}$$

Con el fin de observar las diferencias y ventajas entre los diferentes métodos de agregación se presenta la siguiente gráfica producto de la simulación de una sobretensión típica de 1,2 en p.u (Ver figura 16).

Figura 16. Agregación de una sobretensión utilizando diferentes intervalos para la agregación.



Como se puede ver en la figura 16 el intervalo corregido realiza una buena aproximación de la variación a agregar, pero son muchos datos, a diferencia el intervalo resincronizado realiza también una muy buena aproximación del evento pero utilizando menos datos que la agregación utilizando el intervalo corregido.

A partir del estudio de los diferentes métodos de agregación en intervalos de tres segundos se concluye que:

Tabla 15 Comparación de los diferentes métodos de agregación.

Intervalo consecutivo	Intervalo corregido	Intervalo resincronizado
<p>Para $3n$ segundos se obtienen $3n$ valores eficaces.</p> <p>El intervalo consecutivo</p>	<p>Siempre existe un intervalo de tres segundos en el cual el evento inicia en la última ventana básica de agregación así mismo para el final.</p>	<p>Para $3n$ segundos se obtienen $6n$ valores eficaces y por cada uno de estos intervalos la máxima desviación de su respectivo valor eficaz.</p>

<p>presenta una incertidumbre de detección de comienzo y final de dos intervalos de observación o sea seis segundos; ya que si de un intervalo a otro se cruza el límite de detección no se puede asegurar en cual de los dos se lleva a cabo.</p>	<p>Para realizar la detección de eventos en los 3 segundos de observación con este tipo de intervalo se deben calcular como máximo $14 U_{3s}$.</p>	<p>Se presenta una incertidumbre en la detección del inicio y fin de una variación de 3 s.</p> <p>Realiza una muy buena aproximación de la variación del evento con muchos menos datos que el intervalo corregido</p>
--	--	---

La utilización de cualquiera de estos métodos radica en la capacidad de memoria del equipo y la necesidad de rapidez de los cálculos.

4.1.2 Agregación de medidas utilizando intervalos de 10 minutos. Este tipo de agregación, se utiliza para el seguimiento de la variación de un parámetro durante tiempos relativamente largos (más de 10 minutos).

La agregación de las medidas para intervalos de diez minutos se realiza como se muestra a continuación (ecuación (20)).

$$U_{10\text{min}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{200} U_{3\text{seg}-i}^2}{200}} \quad (20)$$

En la ecuación (20) se observa que la agregación se lleva a cabo a partir de la agregación realizada cada tres segundos. Así como se explicaron las tres clases de intervalos de 3 segundos, estas mismas formas de agregación se pueden aplicar a los intervalos de 10 minutos; esto conlleva a que se cometan los mismos tipos de errores al inicio o al final del evento.

Para intervalo consecutivo, de la ecuación (20) se llega a la siguiente expresión cuando se presenta un evento:

$$U_{10\min} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{200} ke_i^2 U_{3seg-i}^2}{200}} \quad (21)$$

Considerando que el evento inicia en la n ésima ventana, con un factor de evento constante y $U_{3seg} = U_N$ la expresión se convierte en:

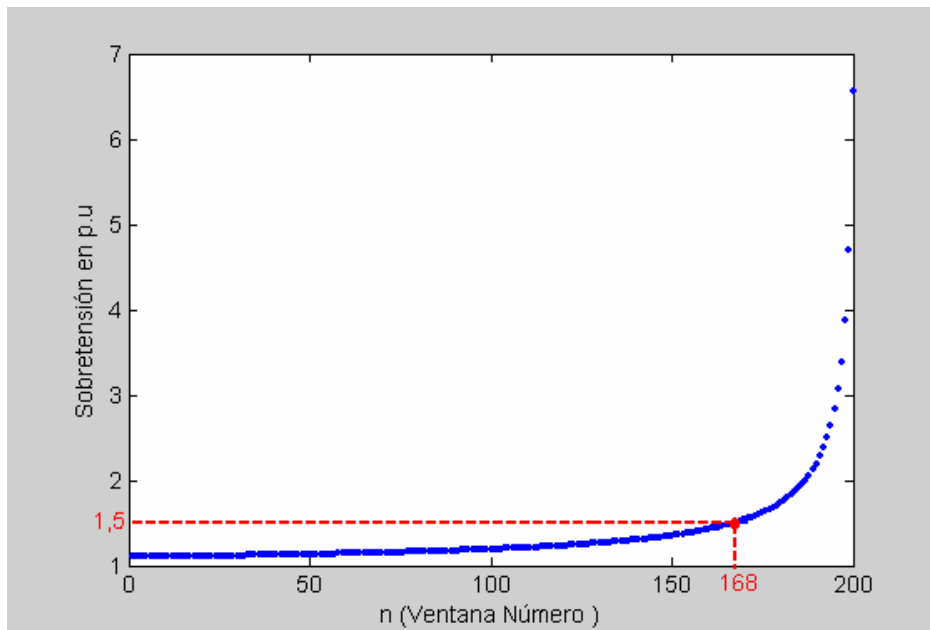
$$U_{10\min} = \sqrt{\frac{n-1 + (201-n)ke^2}{200}} U_{3seg} \quad (22)$$

Despejando de esta expresión el factor ke se obtiene:

$$ke = \sqrt{\frac{200 \left(\frac{U_{10\min}}{U_{3seg}} \right)^2 - n + 1}{(201-n)}} \quad (23)$$

Para el caso de una sobretensión $\left(\frac{U_{10\min}}{U_{3seg}} = 1,1 \right)$ se obtiene la Figura 17

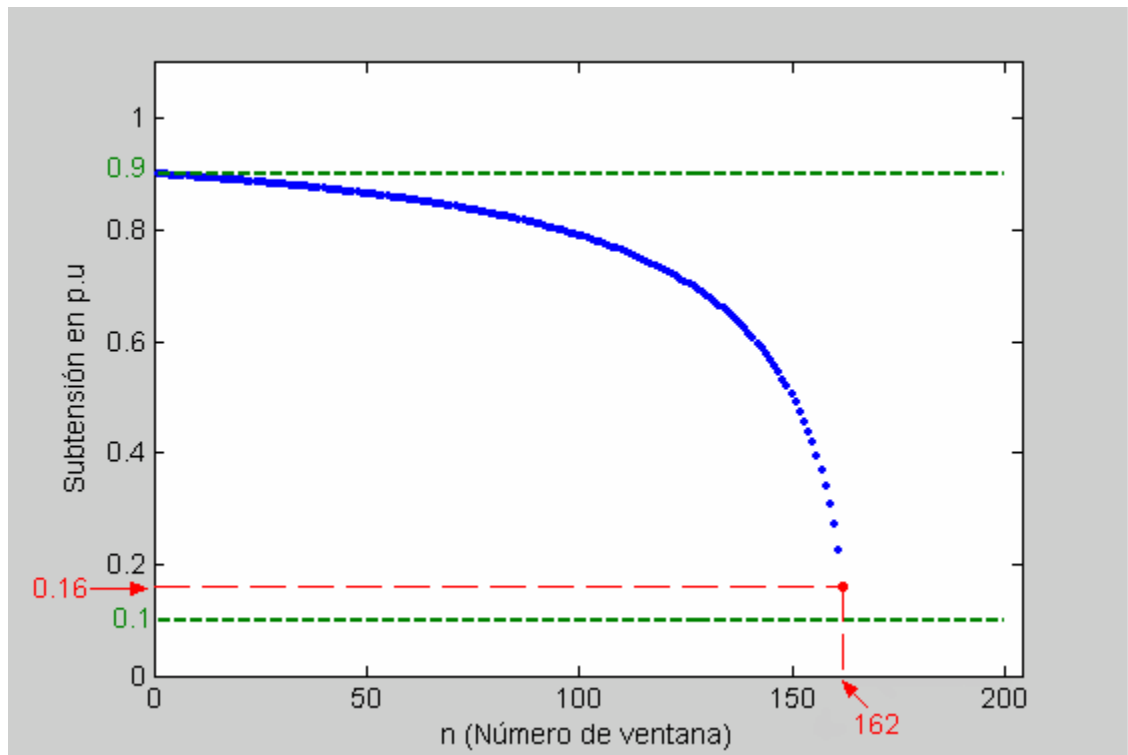
Figura 17. Número de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el inicio de una sobretensión



En la figura 17 se observa que sobretensiones con una magnitud menor a 1,5 no se detectan si inician a partir del intervalo número 168 de tres segundos.

Si $\frac{U_{10\text{min}}}{U_{3\text{seg}}} = 0,9$ que es el caso para subtensiones se obtiene la figura 18

Figura 18. Número de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el inicio de una subtensión



En la figura 18 se observa, que si la tensión disminuye a un valor entre 0,1 y 0,16 p.u a partir del intervalo de tres segundos número 163, ésta variación no se detectará como una subtensión.

Para una interrupción $\frac{U_{10\min}}{U_{3seg}}$ es inferior a 0,1, en éste caso:

$$ke = \sqrt{\frac{200(0,1)^2 - n + 1}{(201 - n)}} \quad (24)$$

Ésta expresión sólo tiene solución real para el primer y segundo intervalo de tres segundos.

Para el primer intervalo: $ke_{1v} = \sqrt{\frac{200(0,1)^2 - 1 + 1}{(201 - 1)}} = 0,1$

Para el segundo intervalo: $ke_{2v} = \sqrt{\frac{200(0,1)^2 - 2 + 1}{(201 - 2)}} = 0,0709$

De esto se concluye que interrupciones que inicien a partir del tercer intervalo se identifican como subtensiones.

Si sólo se agrega el evento para el caso de desbalances de la ecuación (20) se llega a la siguiente expresión con la cual se obtiene la relación entre el valor eficaz agregado en los 10 minutos con respecto al valor eficaz real.

$$\text{Re}U_{10\text{min}} = \sqrt{\frac{201-n}{200}} \quad (25)$$

El máximo error se comete cuando n es igual a 200, para éste caso el valor agregado en este intervalo de 10 minutos es 7,07 % del valor eficaz real.

Ahora se considera el caso en el que finaliza el evento, a partir de la ecuación (20) se obtiene la siguiente expresión:

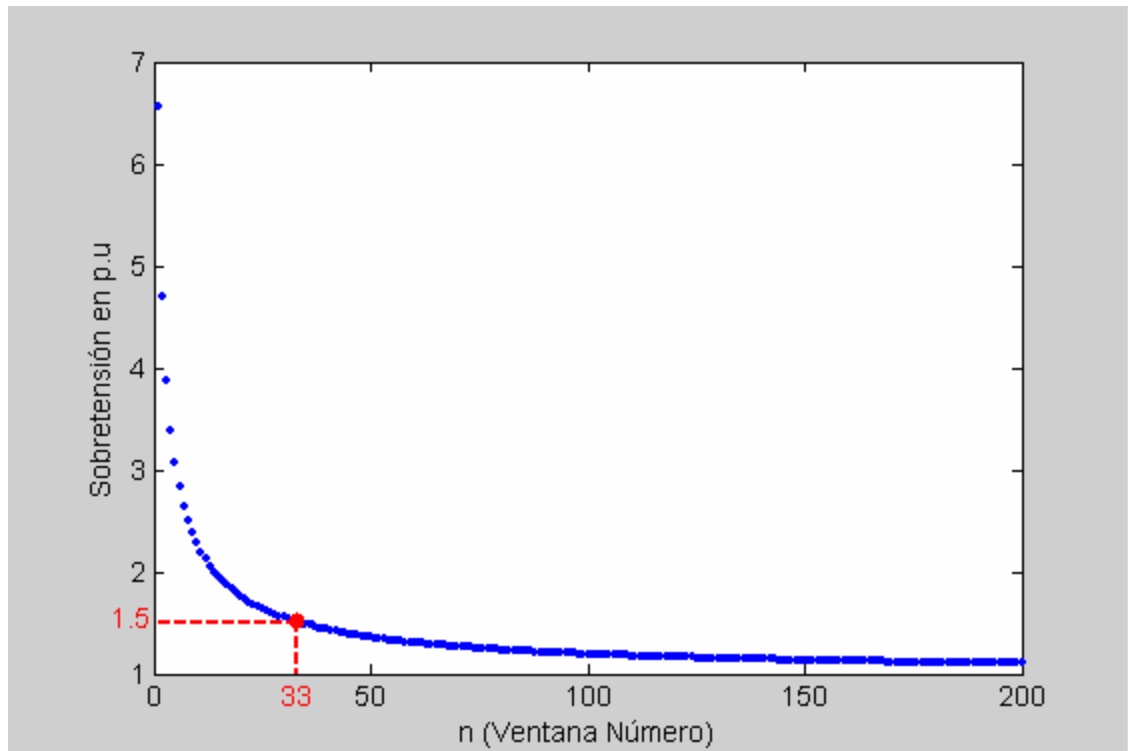
$$U_{10\text{min}} = \sqrt{\frac{nke^2 + 200 - n}{200}} U_{3\text{seg}} \quad (26)$$

Despejando de esta expresión el factor ke se obtiene:

$$ke = \sqrt{\frac{200 \left(\frac{U_{10\text{min}}}{U_{3\text{seg}}} \right)^2 - 200 + n}{n}} \quad (27)$$

Para el caso de una sobretensión $\left(\frac{U_{10\text{min}}}{U_{3\text{seg}}} = 1,1 \right)$ se obtiene la figura 19

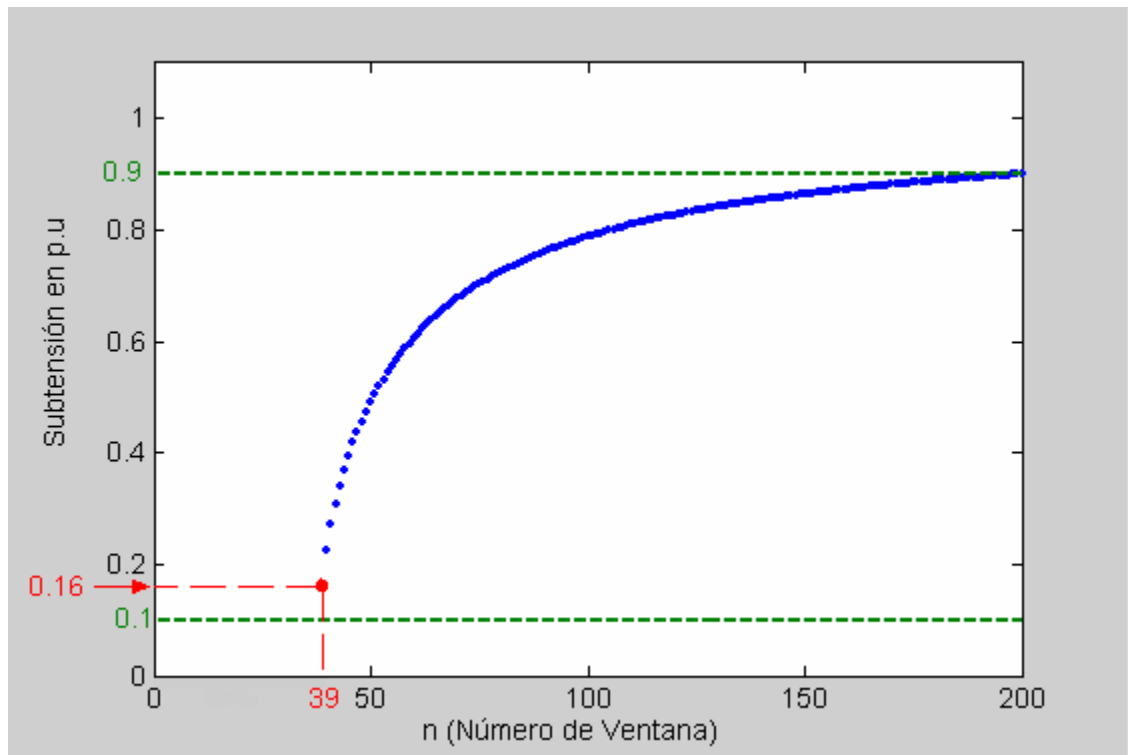
Figura 19. Numero de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el final de una sobretensión



En la Figura 19 se observa que tensiones con una magnitud entre 1,1 y 1,5 p.u no se identificarán como sobretensiones en este intervalo de 10 minutos si el final del evento se produce entre los intervalos de 3 segundos número 1 y 33.

Si $\frac{U_{10min}}{U_{3seg}} = 0,9$ que es el caso para subtensiones se obtiene la Figura 20

Figura 20. Número de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el final de una subtensión



En la figura 20 se observa, que si la tensión disminuye a un valor entre 0,1 y 0,16 p.u finaliza entre los intervalos de tres segundos número 1 y 39, ésta variación no se detectará como una subtensión.

Para una interrupción $\frac{U_{10\min}}{U_{3seg}}$ es inferior a 0,1, en éste caso:

$$ke = \sqrt{\frac{200(0,1)^2 - 200 + n}{n}} \quad (28)$$

Ésta expresión sólo tiene solución real para el intervalo de 3 s número 199 y 200

Para el intervalo número 199: $ke_{199v} = \sqrt{\frac{200(0,1)^2 - 200 + 199}{199}} = 0,0709$

Para el intervalo número 200: $ke_{200v} = \sqrt{\frac{200(0,1)^2 - 200 + 199}{199}} = 0,1$

Se concluye que aunque en este intervalo de 10 minutos finaliza la interrupción con una magnitud inferior a 0,0706 p.u el valor eficaz agregado es mayor al umbral (0,1 p.u).

Si sólo se agrega el evento para el caso de desbalances de la ecuación (20) se llega a la siguiente expresión con la cual se obtiene la relación entre el valor eficaz agregado en los 10 minutos con respecto al valor eficaz real.

$$\text{Re}U_{10\text{min}} = \sqrt{\frac{n}{200}} \quad (29)$$

El máximo error se comete cuando n es igual a 1, para éste caso el valor agregado en este intervalo de 10 minutos es 7,07 % del valor eficaz real.

4.1.3 Agregación de medidas utilizando intervalos de 2 horas. La agregación de las medidas para intervalos de 2 horas se realiza como se muestra a continuación.

$$U_{2\text{horas}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{12} U_{10\text{min}-i}^2}{12}} \quad (30)$$

En la Ecuación (30) se observa que la agregación se lleva a cabo a partir de la agregación realizada cada 10 minutos.

Así como se explicaron las tres clases de intervalos de 3 segundos, estas mismas formas de agregación se pueden aplicar a los intervalos de 10 minutos y de 2 horas; esto conlleva a que se comentan los mismos tipos de errores al inicio o al final del evento.

Para intervalo consecutivo, de la ecuación (30) se llega a la siguiente expresión cuando se presenta un evento:

$$U_{2horas} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{12} ke_i^2 U_{10\min-i}^2}{12}} \quad (31)$$

Considerando que el evento inicia en la n -ésima ventana, con un factor de evento constante y $U_{10\min} = U_N$ la expresión se convierte en:

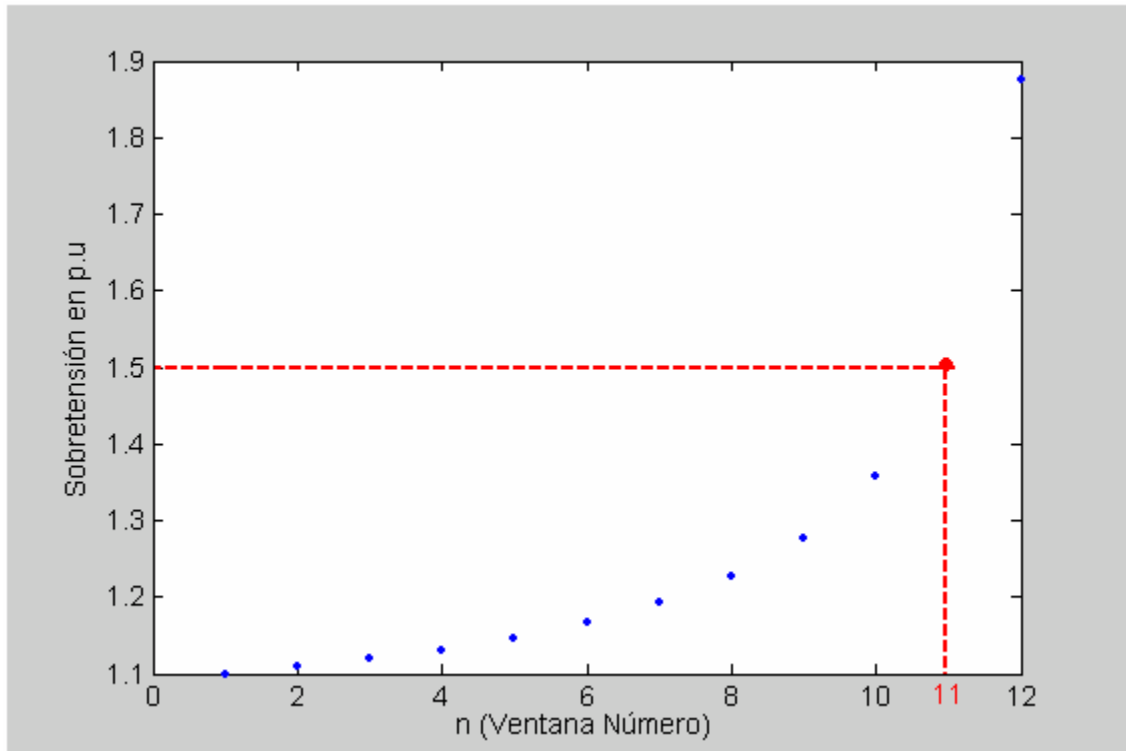
$$U_{2horas} = \sqrt{\frac{n-1 + (13-n)ke^2}{12}} U_{10\min} \quad (32)$$

Despejando de esta expresión el factor ke se obtiene:

$$ke = \sqrt{\frac{200 \left(\frac{U_{2horas}}{U_{10\min}} \right)^2 - n + 1}{(13-n)}} \quad (33)$$

Para el caso de una sobretensión $\left(\frac{U_{2horas}}{U_{10\min}} = 1,1 \right)$ se obtiene la figura 21

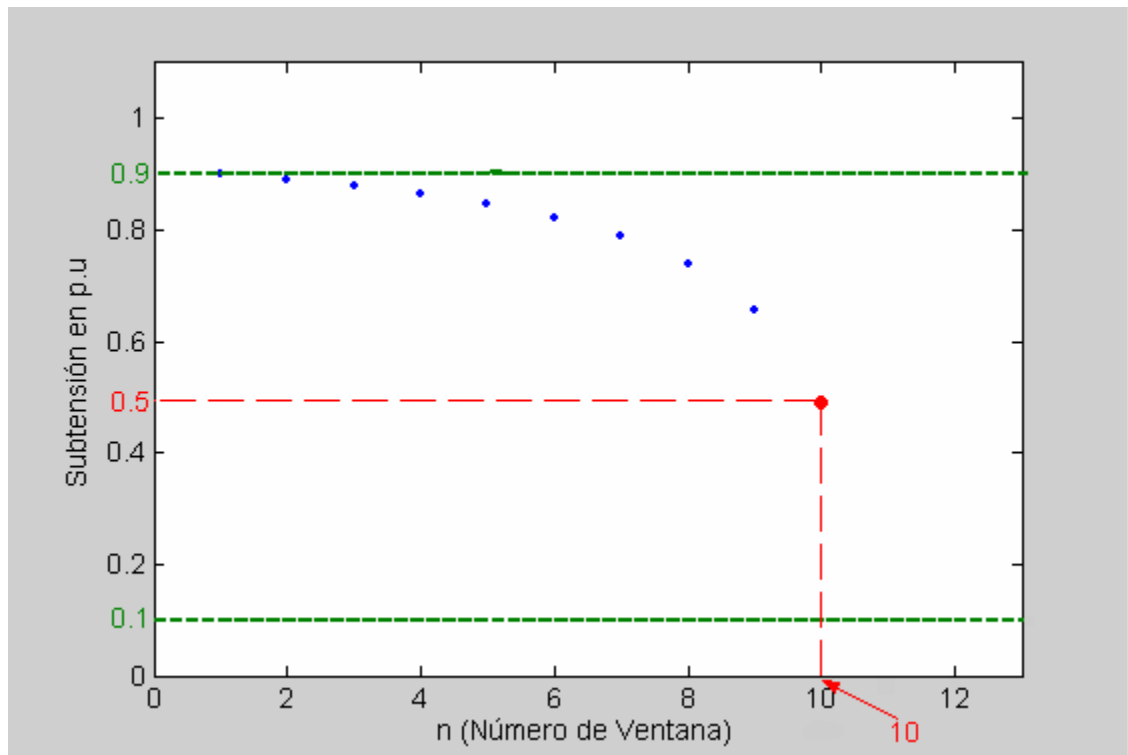
Figura 21. Número de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el inicio de una sobretensión



En la figura 21 se observa que sobretensiones con una magnitud menor a 1,5 no se detectan si inician a partir del intervalo número 11 de 10 minutos.

Si $\frac{U_{2horas}}{U_{10min}} = 0,9$ que es el caso para subtensiones se obtiene la figura 22

Figura 22. Número de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el inicio de una subtensión



En la figura 22 se observa, que si la tensión disminuye a un valor entre 0,1 y 0,5 p.u a partir del intervalo de 10 minutos número 10, ésta variación no se detectará como una subtensión.

Para una interrupción $\frac{U_{2horas}}{U_{10min}}$ es inferior a 0,1, en éste caso:

$$ke = \sqrt{\frac{12(0,1)^2 - n + 1}{(13 - n)}} \quad (34)$$

Ésta expresión sólo tiene solución real para el primer intervalo de 10 minutos.

Para el primer intervalo: $ke_{1v} = \sqrt{\frac{12(0,1)^2 - 1 + 1}{(13 - 1)}} = 0,1$

De esto se concluye que interrupciones que inicien a partir del segundo intervalo se identifican como subtensiones.

Si sólo se agrega el evento para el caso de desbalances de la ecuación (30) se llega a la siguiente expresión con la cual se obtiene la relación entre el valor eficaz agregado en las dos horas con respecto al valor eficaz real.

$$\text{Re}U_{10\text{min}} = \sqrt{\frac{13-n}{12}} \quad (35)$$

El máximo error se comete cuando n es igual a 12, para éste caso el valor agregado en este intervalo de 2 horas es 28,87% del valor eficaz real.

Ahora se considera el caso en el que finaliza el evento, a partir de la Ecuación (5) se obtiene la siguiente expresión:

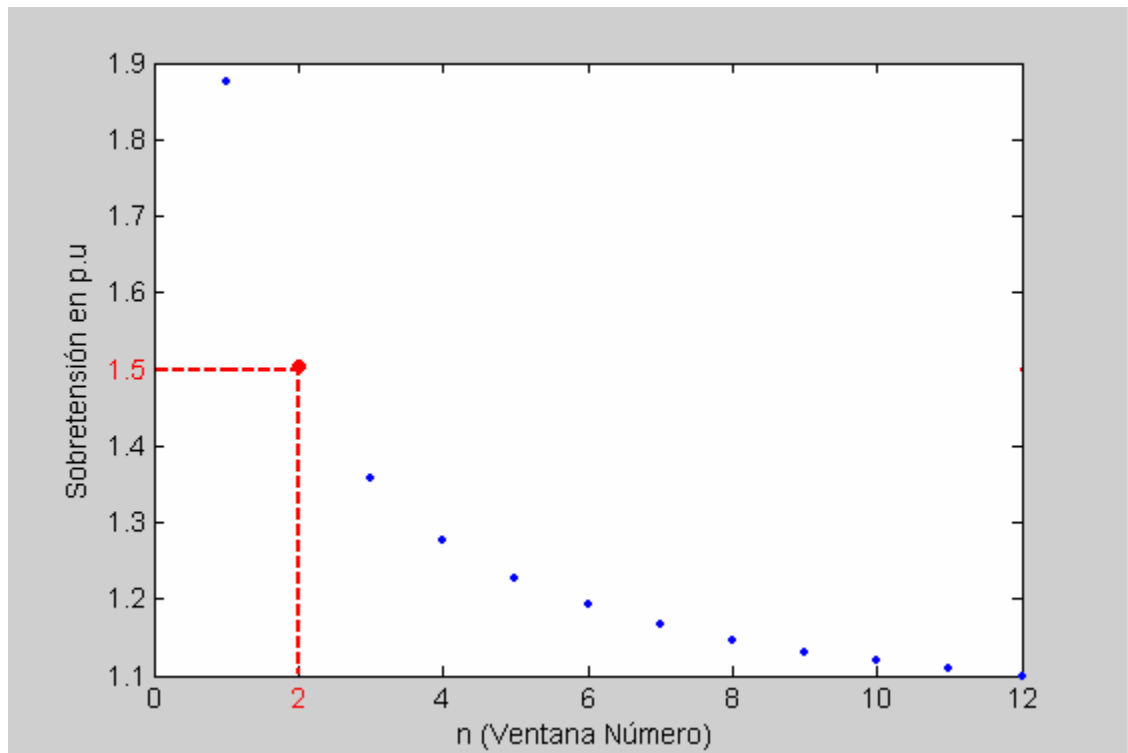
$$U_{2\text{horas}} = \sqrt{\frac{nke^2 + 12 - n}{12}} U_{3\text{seg}} \quad (36)$$

Despejando de esta expresión el factor ke se obtiene:

$$ke = \sqrt{\frac{12 \left(\frac{U_{2\text{horas}}}{U_{10\text{min}}} \right)^2 - 12 + n}{n}} \quad (37)$$

Para el caso de una sobretensión $\left(\frac{U_{2\text{horas}}}{U_{10\text{min}}} = 1,1 \right)$ se obtiene la figura 23

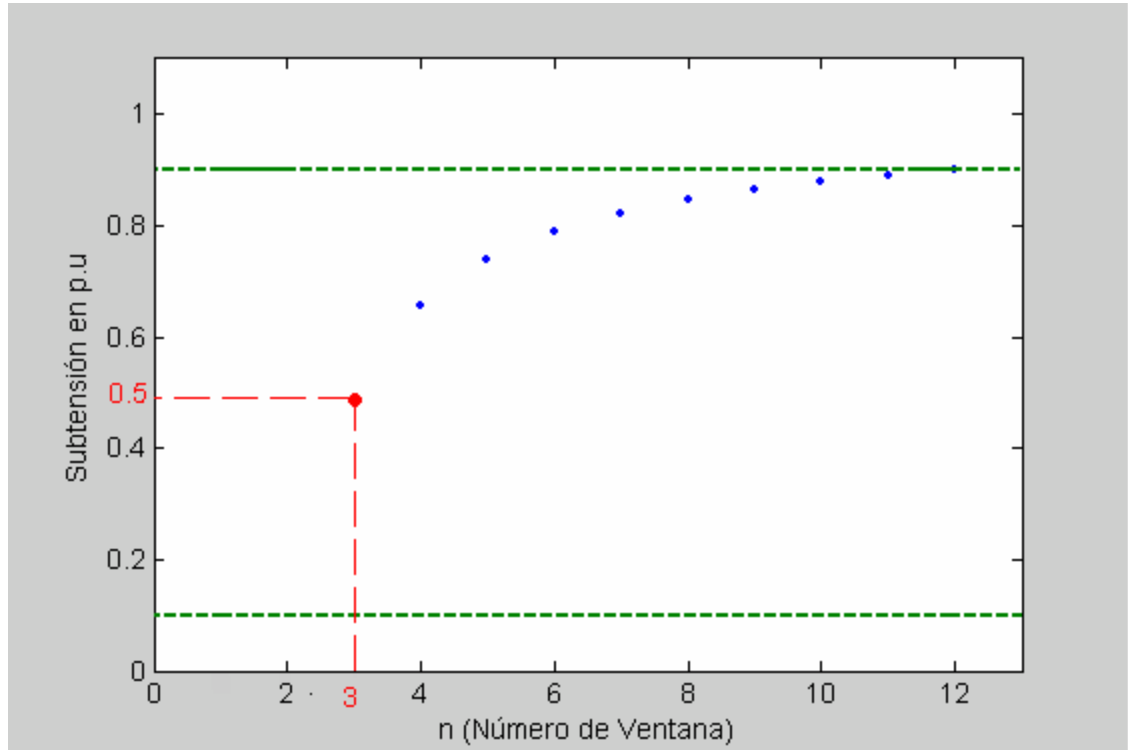
Figura 23. Número de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el final de una sobretensión



En la figura 23 se observa que tensiones con una magnitud entre 1,1 y 1,5 p.u no se identificarán como sobretensiones en este intervalo de 2 horas si el final del evento se produce entre los intervalos de 10 minutos número 1 y 2.

Si $\frac{U_{2horas}}{U_{10min}} = 0,9$ que es el caso para subtensiones se obtiene la Figura 24

Figura 24. Número de ventanas básicas de observación necesarias para detectar el final de una subtensión



En la figura 24 se observa, que si la tensión disminuye a un valor entre 0,1 y 0,5 p.u finaliza entre los intervalos de tres segundos número 1 y 3, ésta variación no se detectará como una subtensión.

Para una interrupción $\frac{U_{2horas}}{U_{10min}}$ es inferior a 0,1, en éste caso:

$$ke = \sqrt{\frac{12(0,1)^2 - 12 + n}{n}} \quad (38)$$

Esta expresión sólo tiene solución real para el intervalo de 10 minutos número 12

Para el intervalo número 12: $ke_{12v} = \sqrt{\frac{12(0,1)^2 - 12 + 12}{12}} = 0,1$

Se concluye que aún que en éste intervalo de 2 horas finaliza la interrupción con una magnitud inferior a 0,0706 p.u el valor eficaz agregado es mayor al umbral (0,1 p.u).

Si sólo se agrega el evento para el caso de desbalances de la ecuación (30) se llega a la siguiente expresión con la cual se obtiene la relación entre el valor eficaz agregado en las 2 horas con respecto al Valor eficaz real.

$$\text{Re}U_{2\text{horas}} = \sqrt{\frac{n}{12}} \quad (39)$$

El máximo error se comete cuando n es igual a 1 es decir cuando el evento finaliza en la primera ventana de agregación, para éste caso el valor agregado en este intervalo de 2 horas es 28.87% del valor eficaz real.

5. MÉTODOS DE MEDICIÓN PARA MONITORIZAR LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En este capítulo se analizan las diferentes técnicas que propone la CEI 61 000-4-30 para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica, analizando las ventajas y desventajas que puedan presentar estos métodos, esto con el fin de considerar su aplicación en Colombia.

Los métodos de medición para armónicos y flicker no son tratados en este trabajo debido a que la norma CEI 61 000-4-30 simplemente referencia a otras normas (CEI 61 000-4-15 y 61 000-4-7) estudiadas en otros proyectos de grado. [Rodríguez & Uribe, 03] [Romero & Delgado, 03]

5.1 MONITORIZACIÓN DE TRANSITORIOS

La recomendación CEI 61 000 - 4 - 30 propone varias técnicas para la monitorización de transitorios, estas son:

- Método de la ventana desplazada: Los valores instantáneos son comparados con los valores del ciclo inmediatamente anterior.
- Método de la pendiente (dv/dt , di/dt): Se fija un límite para la pendiente de la señal, si este límite es excedido se detecta el transitorio.
- Método del valor eficaz: Se realiza el cálculo del valor eficaz para intervalos de medio ciclo de la frecuencia fundamental, el muestreo de la señal se lleva a cabo con una alta frecuencia. Estos valores son comparados con los límites establecidos.

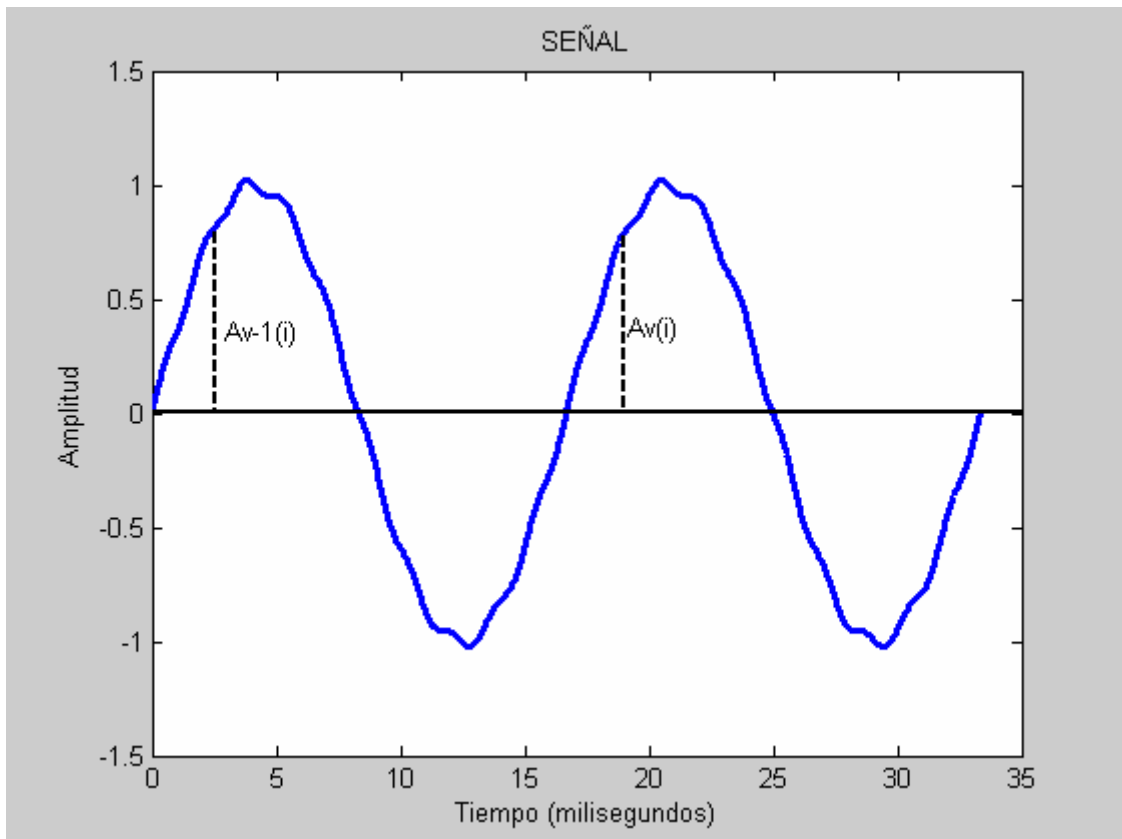
Generalmente los transitorios son detectados por exceder un umbral predeterminado de la amplitud de tensión o corriente, sin embargo la presencia de eventos estacionarios como armónicos de alta frecuencia pueden ser identificados como transitorios por algunas técnicas. El IEEE recomienda aplicar la técnica

MAVSA (*root Mean Absolute Variation in Square Amplitude*) que equivale al método de la ventana desplazada, esta técnica diferencia los transitorios de la distorsión armónica como se explica a continuación.

5.1.1 Técnica de monitorización utilizando el algoritmo MAVSA. En esta técnica se lleva a cabo la diferencia entre el cuadrado de la muestra en un punto del ciclo, $A_v(i)^2$, y el cuadrado de la muestra del ciclo previo, $A_{v-1}(i)^2$. Esta diferencia corresponde a la variación de las amplitudes al cuadrado **VSA $_i$** (*Variation in Square Amplitude*) del punto i en cada medio ciclo de la tensión como se muestra en la figura 25.

$$VSA_i = A_{v(i)}^2 - A_{v-1(i)}^2 \quad (40)$$

Figura 25. Localización de los puntos de la señal para calcular el parámetro MAVSA $_v$.



El parámetro MAVSA equivale a la raíz cuadrática de la variación media absoluta del cuadrado de las amplitudes.

$$MAVSA_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n |A_v^2(i) - A_{v-1}^2(i)|}{n}} \quad (41)$$

Donde n es el número de muestras de la señal de tensión o corriente durante cada medio ciclo, la variable v indica el medio ciclo positivo o negativo y v-1 el respectivo medio ciclo anterior del ciclo previo (figura 25).

La señal corresponde a un transitorio cuando la diferencia entre el MAVSA_v del ciclo positivo o negativo excede el MAVSA_{v-1} respectivo del ciclo previo en un nivel específico (17% del MAVSA según el reporte EPRI RP2542-1).

- **Respuesta en frecuencia.** La ecuación (41) se puede expresar como un filtro de la siguiente manera:

$$MAVSA_v^2 = \frac{\sum_{i=0}^{N-1} |x^2[n-i] - x^2[n-i-2N]|}{N} \quad (42)$$

Donde x[n] es el valor de la muestra de la señal y N es el número de muestras en medio ciclo. Considerando que:

$$x^2[n-i] > x^2[n-i-2N]$$

$$g[n] = x^2[n] - x^2[n-2N]$$

$$f[n] = x^2[n]$$

$$w(i) = \begin{cases} \frac{1}{N} & \text{para } 0 < i < N-1 \\ 0 & \text{para otro } i \end{cases}$$

La ecuación (42) se puede describir como:

$$MAVSA_v^2[n] = \sum_{i=-\infty}^{\infty} w[i]g[n-i] = w[n]*g[n] = p[n] \quad (43)$$

Por lo tanto, el cuadrado del parámetro $MAVSA_v$ ($p[n]$) se puede interpretar como una convolución (filtrado LIT) con una ventana rectangular ($w[n]$) cuando los valores de la señal están aumentando de un ciclo al siguiente ciclo.

En el dominio de la frecuencia se tiene que:

$$P(e^{i\omega}) = W(e^{i\omega})G(e^{i\omega}) \quad (44)$$

Donde:

$$G(e^{i\omega}) = F(e^{i\omega})(1 - e^{-j2\omega N})$$

$$W(e^{i\omega}) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} e^{-j\omega n} = \frac{1}{N} \frac{1 - e^{-j\omega N}}{1 - e^{-j\omega}} \quad (45)$$

Con lo cual:

$$P(e^{i\omega}) = \frac{1}{N} \frac{(1 - e^{-j\omega N})(1 - e^{-j2\omega N})}{1 - e^{-j\omega}} F(e^{i\omega}) \quad (46)$$

La respuesta en frecuencia del filtro $H(e^{i\omega}) = \frac{P(e^{i\omega})}{F(e^{i\omega})}$ da como resultado:

$$H(e^{i\omega}) = \frac{1}{N} \frac{(1 - e^{-j\omega N})(1 - e^{-j2\omega N})}{1 - e^{-j\omega}} \quad (47)$$

La ecuación (47) se puede reescribir como:

$$H(e^{j\omega}) = \frac{2je^{j\omega(0.5-1.5N)} \text{sen}(\omega N) \text{sen}(0.5\omega N)}{N \text{sen}(0.5\omega)} \quad (48)$$

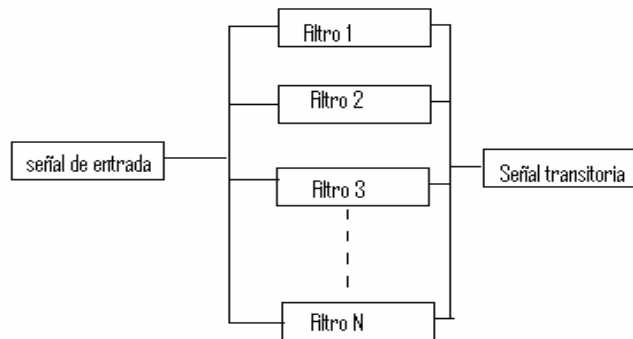
Analizando la ecuación (48) se observa como la respuesta en frecuencia del filtro depende del número de muestras que se toman en medio ciclo (N). A continuación se muestra la respuesta en frecuencia del filtro respectivo para una frecuencia de muestreo de 4kHz (figura 26).

Figura 26. Respuesta en frecuencia del filtrado correspondiente al cálculo del parámetro MAVSAv para una frecuencia de muestreo de 4kHz



El filtro (figura 26) se comporta como un conjunto de N filtros pasa banda conectados en paralelo (figura 27), que eliminan la señal estacionaria (fundamental de 60 Hz y sus armónicos) ya que la ganancia de los filtros a estas frecuencias es cero; asegurando que el parámetro MAVSA sólo depende de la señal transitoria.

Figura 27. Filtros pasa banda en paralelo.

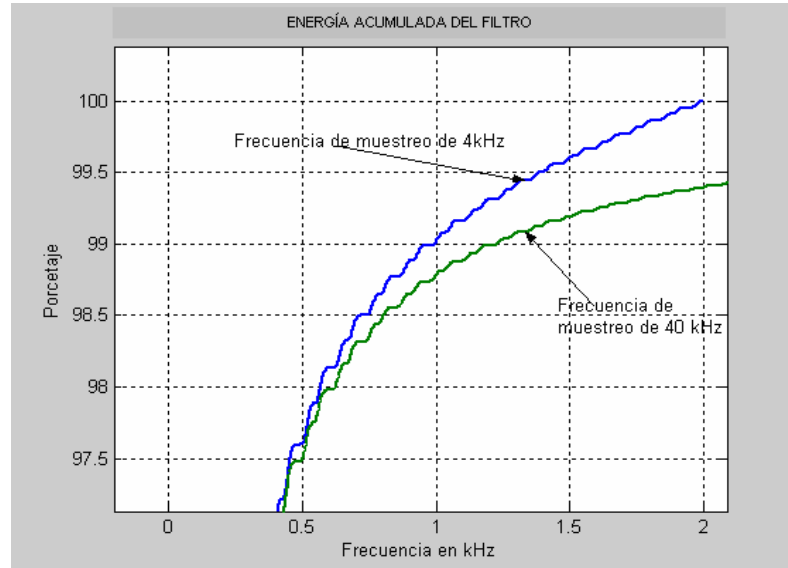


- **Energía del filtro.** La energía del filtro es calculada a partir del área de la densidad espectral de energía de la respuesta del filtro en función de la frecuencia $A(e^{j\omega})$.

$$A(e^{j\omega}) = 2 \int_0^{\omega} |H(e^{j\omega'})|^2 d\omega' \quad (49)$$

En la figura 28. se observa la energía acumulada del filtro para frecuencias de muestreo de 4 kHz y 40 kHz.

Figura 28. Energía acumulada del filtro para frecuencias de muestreo de 4 kHz y 40 kHz.



El IEEE recomienda [Tutorial discussion on Transient assessment ,98] una frecuencia de muestreo (f_s) de 4 kHz para detectar transitorios de muy baja frecuencia del orden de 1 kHz. En la figura 28 se observa que para una f_s de 4 kHz se toma el 99% de la energía de un transitorio del orden de 1kHz; transitorios con mayor frecuencia no modifican en forma significativa la energía acumulada, de aquí se deduce que es mejor realizar el muestreo de eventos de frecuencias bajas con una f_s menor a la utilizada en eventos de alta frecuencia.

La frecuencia de muestreo debe ser tal que el espectro de la señal a analizar se distribuya en la mayor cantidad de filtros pasa banda, evitando que las componentes del transitorio se ubiquen en las bandas de rechazo de los filtros.

Como se puede ver en la figura 28 a un muestreo de 4 kHz el valor de la energía acumulada llega a un valor máximo en frecuencias más bajas que si el muestreo se realizara a 40 kHz.

- **Criterio de muestreo para transitorios de diferentes frecuencias.** Para proponer un criterio de muestreo se consideraron las recomendaciones que realiza el IEEE con respecto a la técnica de detección de transitorios MAVSA (*documento IEEE [Tutorial discussion on Transient assessment ,98]*); así mismo se realizaron simulaciones del algoritmo de detección las cuales se resumen en las tablas 16 y 17. La señal tipo $Str(t)$ es utilizada en los cálculos presentados en estas tablas:

$$Str(t) = A_{tr} \text{sen}[2\pi f(t)] + A_{tr} e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} \text{sen}[2\pi f_{tr}(t-t_0)]$$

Donde:

A_{tr} es la amplitud del transitorio a simular

f_{tr} es la frecuencia predominante del transitorio a evaluar

τ es una constante que depende de la duración del transitorio

t_0 es el instante donde sucede el transitorio.

Tabla 16. Porcentaje de la energía de entrada (señal estacionaria y transitorio) de la señal a la salida del algoritmo MAVSA.

Frecuencia de muestreo \ Frecuencia predominante del Transitorio(kHz)	4kHz	7,68kHz	20kHz	40kHz	61,44kHz
0,8	14,847	14,024	14,033	14,034	14,034
1	16,402	15,773	15,767	15,768	15,769
1,5	14,436	20,178	19,677	19,687	19,688
5	16,372	28,029	37,197	29,063	29,051
9	15,962	18,489	25,024	29,819	29,098
14	4,569	23,721	28,345	28,227	29,521

Tabla 17 Porcentaje de la energía de entrada del transitorio y señal a la salida del algoritmo MAVSA.

Frecuencia de muestreo \ Frecuencia predominante del Transitorio(kHz)	4kHz	7.68kHz	20kHz.	40kHz	61.44kHz
0,8	29,342	27,707	27,724	27,726	27,726
1	32,403	31,139	31,125	31,129	31,129
1,5	28,582	39,803	38,812	38,831	38,833
5	32,343	55,303	73,318	57,284	57,261
9	31,535	36,478	49,382	58,771	57,351
14	9,116	46,797	28,345	55,871	58,184

De los resultados obtenidos se resalta que el mayor porcentaje de energía del transitorio se obtiene cuando la f_s **es cuatro veces** la frecuencia predominante del transitorio (tablas 16 y 17).

- **Limitaciones de la técnica.** Implementar un equipo con una frecuencia de muestreo variable en una amplia gama del espectro de frecuencias no es viable y los equipos son diseñados para diferentes rangos de frecuencia. La norma NTC – 5 000 realiza una clasificación de los diferentes transitorios para la cual este trabajo sugiere las siguientes frecuencias de muestreo para detectar los diferentes transitorios (tabla 18), a partir de los resultados presentados en el numeral anterior.

Tabla 18. Frecuencia de muestreo sugerida para los diferentes tipos de transitorios

Clase de Transitorio	Frecuencia de Muestreo
Muy baja frecuencia ($f < 1$ kHz)	4 kHz
Baja frecuencia ($1 < f < 5$ kHz)	20 kHz
Media frecuencia ($5 < f < 500$ kHz)	2 MHz
($0,5 < f < 5$ MHz)	20 MHz

Es muy importante tener en cuenta para qué tipos de transitorios sería útil esta técnica, a continuación se presenta un estudio con este fin.

- **Transitorios impulsivos.** Debido a que los transitorios de este tipo tienen una duración muy corta, entre los 50 ns y 1ms [NTC 5000, 02]; se debe hacer un muestreo con una frecuencia lo suficientemente grande para poder detectarlos de la manera más apropiada.

- Transitorios impulsivos de baja frecuencia

El IEEE [*Tutorial discussion on Transient assessment*,98] recomienda que para este tipo de transitorios, los cuales llegan a su valor pico en 0,1ms y tienen una duración aproximada de 1ms con un contenido espectral por debajo de 5kHz; que el muestreo sea de 20 kHz, lo cual concuerda con el criterio de muestreo expuesto anteriormente.

- Transitorios impulsivos de alta frecuencia

El IEEE [*Tutorial discussion on Transient assessment*,98] recomienda que para este tipo de transitorios, los cuales tienen una duración típica de aproximadamente 50ns con un contenido espectral por encima de 5kHz hasta 500 kHz; se monitoricen con una frecuencia de muestreo de 2MHz, lo cual concuerda con el criterio de muestreo expuesto anteriormente.

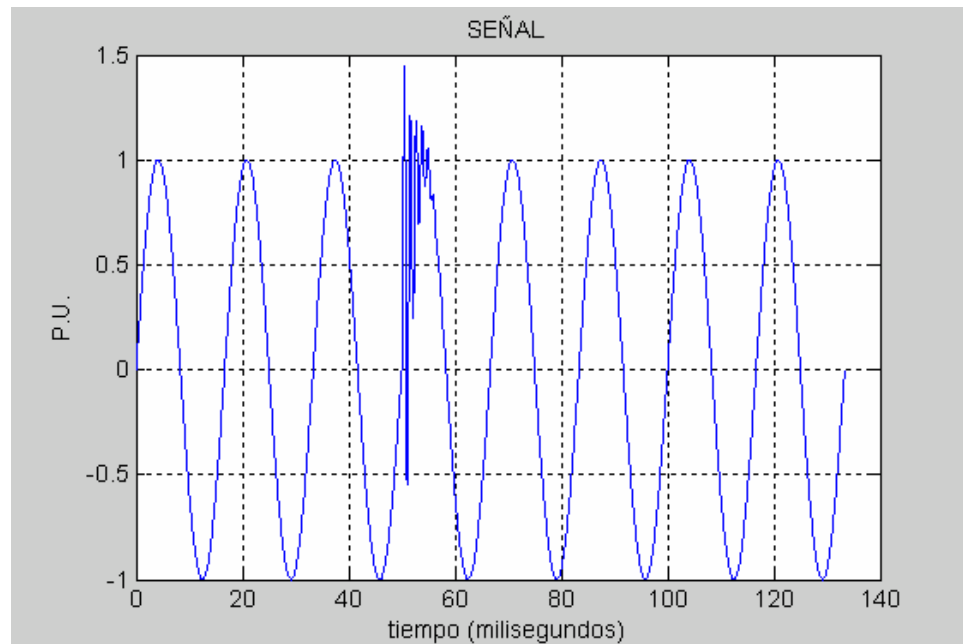
- **Transitorios tipo oscilatorios.**

- Transitorios de baja frecuencia

Son los que están por debajo de los 5 KHz y tiene una duración típica entre los 0,3ms y 50 ms; utilizando el criterio de muestreo expuesto anteriormente; con esta técnica, la frecuencia de muestreo deberá ser de 20 KHz para este tipo de transitorios.

A continuación se presenta un estudio de uno de los principales transitorios de baja frecuencia para examinar la validez de esta técnica en su detección. Debido a que los fenómenos transitorios de baja frecuencia que se presentan frecuentemente en los sistemas de distribución son causados principalmente por la energización de bancos de condensadores lo cual produce transitorios oscilatorios de tensión con una frecuencia predominante entre 300 Hz y 900 Hz; además de tener una magnitud pico que puede acercarse a 2,0 p.u, aunque la magnitud típica está entre 1,3 p.u a 1,5 p.u, y con duración entre 0,5 ciclos y 3 ciclos dependiendo del amortiguamiento del sistema; se va a utilizar una señal tipo (figura 29) para estudiar la técnica.

Figura 29. Señal de transitorio de baja frecuencia de duración de 0,5 ciclos, con frecuencia de 900 Hz y amplitud de 1,5 p.u.

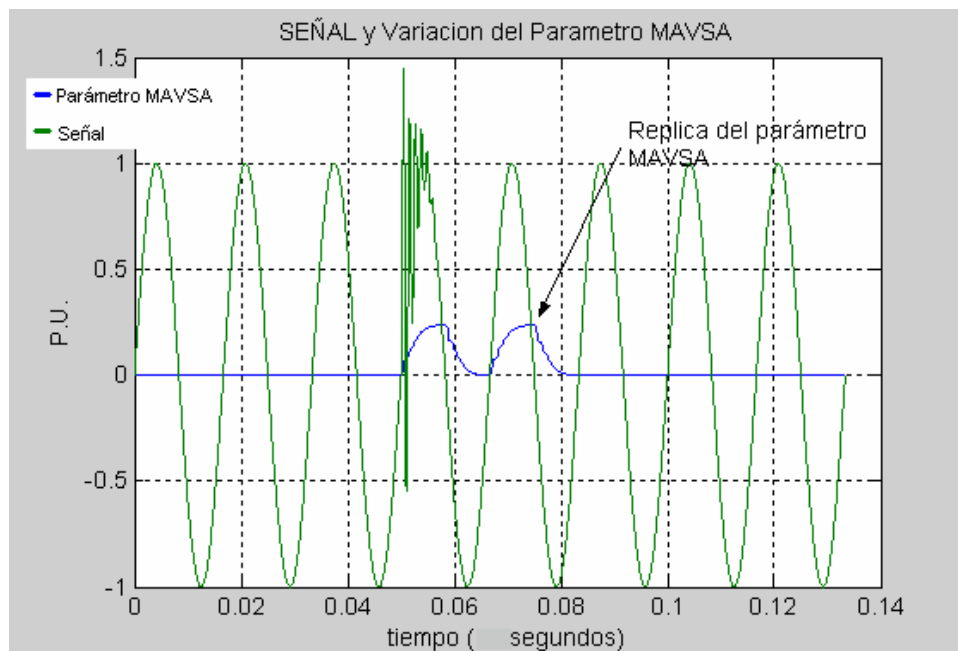


La ecuación de este transitorio corresponde a:

$$Str(t) = \text{sen}[120\pi(t)] + 1,5e^{-600(t-0.0502)} \text{sen}[1800\pi(t - 0.0502)]$$

Si se utiliza la técnica MAVSA con la frecuencia de muestreo recomendada (20 KHz) el parámetro MAVSA varía en el tiempo como se observa en la figura 30.

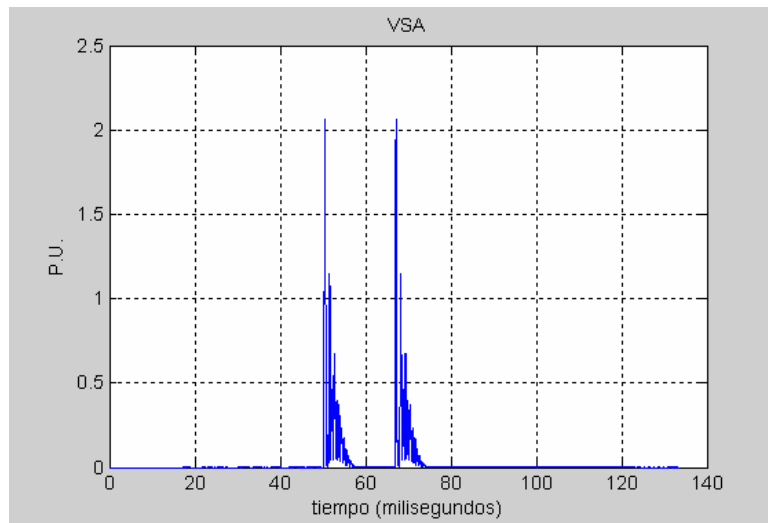
Figura 30. Variación del parámetro MAVSA en el tiempo



Como se observa en la figura 30 el transitorio inicia en el cuarto semiciclo positivo y el parámetro MAVSA del correspondiente semiciclo en el cual se encuentra el transitorio tiene un valor de 4,85 del valor eficaz de la señal sin perturbación, tomando como umbral el 17% del MAVSA del semiciclo anterior (De acuerdo con el reporte EPRI RP2542-1 citado por Arrillaga), se concluye que esta técnica detecta el transitorio si el parámetro MAVSA en el semiciclo respectivo anterior es menor al 4,14% del valor eficaz de la señal sin perturbación.

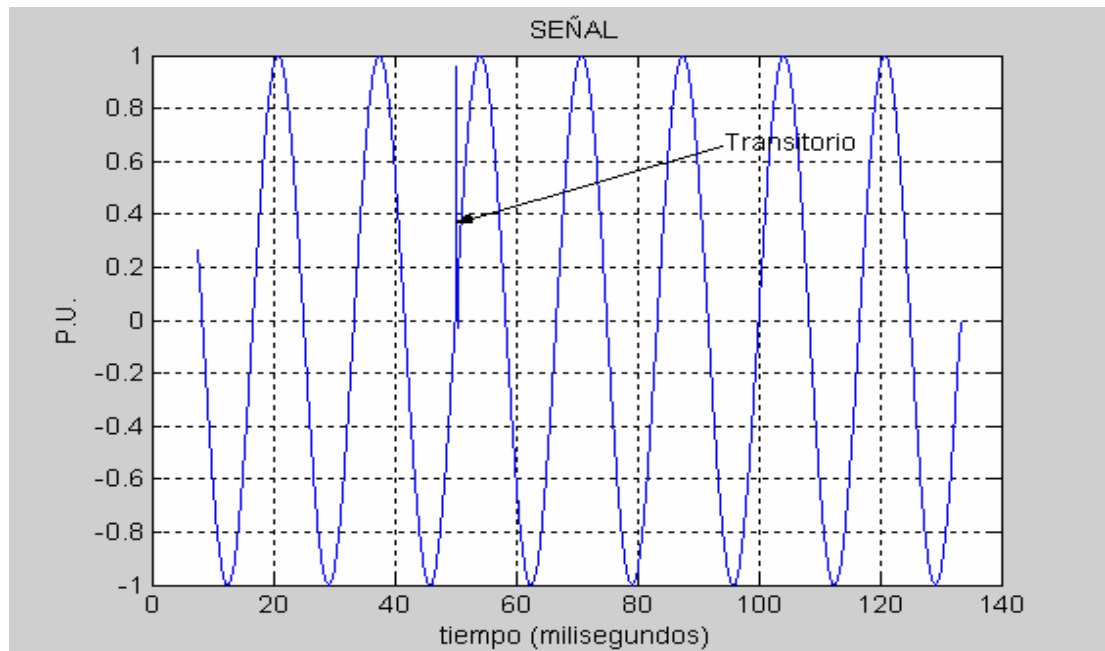
La replica que se produce es debida a que los valores absolutos de los VSAs del cuarto semiciclo son iguales a los valores absolutos de los VSAs del quinto semiciclo ver figura 31.

Figura 31. Variación del parámetro VSA en el tiempo



A continuación se presenta un transitorio extremo (figura 32) con una frecuencia de 4,9 kHz y una amplitud de 2 p.u. para evaluar la técnica.

Figura 32. Señal de transitorio de baja frecuencia de duración de 0,3 ms, con frecuencia predominante de 4900Hz y amplitud de 2 p.u.

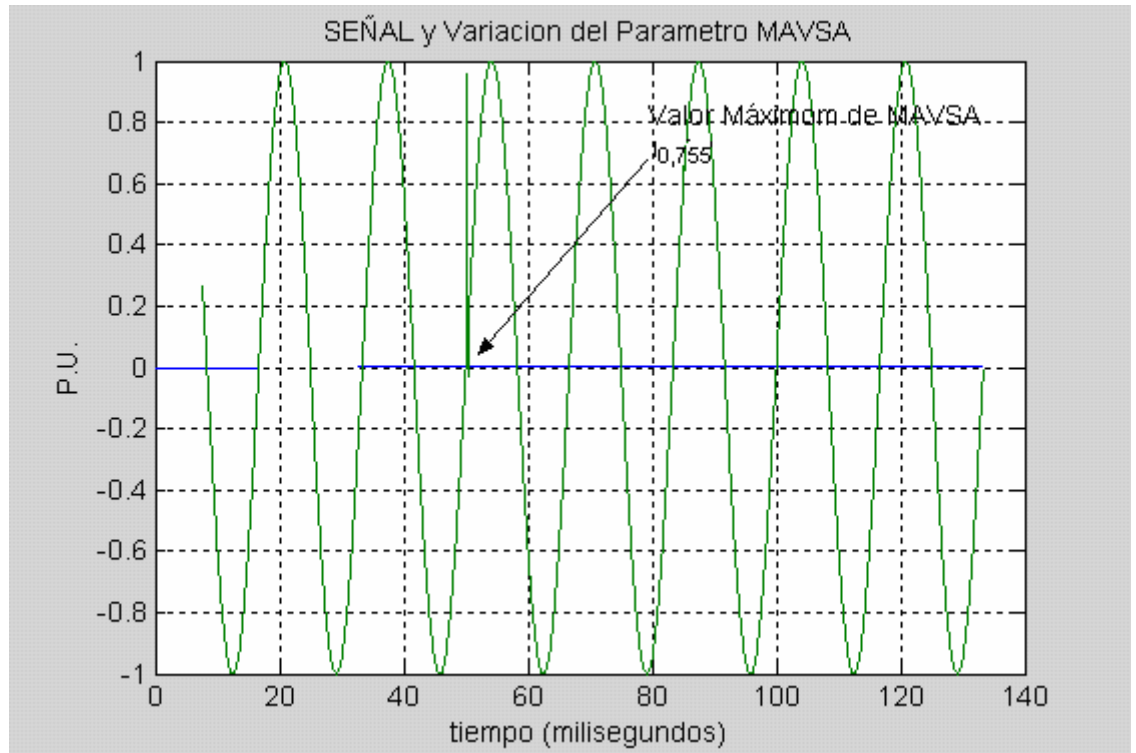


La ecuación de este transitorio corresponde a:

$$Str(t) = sen[120\pi(t)] + 2e^{-16666(t-0.0502)}sen[294000\pi(t - 0.0502)]$$

Si se utiliza la técnica MAVSA con una frecuencia de muestreo recomendada de 20 kHz se obtiene la figura 32, este tipo de transitorio próximo al límite de frecuencia establecido por el criterio explicado anteriormente, tiene un valor del parámetro MAVSA del 0,755 %, para este caso el parámetro MAVSA del semiciclo respectivo anterior debe ser menor a 0.645% para detectar el transitorio.

Figura 33. Detección del transitorio utilizando la técnica MAVSA para transitorio de la Figura 32.



La siguiente tabla resume el valor del parámetro MAVSA para una serie de simulaciones de transitorios con forma de onda:

$$Str(t) = \text{sen}[120\pi(t)] + 1,5e^{-\frac{1}{\tau}(t-0.0502)} \text{sen}[2f\pi(t-0.0502)]$$

Donde τ varía de acuerdo con la duración de la señal y f es la frecuencia predominante en el transitorio.

Tabla 19. Valor máximo del parámetro MAVSA en por ciento realizando una simulación con diferentes transitorios

Duración Típica (ms) Frecuencia Predominante (kHz)	0,3	1	5	25
1	0,44%	1,53%	4,3%	9,74%
3	0,62%	1,62%	4,29%	9,73%
4	0,77%	1,63%	4,29%	9,65%

Según la tabla 19, a partir del criterio de detección para el cual es necesario que el parámetro MAVSA varíe un 17% en un ciclo en particular con respecto al semiciclo correspondiente anterior, se presenta una tabla en donde se muestra este valor límite para una correcta detección.

Tabla 20. Valor máximo que debe tener el parámetro MAVSA en el semiciclo anterior para detectar los transitorios de la tabla anterior.

Duración Típica (ms) Frecuencia Predominante (kHz)	0,3	1	5	25
1	0,37%	1,31%	3,67%	8,32%
3	0,53%	1,38%	4,21%	8,32%
4	0,66%	1,39%	3,67%	8,25%

- **Transitorios de media frecuencia.** Son los que están entre los 5 y 500 kHz y tienen una duración típica de 20 μ s.

De la simulación de varias señales con ecuación característica:

$$Str(t) = sen[120\pi(t)] + 2e^{-\frac{1}{\tau}(t-t_0)} sen[2f\pi(t-t_0)]$$

Se resaltan los siguientes resultados (ver tabla 21).

Tabla 21. Valor máximo del parámetro MAVSA en por ciento realizando una simulación con diferentes transitorios de media frecuencia

Frecuencia predominante(kHz)	Valor del parámetro MAVSA
5	0,14%
100	0,2986%
500	0,2987%

Así como en los transitorios de baja frecuencia para los transitorios de media frecuencia se presenta una tabla en donde se muestra este valor límite para una correcta detección.

Tabla 22. Valor máximo que debe tener el parámetro MAVSA en el semiciclo anterior para detectar los transitorios de la tabla anterior.

Frecuencia predominante (kHz)	Valor del parámetro MAVSA en el semiciclo anterior para que se produzca la detección
5	0,196%
100	0,2552%
500	0,2553%

- **Transitorios de alta frecuencia.** Son aquellos cuya frecuencia predominante está por encima de los 500 kHz y tienen una duración típica de 5 μ s; utilizando el criterio de muestreo con esta técnica, la frecuencia de muestreo deberá ser de 20 MHz.

Debido a la capacidad de procesamiento de los equipos utilizados, no se logró realizar las simulaciones para analizar el desempeño de la técnica MAVSA en estos transitorios.

La principal dificultad en la detección de transitorios se debe a la presencia de armónicos en la señal, a altas frecuencias la distorsión armónica es mínima por tanto estas perturbaciones se detectan sin ningún inconveniente por cualquiera de los métodos explicados a continuación.

5.1.2 Comparador de pendiente máxima. Los eventos transitorios también pueden verse como cambios bruscos de pendiente. Desde un punto de vista analítico, es posible establecer una relación entre la frecuencia de una señal y su pendiente máxima, esto es, considérese una señal $x(t)$:

$$x(t) = A \operatorname{sen}(2\pi ft) \quad (50)$$

Considerando que la pendiente de dicha señal $x(t)$ se obtiene mediante su derivada :

$$\operatorname{pendiente}[x(t)] = \frac{dx(t)}{dt} = 2\pi f A \cos(2\pi ft) \quad (51)$$

La pendiente máxima de la señal $x(t)$ es:

$$\operatorname{máx}\left(\frac{dx(t)}{dt}\right) = 2\pi f A$$

Si la señal $x(t)$ se normaliza dividiéndola por su valor eficaz (ecuación 52)

$$x_n(t) = \frac{x(t)}{A_{RMS}} = \sqrt{2} \operatorname{sen}(2\pi ft) \quad (52)$$

Es posible detectar el momento en el que la pendiente de la señal supera un determinado valor máximo detectando la aparición de componentes de frecuencia mayor o igual a f_p

$$fp = \frac{\text{pendiente}_{\max}}{2\sqrt{2}\pi} \quad (53)$$

La implementación de un detector de pendiente máxima se basa en un filtro paso alto, cuya frecuencia de corte se fija en fp . La salida de dicho filtro se aplica a un convertidor de valor eficaz a C.D., comparando la salida con un nivel de referencia que indica cuándo la pendiente de la señal supera dicho umbral.

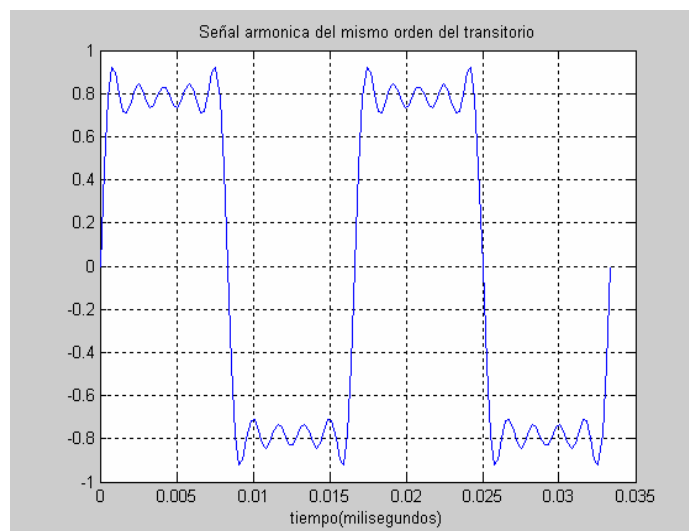
- **Limitación de la técnica.** La limitante de esta técnica se presenta en la detección de transitorios de baja frecuencia, puesto que el espectro de algunas perturbaciones o eventos solapan el rango de 300 a 5 000 Hz. Por ejemplo la distorsión armónica. Esto se constata a través del siguiente ejemplo.

La señal a analizar es:

$$Sar(t) = \sum_{k=1}^n \frac{1}{k} \text{sen}[120\pi(2k-1)t]$$

Donde $2k-1$ es el orden del armónico

Figura 34. Señal armónica con frecuencias en el rango de las frecuencias de un transitorio



En la figura 34, se muestra una señal distorsionada con componentes hasta el noveno armónico (frecuencia de 540 Hz).

Figura 35. Señal con un transitorio con frecuencia predominante de 600 Hz y duración de 50 ms de la forma $Str(t) = sen[120\pi(t)] + 1,5e^{-100t}sen[1200\pi(t)]$

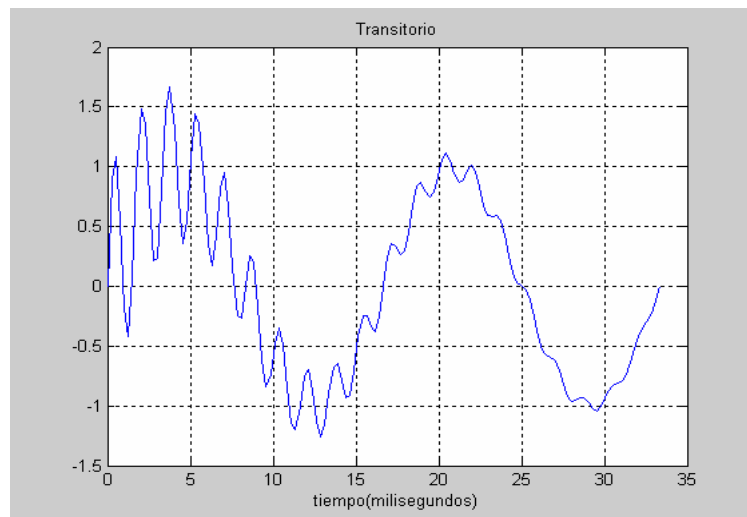
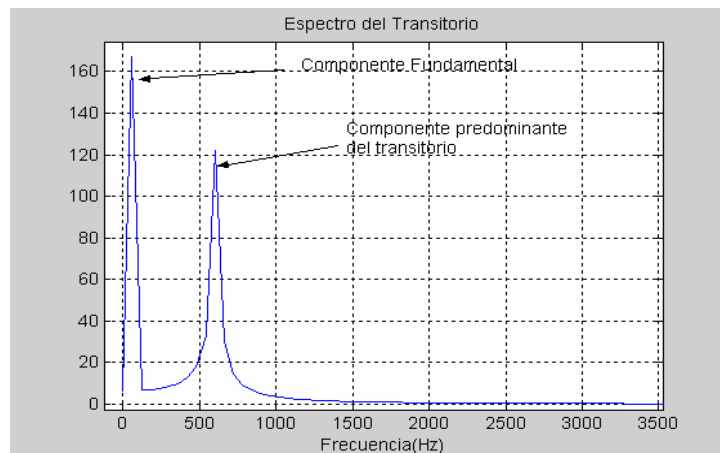


Figura 36. Espectro del transitorio de la figura 35



Al igual que la señal distorsionada, la señal con transitorio tiene una componente armónica en la frecuencia de 540 Hz que indica una pendiente de

$$pendiente_{\max} = 2\sqrt{2}\pi fp = 2\sqrt{2}\pi \times 540 = 4798$$

Como se puede observar debido a que la pendiente de la señal con el transitorio y la señal armónica tiene el mismo valor de pendiente este método no discrimina entre la señal armónica y la señal con una perturbación transitoria, lo que indica la falta de selectividad a las bajas frecuencias. Esta desventaja no se presenta en caso de transitorios de media y alta frecuencia, debido a que son poco probables las componentes de distorsión armónica en estas bandas del espectro.

5.1.3 Método del valor eficaz. A pesar de que el comparador de nivel instantáneo puede ser útil en muchas aplicaciones, las recomendaciones internacionales como la CEI y el IEEE establecen márgenes de variación para el valor eficaz de una señal para la detección de una señal transitoria.

- **Algoritmo de valor eficaz.** Este algoritmo se utiliza para aproximar el valor eficaz de una señal a partir de sus muestras. La ecuación fundamental para la estimación del valor eficaz se presenta a continuación

$$V_{RMS}(t) = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t-T}^t |x(\tau)|^2 d\tau} \quad (54)$$

Esta ecuación se puede presentar como un filtrado LIT luego de una modulación cuadrática de la señal, $x^2(t)$ (si $x(t)$ es un número real); de la siguiente forma

$$V_{RMS^2}(\omega) = \left[\frac{1}{2\pi} X(\omega) * X(\omega) \right] \cdot \left[\frac{\text{Sen}\left(\frac{\omega T}{2}\right)}{\frac{\omega T}{2}} e^{-j\frac{\omega T}{2}} \right]. \quad (55)$$

El intervalo de tiempo (T) para el cual se calcula el valor eficaz, se determina a partir de una estimación de la frecuencia de la señal o partir de la frecuencia nominal del sistema. Por consiguiente, si hay errores en la estimación de la frecuencia o si varía la frecuencia de operación del sistema de energía eléctrica, se presentarán oscilaciones en el valor eficaz estimado, cuando éste realmente no está variando en función del tiempo. Esto se debe a que el proceso de filtrado no elimina las componentes de frecuencia de la modulación cuadrática diferentes a la componente de continua, ya que los cruces por cero de la respuesta en frecuencia no coinciden con las frecuencias de los armónicos de la señal [Duarte, 02].

- **Estimación del valor eficaz mediante acumulación discreta de las muestras de la señal para evaluación de transitorios.** La estimación digital del valor eficaz involucra un proceso de muestreo, así como también un proceso de cuantificación y codificación de la señal. En este trabajo se considerará un proceso de muestreo ideal en cual se toman M muestras sobre medio ciclo de la señal, considerando que la frecuencia medida de esta señal es f_m , entonces la frecuencia de muestreo de la señal es $F_{muestreo} = M * f_m$ [Hz]. Para evitar el fenómeno de *solapamiento* (solapamiento del espectro) la mayor frecuencia que puede existir en la señal $x(t)$ debe ser menor a $0,5 * M * f_m$ [Hz] (de acuerdo con el teorema de *Nyquist*).

Mediante las muestras $x[n]$ es posible aproximar el valor eficaz de la señal $x(t)$ para un intervalo de tiempo de duración T segundos. Para esto, la aproximación del valor eficaz en el tiempo respectivo para la muestra n requiere de L muestras anteriores y se calcula así:

$$V_{RMS}[n] = \sqrt{\frac{1}{L} \sum_{m=n-L}^{n-1} x^2[m]} \quad (56)$$

La cantidad de muestras L corresponde al número de muestras que se han tomado de la señal en el intervalo de tiempo T segundos. Este intervalo de tiempo corresponde normalmente a un múltiplo entero del periodo medido de la señal $x(t)$;

es decir, un múltiplo entero de $1/f_m$. No obstante, para la detección de cambios rápidos (transitorios) en algunos casos este intervalo corresponde a la mitad del periodo medido de la señal [Duarte, 02].

La detección utilizando este método se produce cuando el valor de tensión excede un umbral del 10% del valor de tensión declarado (U_{din}) [Tutorial discussion on Transient assessment ,98].

- **Respuesta en frecuencia utilizando el algoritmo de valor eficaz.** De la ecuación (21) se deduce que este algoritmo corresponde nuevamente a un filtrado LIT de la señal discreta elevada al cuadrado (modulación cuadrática). Asimismo, la interpretación en el dominio de la frecuencia de esta operación corresponde a:

$$V_{RMS^2}(e^{j\omega}) = \left[\frac{1}{2\pi} X(e^{j\omega}) \cdot (2\pi) X(e^{j\omega}) \right] \cdot \left[\frac{\text{Sen}\left(\frac{\omega L}{2}\right)}{L \text{Sen}\left(\frac{\omega}{2}\right)} e^{-j\frac{\omega(L+1)}{2}} \right] \quad (57)$$

- **Limitaciones de la técnica.** Al igual que con la técnica de la pendiente, al utilizar el algoritmo de valor eficaz, la detección de un transitorio se puede confundir con la de una señal armónica debido a que el filtrado de la señal $x(t)$ es un filtrado pasa bajas y no elimina los armónicos como la técnica MAVSA, lo cual es su principal desventaja.

En las figura 22 se muestra la variación del valor eficaz en el tiempo de la señal armónica de la figura 34.

		pueden ser considerada como un transitorio.
Debido al criterio de "Nyquist", se debe emplear equipos de una gran capacidad y rapidez de procesamiento.	La frecuencia de muestreo es menor que el empleado en la técnica MAVSA, solo se debe cumplir con el criterio de "Nyquist"	Al igual que la técnica de la pendiente la frecuencia muestreo es menor que la empleada en la técnica MAVSA, sólo se debe cumplir con el criterio de "Nyquist"
Se comporta como un filtro pasa bandas con ganancia cero a las frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental	Se comporta como un filtro pasa bajas con corte en el valor de la pendiente.	Se comporta como un filtro pasa bajas
Debido a la cantidad de datos que maneja para realizar el muestreo de transitorios de alta y media frecuencia esta técnica requiere mayor tiempo de cómputo.	Para la detección de transitorios de media y alta frecuencia, puede llegar a ser más conveniente en cuanto a la relación beneficio costo.	Para la detección de transitorios de media y alta frecuencia, puede llegar a ser más conveniente en cuanto a la relación beneficio costo.

Las conclusiones anteriores se hicieron sin tener en cuenta el deslizamiento de fase.

5.2 VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN

A continuación se presentan los métodos de monitorización de las variaciones de corta duración, dentro de las cuales se incluyen caídas, elevaciones e

interrupciones de tensión como se explica en el capítulo 2. La forma de estimación de la tensión, las ventanas de observación y los diferentes límites de detección se exponen a continuación.

5.2.1 Estimación de la tensión. Para la monitorización de las variaciones de corta duración es necesaria la evaluación de la desviación de la tensión eficaz (V_{RMS})* de una tensión de referencia (U_{ref}).

El cálculo del valor eficaz de un número de N muestras de un ciclo de la tensión se realiza mediante la ecuación (58) [IEEE 1159 draf ,02].

$$V_{RMS}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [v(i)]^2} \quad (58)$$

Donde

$v(i)$ es el valor de la tensión en la muestra i

N es el número de muestras por ciclo

k es el ciclo k de la señal de tensión

La tensión de referencia U_{ref} , es el valor utilizado para determinar la profundidad de la caída o altura de la elevación de tensión; ésta se puede obtener estimando el valor eficaz de tensión antes de la aparición de la variación. La CEI 61 000-4-30 recomienda que esta tensión de referencia sea la tensión declarada U_{din} o la tensión “sliding” U_{sr} .

* El estudio de las características del algoritmo del valor eficaz se presenta en el numeral 5.1.3

- **Caídas de tensión.** En sistemas monofásicos una caída de tensión empieza cuando el $V_{RMS(1/2)}$ está por debajo del umbral de la caída de tensión y finaliza cuando el $V_{RMS(1/2)}$ es igual a o superior al umbral de la caída de tensión más la tensión de histéresis.

Para sistemas polifásicos el evento de corta duración comienza cuando la $V_{RMS(1/2)}$ cae por debajo del umbral para la monitorización de la caída en uno o más canales y termina cuando el $V_{RMS(1/2)}$ de todas las medidas de los canales son iguales a o superiores al umbral de la caída más la tensión de histéresis

- **Elevación de tensión.** Una elevación de tensión empieza cuando el $V_{RMS(1/2)}$ se eleva por encima del umbral de la elevación y termina cuando el $V_{RMS(1/2)}$ es igual a o inferior al umbral de la elevación menos la tensión de histéresis.

Para la monitorización de la elevación en sistemas polifásicos, el evento comienza cuando la $V_{RMS(1/2)}$ se eleva por encima del umbral de la elevación en uno o más canales y termina cuando la $V_{RMS(1/2)}$ de todas las medidas de los canales son iguales a o inferiores al umbral de la elevación menos la tensión de histéresis.

- **Interrupciones.** En sistemas monofásicos una interrupción de tensión empieza cuando la $V_{RMS(1/2)}$ cae por debajo del umbral de la interrupción de tensión y termina cuando la $V_{RMS(1/2)}$ es igual a o superior al umbral de la interrupción de tensión más la tensión de histéresis.

En sistemas polifásicos una interrupción de tensión comienza cuando la $V_{RMS(1/2)}$ cae por debajo del umbral de la interrupción de tensión en todos los canales y termina cuando la $V_{RMS(1/2)}$ de una de las medidas de los canales es igual a, o superior al umbral de la interrupción de tensión más la tensión de histéresis.

- **Cálculo de tensión de referencia “sliding” (U_{sr}).** Para realizar el cálculo de la tensión de referencia *sliding*, la cual es recomendada por la CEI 61 000-4-30, para la detección de una caída (*sag*) o una elevación de tensión (*swell*), se procede utilizando un filtro de primer orden con una constante de tiempo de 1-min. Este filtro está definido por la ecuación (59).

Considerando que:

$$U_{sr(n)} = \sum_{k=1}^{300} \frac{U_{12ciclos,k}}{300} = \sum_{k=1}^{299} \frac{U_{12ciclos,k}}{300} + \frac{U_{12ciclos,300}}{300}$$

$$\sum_{k=1}^{299} U_{12ciclos,k} \cong \frac{299}{300} U_{sr(n-1)}$$

$$U_{12ciclos,300} = U_{12ciclos}$$

$U_{sr(n)} = 0,9967 \times U_{sr(n-1)} + 0,0033 \times U_{12ciclos}$	(59)
--	------

Donde

$U_{sr(n)}$ es el valor presente de la tensión de referencia *sliding*

$U_{sr(n-1)}$ es el valor previo de la tensión de referencia *sliding*

$U_{12ciclos}$ es el valor eficaz más reciente de 12 ciclos.

Cuando la medición comienza, el valor inicial de la tensión U_{sr} es seleccionado de acuerdo al U_{din} . La U_{sr} es estimada cada 12 ciclos.

Es más conveniente calcular la desviación de la tensión de referencia que la desviación de la tensión nominal, debido a que se diferencia la desviación de tensión causada por una variación de corta duración durante una variación de larga duración.

Como ejemplo, si se tiene una subtensión de 0,9 p.u y durante este evento sucede un hueco de tensión, en el cual el valor eficaz alcanza un valor de 0,2 p.u de la tensión nominal, con una tensión de 13,2 kV se obtienen siguientes resultados.

Tabla 24. Obtención de los valores de tensión para una caída de tensión de 0.2 p.u con una subtensión previa de 0,9 p.u

U_n (kV)	ΔU_n (kV)	U_{sr} (kV)	U_h (kV)	ΔU_{nh}
13,2	1,32	11,88	2,64	9,24

U_n es la tensión nominal

ΔU_{ns} es la caída de tensión por subtensión

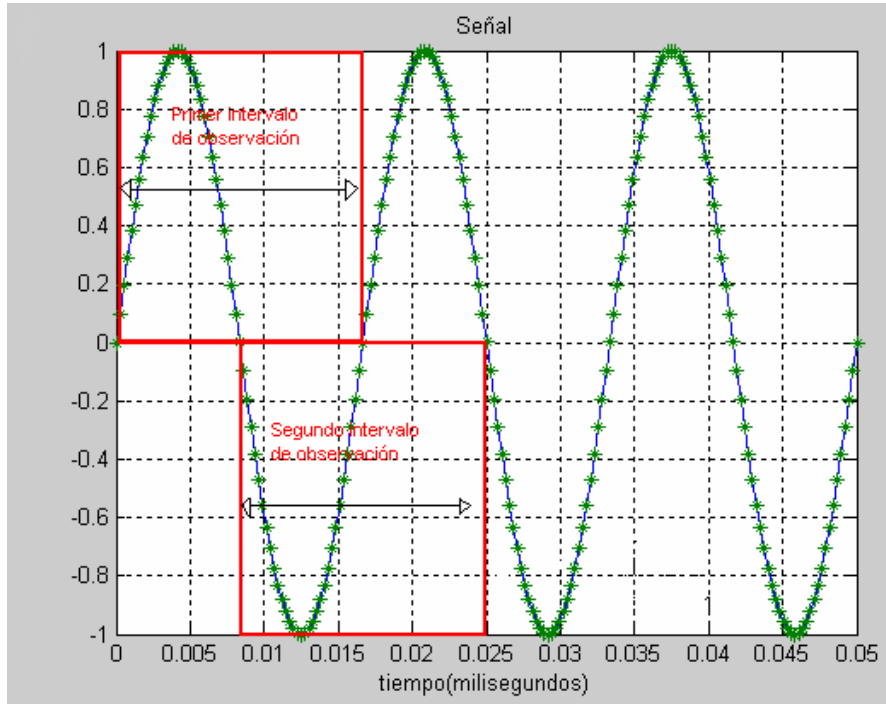
U_h es la tensión durante la caída de tensión

ΔU_{nh} es la profundidad de la caída de tensión ($\Delta U_{nh} = U_{sr} - U_h$)

Al obtener la desviación a partir de la tensión de referencia se obtiene la verdadera tensión durante la caída que en este caso es 77,78 % de la tensión de referencia ó 70 % de la tensión nominal y no 80 % de la tensión nominal, si erróneamente se calculara la caída de tensión del hueco como la diferencia de $U_n - U_h$.

5.2.2 Ventanas de observación. En la monitorización de las variaciones de corta duración el parámetro más importante a medir es la variación del valor eficaz de la tensión en el tiempo; este valor se obtiene promediando los valores eficaces de la tensión sobre una ventana de cierta duración; el IEEE [IEEE 1159.1 , 02]. y la CEI [CEI 61000-4-30, 02] recomiendan que el valor eficaz de la tensión sea valorado en ventanas de un ciclo refrescado cada medio ciclo como se muestra en la Figura 38.

Figura 38. Intervalos de observación para la monitorización de un evento de corta duración



Como el valor eficaz es obtenido promediando las muestras de tensiones se tiene una incertidumbre en el instante de detección del inicio del evento. Para la ventana

de medio ciclo la incertidumbre es $0,5 \times \frac{1}{f} = 0,5 \times \frac{1}{60}$ es decir 8,33 ms.

Para las mediciones en una sola fase sólo es necesaria la evaluación de la magnitud versus el tiempo, la evaluación del ángulo de fase versus el tiempo es necesaria para el análisis de las tres fases.

El ángulo de fase de la tensión es obtenido de la componente fundamental de tensión sobre una ventana de un ciclo este ángulo de la tensión de fase es comparado con el ángulo de fase de la tensión previa al evento. Esto se hace con el fin de poder caracterizar la caída de tensión [Voltage Sag Indices – Draft 1,1 ,00].

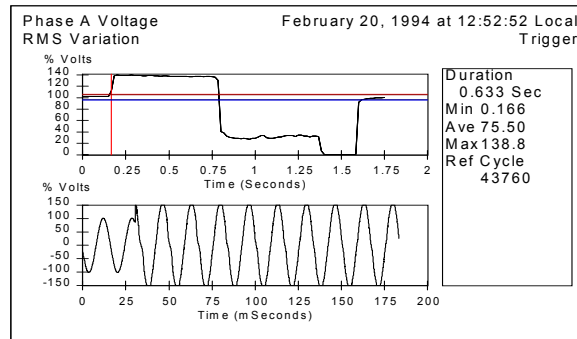
5.2.3 Límites de detección. Los límites de detección propuestos por este trabajo son presentados en la tabla 25, aplicables al sistema eléctrico Colombiano con base en las recomendaciones realizadas por el IEEE en su recomendación 1 159 debido a que la CREG en su resolución 096 del 2 000 artículo 1 lo dispone.

Tabla 25. Umbrales de detección para las variaciones de Corta Duración

Categoría	Límite sugerido en p.u con respecto a la tensión de referencia
caídas	0,9 p.u
elevaciones	1,1 p.u
interrupciones	0,1 p.u

5.2.4 Eventos no rectangulares. El 10% de los eventos (caídas, elevaciones), no son rectangulares [EPRI TR-106294-V2 , 96]. Debido a esto, este trabajo propone una técnica para la monitorización de este tipo de eventos llamada “método Tensión especificada” que consiste en designar niveles de tensión específicos en los cuales se evalúan los periodos de tiempo que el valor eficaz de la tensión excede estas tensiones especificadas.

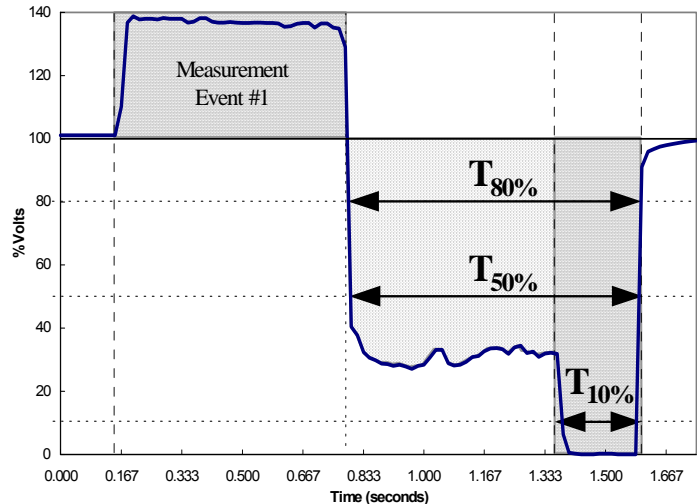
Figura 39. Ejemplo de un evento no rectangular



Fuente: [Brooks et al, 95]

En la figura 39 se ilustra el concepto de tensión especificada para tres niveles de tensión específicos los cuales son: 80%, 50%, y 10%. Para estos niveles de tensión se evalúa el tiempo en el cual el valor eficaz de la tensión está por debajo de estos niveles; el $T_{80\%}$ es la duración característica del evento para una evaluación de una caída que tiene magnitudes $< 80\%$ de la tensión de referencia. Asimismo, el $\% T_{50}$ y el $\% T_{10}$ son las duraciones asociadas con la evaluación de las caídas con relación a los niveles de tensión especificados.

Figura 40. Caracterización de huecos de tensión no rectangulares



Fuente: [Brooks et al, 95]

La consecuencia de este método es que un evento puede tener una duración diferente dependiendo de los diferentes umbrales de tensión utilizados para la evaluación. Estos valores de duración diferentes se pueden utilizar para obtener estadísticas del sitio y estadísticas del sistema.

5.3 VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN

Las variaciones de larga duración están dentro de las categorías de las variaciones en estado estacionario y se dividen en tres subcategorías: interrupción, sobretensión y subtensión. A continuación se presenta como estimar la tensión y los intervalos de medida.

5.3.1 Estimación de la tensión. La monitorización de las variaciones de larga duración requiere de la evaluación de los valores eficaces de tensión para poder encontrar los parámetros de subdesviación y sobredesviación de la tensión, que son necesarios para evaluar las variaciones de larga duración. Los parámetros de

subdesviación (U_{under}) y sobredesviación (U_{over}) se determinan a partir de las ecuaciones (60) y (61):

$U_{\text{sub}} = \begin{cases} U_{\text{sub}} = 0 & \text{si } V_{\text{RMS}} > U_{\text{din}} \\ U_{\text{sub}} = \left(\frac{V_{\text{din}} - V_{\text{RMS}}}{V_{\text{din}}} \right) * 100 & \text{para otro caso} \end{cases}$	(60)
--	------

$U_{\text{sobre}} = \begin{cases} U_{\text{sobre}} = 0 & \text{si } V_{\text{RMS}} < V_{\text{din}} \\ U_{\text{sobre}} = \left(\frac{V_{\text{RMS}} - V_{\text{din}}}{V_{\text{din}}} \right) * 100 & \text{para otro caso} \end{cases}$	(61)
--	------

5.3.2 Ventanas de observación. Este tipo de variación se evalúa durante tiempos iguales a los tiempos en los cuales los equipos alcanzan la temperatura de estado-estacionario, debido a que el calentamiento es uno de los principales efectos que se producen por las variaciones larga duración .

El ANSI indica que el valor eficaz de la tensión excluye las tensiones transitorias y sobretensiones temporales causadas por condiciones del sistema como las fallas y la desconexión de carga. De acuerdo a esto, se deben utilizar intervalos de 10 minutos (ver Capítulo 4).

El valor eficaz puede ser estimado con los valores eficaces de las tensiones instantáneas medidas en ventanas de 12 ciclos lo cual es una recomendación de la CEI 61 000-4-30. A continuación se presentan los intervalos de agregación, debido a que este tipo de eventos son como su nombre lo indica de larga duración y los equipos no pueden almacenar tantos datos.

5.3.3 Agregación de datos utilizando intervalos de 3s. Debido a que las ventanas básicas de observación son de 3s, dentro de los 3 segundos hay 15 ventanas de 12 ciclos (200 ms), la agregación se realiza entonces utilizando las

ecuaciones (62) y (63) respectivamente para los parámetros de sobretensiones y subtensiones.

$$U_{sub,3seg} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{15} U_{sub12ciclos,i}^2}{15}} \quad (62)$$

$$U_{sobre,3seg} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{15} U_{sobre12ciclos,i}^2}{15}} \quad (63)$$

5.3.4 Agregación de datos utilizando intervalos de 10min. Dentro del intervalo de 10 minutos existen 200 ventanas de observación de 3 segundos, la agregación se realiza utilizando las ecuaciones (64) y (65) respectivamente para los parámetros de sobretensiones y subtensiones.

$$U_{sub,10min} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{200} U_{sub3seg,i}^2}{200}} \quad (64)$$

$$U_{sobre,10min} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{200} U_{sobre3seg,i}^2}{200}} \quad (65)$$

5.3.5 Agregación de datos utilizando intervalos de 2 horas. Dentro del intervalo de 2 horas existen 12 ventanas de observación de 10 minutos, la agregación se realiza utilizando las ecuaciones (66) y (67) respectivamente para los parámetros de sobretensiones y subtensiones

$$U_{sub,2\text{ horas}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{12} U_{sub\ 10\text{ min},i}^2}{12}} \quad (66)$$

$$U_{sobre,2\text{ horas}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{12} U_{sobre\ 10\text{ min},i}^2}{12}} \quad (67)$$

5.4 DESBALANCES DE TENSIÓN

A pesar de los desarrollos tecnológicos aún se realiza la medición de los desbalances de tensión utilizando tres vóltmetros para evaluar cada uno de los valores eficaces de las tensiones fase-fase y así evaluar la relación entre los valores más altos y bajos medidos, sin embargo, como la tensión y la carga son variantes en el tiempo, esta forma de medida pierde validez.

Antes de 1978 los fabricantes recomendaban que los desbalances de la tensión de alimentación de los motores no debieran exceder el 1% [NEMA MG1, 78]; pero Roger Bergeron [Roger, 89] en algunas pruebas realizadas en laboratorios ha demostrado que los motores pueden tolerar hasta un valor límite del 2% de desbalance.

Este valor límite (2%) de factor de desbalance (U_u) se compara durante un periodo de tiempo relacionado con el tiempo de calentamiento del motor (es decir cinco tiempos de calentamiento hasta que el motor alcance un estado estable de temperatura).

El valor límite de U_u y el tiempo de observación se relacionan con el funcionamiento de los motores debido a que estos son los equipos más afectados por los desbalances.

En Colombia la CREG mediante resolución 096 del 2000, artículo 1, numeral 6.11 referente a los “estándares de calidad de la potencia suministrada” no indica los límites del factor U_u , por tanto este trabajo adopta el valor límite de desbalance propuesto por la IEEE 1159 el cual es 2% debido a que los límites de otros parámetros como distorsión armónica, *flicker*, transitorios de tensión en esta resolución sigue las recomendaciones del IEEE.

5.4.1 Estimación de la tensión. A continuación se exponen los requisitos básicos para evaluar los desbalances de tensión, los períodos de observación y los métodos para cálculo de U_u .

- **Frecuencia de muestreo.** Para la valoración de desbalances de tensión se requieren del muestreo de todas las tensiones fase-neutro y tensiones fase-fase con una frecuencia de muestreo de por lo menos 1 920 Hz (32 muestras/ciclo) [*Tutorial on Voltage Imbalance Assessment*, 98]; si se utiliza un filtro analógico para atenuar el contenido armónico de la señal puede utilizarse una frecuencia de muestreo menor. Para medir las tensiones de media y alta tensión se utilizan tres transformadores idénticos de alta precisión (clase 0.6 o menor) e iguales impedancias de carga.

- **Ventanas e intervalos de observación.** Los valores instantáneos de factor de desbalance (U_u) generalmente no son de interés. El CIGRE-CIRED Working Group 02 (CC02) [IEEE 1159.1, 02] recomienda que el valor eficaz de U_u calculado cada tres segundos consecutivos sea evaluado de acuerdo con la ecuación (68) ; donde se utilizan ventanas básicas de evaluación de 12 ciclos (200ms) (Ver capítulo 4).

$$U_{u-3s} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{15} U_{u,12ciclos i}^2}{15}} \quad (68)$$

El CIGRE-CIRED Working Group 02 (CC02) también recomienda evaluar el factor de desbalance de corta duración en intervalos de 10 minutos, para lo cual se utiliza la ecuación 69.

$$U_{u-10min} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{200} U_{u,3seg i}}{200}} \quad (69)$$

Asimismo la norma CEI 61 000-4-30 además de recomendar el intervalo de 3s también utiliza el intervalo de 10 minutos ($U_{u-10min}$), útil para indicar el recalentamiento en convertidores de C.D. trifásicos.

Con el objetivo de comparar las medidas con los niveles de desbalances esperados, CCO2 recomienda el muestreo de la tensión de desbalance durante una semana y procesar las muestras con el fin de comparar con el valor eficaz máximo calculado para intervalos de 10 minutos durante toda la semana (24 X 6 X 7 valores) ($U_{u-10min}$). El 95% de la frecuencia diariamente acumulada de las tensiones de desbalances evaluadas en intervalos de 3 segundos podría ser utilizada para la comparación. El CCO2 además recomienda que el valor máximo sobre 3 segundos debe compararse con 1,5 o 2 veces el nivel de desbalance (U_U) esperado [*Tutorial on Voltage Imbalance Assessment*, 98].

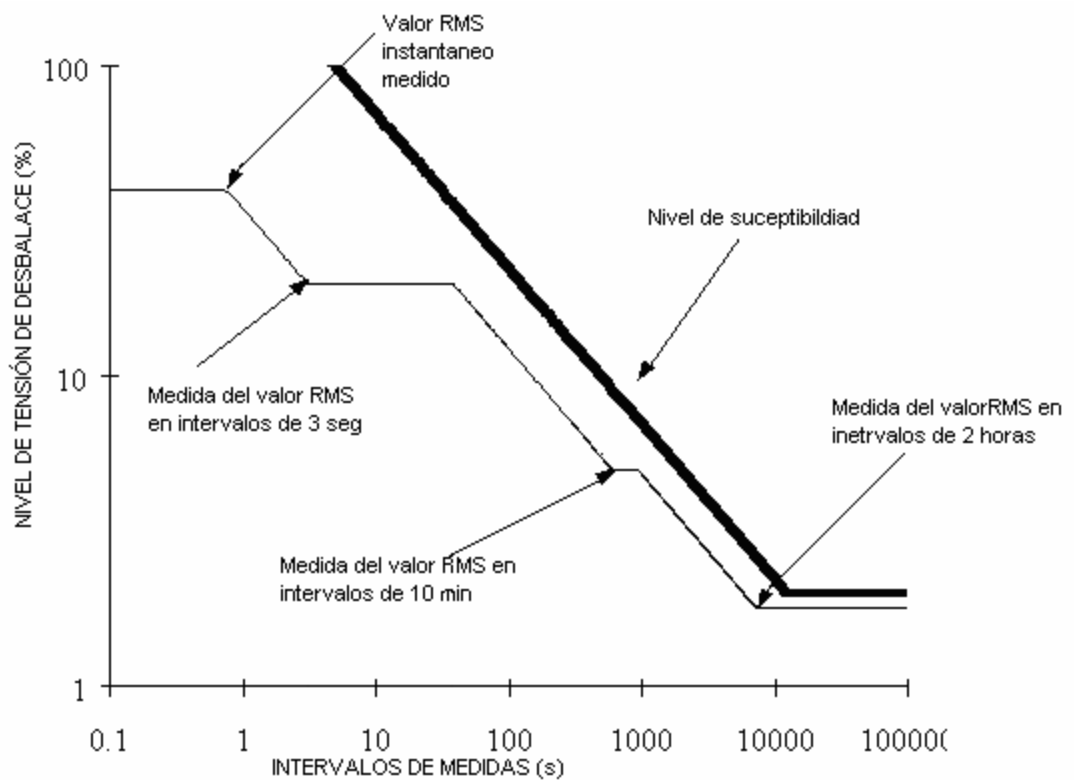
Para realizar la evaluación de la contribución de una carga específica, el periodo de medida debe corresponder al ciclo de operación normal de la carga.

Si el estudio del desbalance se orienta a determinar el factor de severidad relacionado a los motores eléctricos y aparatos de potencia, el valor del U_U debe ser evaluado en base a un intervalo de 2 horas; como ya se explico en el capítulo 4, para la evaluación de U_{u-2h} se evalúa con 12 valores de $U_{u-10min}$. ecuación (70)

$$U_{u-2h} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{12} U_{u,10\text{min}-i}^2}{12}} \quad (70)$$

El valor máximo calculado para cada intervalo (3seg, 10 minutos y 2 horas) se utiliza para obtener la gráfica de la figura 41.

Figura 41: Ejemplo de coordinación firme entre desequilibrio de tensión real medido y la susceptibilidad de motor.



Fuente: [Tutorial on Voltage Imbalance Assessment ,98]

Se debe mantener un margen adecuado entre la curva de susceptibilidad y la curva obtenida con los valores medidos [Roger, 96].

- **Métodos para calcular el factor de desbalance.** En este trabajo se recomiendan varios métodos para calcular el factor de desbalance de tensión (U_u), incluyendo el recomendado en la CEI 61 000-4-30; la utilización de uno u otro método depende de la exactitud que se requiera.

Las diferentes formas de evaluar el factor U_u son:

- Cada tensión de fase-tierra es muestreada y filtrada; la amplitud y el ángulo de fase de la fundamental se calcula para obtener los vectores \vec{U}_{an} , \vec{U}_{bn} y \vec{U}_{cn} .

El factor de desbalance de tensión instantáneo es evaluado así:

$$U_u = \left| \frac{(\vec{U}_{an} + \vec{a}^2 \vec{U}_{bn} + \vec{a} \vec{U}_{cn})}{(\vec{U}_{an} + \vec{a} \vec{U}_{bn} + \vec{a}^2 \vec{U}_{cn})} \right| \times 100\% \quad (71)$$

Donde $\vec{a} = 1 \angle 120^\circ$

- Dos tensiones fase-fase son muestreadas y filtrada para dar los vectores \vec{U}_{ab} , y \vec{U}_{bc} . El factor de desbalance de tensión instantáneo es evaluado así:

$$U_u = \left| \frac{(\vec{U}_{ab} - \vec{a} \vec{U}_{bc})}{(\vec{U}_{ab} - \vec{a}^2 \vec{U}_{bc})} \right| \times 100\% \quad (72)$$

Donde $\vec{a} = 1 \angle 120^\circ$

- La técnica propuesta por la CEI 61 000-4-30. Consiste en que cada tensión fase-fase es muestreada y filtrada, y la amplitud de la fundamental es calculada para dar \vec{U}_{ab} , \vec{U}_{bc} y \vec{U}_{ca} . El factor de desbalance de tensión instantáneo es evaluado así:

$$U_u = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \times 100 \quad (73)$$

Donde

$$\beta = \frac{U_{ab}^4 + U_{bc}^4 + U_{ca}^4}{(U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2)^2} \quad (74)$$

- Cada tensión fase-fase es muestreada y filtrada, y la amplitud de la fundamental es calculada para dar la aptitud de la fundamental U_{ab} , U_{bc} y U_{ca} .

El factor de desbalance de tensión instantáneo es evaluado así:

$$U_u = \frac{\text{Maxima tensión de desviación del promedio}}{\text{promedio de las tres fases}} \times 100 \quad (75)$$

A continuación se presenta un ejemplo para poder contrastar los diferentes métodos

Cálculo del factor u_u cuando se presentan las siguientes tensiones:

$$U_{an} = 0,8 \angle 82,8^\circ, U_{bn} = 1,2 \angle -41,4^\circ, U_{cn} = 1 \angle 180^\circ$$

$$\vec{U}_{an} + \vec{a}^2 \vec{U}_{bn} + \vec{a} \vec{U}_{cn} = 0,8 \angle 82,8^\circ + 1 \angle -120^\circ \times 1,2 \angle -41,4^\circ + 1 \angle 120^\circ \times 1 \angle 180^\circ$$

$$\vec{U}_{an} + \vec{a}^2 \vec{U}_{bn} + \vec{a} \vec{U}_{cn} = 0,70394 \angle -139,72$$

$$\vec{U}_{an} + \vec{a} \vec{U}_{bn} + \vec{a}^2 \vec{U}_{cn} = 0,8 \angle 82,8^\circ + 1 \angle 120^\circ \times 1,2 \angle -41,4^\circ + 1 \angle -120^\circ \times 1 \angle 180^\circ$$

$$\vec{U}_{an} + \vec{a} \vec{U}_{bn} + \vec{a}^2 \vec{U}_{cn} = 2,9571 \angle 73,55$$

Entonces

$$Uu = \frac{\left| \left(\vec{U}_{an} + \vec{a}^2 \vec{U}_{bn} + \vec{a} \vec{U}_{cn} \right) \right|}{\left| \vec{U}_{an} + \vec{a} \vec{U}_{bn} + \vec{a}^2 \vec{U}_{cn} \right|} \times 100\% = \frac{0,70394}{2,9571} \times 100\%$$

$$Uu = 23,805 \%$$

Por el segundo método

$$Uu = \frac{\left| \left(\vec{U}_{ab} - \vec{a} \vec{U}_{bc} \right) \right|}{\left| \vec{U}_{ab} - \vec{a}^2 \vec{U}_{bc} \right|} \times 100\%$$

Como

$$\vec{U}_{ab} = \vec{U}_{an} - \vec{U}_{bn} = 0,8 \angle 82,8^0 - 1,2 \angle -41,4^0 = 1,777 \angle 116,74^0$$

$$\vec{U}_{bc} = \vec{U}_{bn} - \vec{U}_{cn} = 1,2 \angle -41,4^0 - 1 \angle 180^0 = 2,0591 \angle -22,67^0$$

$$Uu = \frac{\left| \left(\vec{U}_{ab} - \vec{a} \vec{U}_{bc} \right) \right|}{\left| \vec{U}_{ab} - \vec{a}^2 \vec{U}_{bc} \right|} \times 100\% = \frac{\left| \left(1,777 \angle 116,74^0 - 1 \angle 120^0 \times 2,0591 \angle -22,67^0 \right) \right|}{\left| \left(1,777 \angle 116,74^0 - 1 \angle -120^0 \times 2,0591 \angle -22,67^0 \right) \right|} \times 100\%$$

$$Uu = 23,805 \%$$

Para el tercer método

$$\vec{U}_{ca} = \vec{U}_{cn} - \vec{U}_{an} = 1 \angle 180^0 - 0,8 \angle 82,8^0 = 1,3566 \angle -144,19$$

$$Uu = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \times 100$$

$$\beta = \frac{U_{ab}^4 + U_{bc}^4 + U_{ca}^4}{\left(U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2 \right)^2} = .3672$$

$$Uu = 23,807 \%$$

Para el cuarto método de cálculo del factor U_u

$$U_u = \frac{\text{Maxima tensión de desviación del promedio}}{\text{promedio de las tres fases}} \times 100$$

Promedio de la magnitud de las tensiones (U_p)

$$U_p = \frac{U_{an} + U_{bn} + U_{cn}}{3} = \frac{0,8 + 1,2 + 1}{3} = 1$$

$$\Delta U_{an} = 0,2, \Delta U_{bn} = 0,2 \text{ y } \Delta U_{cn} = 0$$

Entonces $\text{máx}(\Delta U) = 0,2$

Por lo tanto $U_u = \frac{0,2}{1} \times 100 = 20\%$

Como se observa en el ejemplo los tres primeros métodos producen un mismo factor de desbalance, por el contrario el último método implica un error del 16% en comparación con los tres métodos anteriores. Como el ejemplo lo comprueba los tres primeros métodos producen un mismo valor de U_u , entonces la ventaja de un método sobre otro consiste en el número de datos y la complejidad de los cálculos que se necesiten para la evaluación.

De los métodos para el cálculo del factor de desbalance anteriores se recomienda el tercer método debido a que las operaciones de cálculo se realizan con valores reales a diferencia del primer y segundo método los cuales utilizan valores complejos.

5.4 MEDICIÓN DE LA FRECUENCIA

La frecuencia en los sistemas eléctricos está determinada por la velocidad de los generadores eléctricos, en grandes sistemas conectados en red, las inercias

combinadas de los grandes generadores que operan sincrónicamente proporcionan un sistema estable en cuanto lo que tiene que ver con frecuencia. Los efectos producidos por desviaciones de frecuencia en las cargas conectadas varían según el tipo de carga. La mayoría de equipos pueden tolerar cambios de frecuencia hasta +/-0,5 Hz lo que es un poco menos que el 1% en sistemas de 60 Hz [IEEE 446, 95] . Las variaciones de frecuencia pueden afectar el desempeño de los cronómetros electrónicos, dónde un intervalo de tiempo es determinado por los cruces por cero de la tensión C.A.

5.5.1 Métodos de medición. A continuación se presentan dos métodos para la estimación de la frecuencia propuestos por la CEI 61 000-4-30.

- **Cruces por cero.** La frecuencia debe evaluada cada 10 s. Como la frecuencia industrial no es exactamente 60 Hz en los intervalos de 10 s, el número de ciclos podría no ser un número entero. La frecuencia fundamental de salida es la razón entre el número de ciclos enteros contados durante el intervalo de 10 s dividido por la duración acumulada de los ciclos enteros.

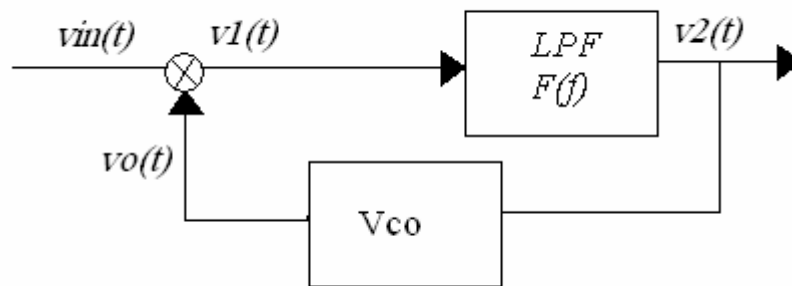
$$f_{salida} = \frac{N_{ciclos,10s}}{T_{n,ciclos}} \quad (76)$$

Antes de cada medición, los armónicos e interarmónicos deben ser atenuados, para minimizar los efectos por cruces por cero. Los intervalos de medida no se deben sobreponer. Los ciclos individuales que sobrepasen los intervalos de tiempo de 10 s deben ser descartados. Cada intervalo de 10 segundos se debe comenzar en un valor absoluto del reloj, +/-16,7ms [CEI 61 000-4-30 ,03].

- **Circuitos de fase cerrada PLL.** Un circuito de fase cerrada (PLL por sus siglas en inglés: *phase locked loop*) se conforma de tres componentes básicas: un

detector de fase, un filtro pasabajas y un oscilador controlado por tensión (Vco, por sus siglas en inglés: *voltage controlled oscillator*).

Figura 42. Circuito de fase cerrada PLL



El Vco es un oscilador que produce una onda periódica cuya frecuencia puede variar alrededor de una frecuencia estable, f_0 , (frecuencia de operación del sistema) de acuerdo con la tensión aplicada $v_2(t)$.

Considerando que

$$v_{in}(t) = A_i \text{sen}[2\pi f_0 t + \theta_i(t)]$$

$$v_o(t) = A_0 \cos[2\pi f_0 t + \theta_o(t)] \tag{77}$$

$$\theta_o(t) = K_v \int_{-\infty}^t v_2(\tau) d\tau$$

La tensión $v_1(t)$ es igual a:

$$v_1(t) = K_m v_{in}(t) v_0(t) = K_m A_i A_0 \text{sen}[2\pi f_0 t + \theta_i(t)] \cos[2\pi f_0 t + \theta_0(t)] \quad (78)$$

Es decir:

$$v_1(t) = \frac{K_m A_i A_0}{2} \text{sen}[\theta_i(t) - \theta_0(t)] + \frac{K_m A_i A_0}{2} \cos[4\pi f_0 t + \theta_i(t) - \theta_0(t)] \quad (79)$$

Donde K_v es la constante de ganancia del Vco (rad/V-s) y K_m es la ganancia del multiplicador.

El término de la frecuencia correspondiente a la suma de frecuencias es filtrado por el filtro pasa bajas (LPF), de modo que la salida de este es:

$$v_2(t) = K_d \text{sen}[\theta_d(t)] * g(t) \quad (80)$$

Donde

$$\theta_d(t) = \theta_i(t) - \theta_0(t)$$

$$K_d = \frac{K_m A_i A_0}{2}$$

(81)

La función $g(t)$ es la respuesta al impulso del LPF; $\theta_d(t)$ es la desviación de fase; K_d es la constante PD equivalente que depende de los niveles de la señal de entrada y el nivel del Vco.

La ecuación resultante que describe la operación del circuito PLL es:

$$\frac{d\theta_d(t)}{dt} = \frac{d\theta_1(t)}{dt} - K_d K_v \int_0^t [\text{sen}\theta_d(\lambda)] g(t-\lambda) d\lambda \quad (82)$$

Para una ganancia K_d grande y un ángulo pequeño tal que $\text{sen}\theta_d(t) \cong \theta_d(t)$ se obtiene la ecuación aproximada de la desviación frecuencia:

$$f_d(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta_d(t)}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta_1(t)}{dt} - \frac{1}{2\pi} K_d K_v \theta_d(t) * g(t) \quad (83)$$

Este método realiza una aproximación a la frecuencia, valido para medir pequeñas variaciones en este parámetro, se recomienda para sistemas estables. En caso contrario el mejor método de medición es el de cruces por cero cuya implementación digital es más sencilla.

5.5.2 Evaluación de la medición. Se toma el valor de una muestra cada 200 ms (para 12 ciclos de 60Hz). La evaluación se hace normalmente en ventanas de 10 segundos como propone la CEI 61 000-4-30, las cuales contienen 50 muestras de medidas de frecuencia.

- **Ecuaciones para evaluar intervalos de 10 segundos.** Por lo menos siete ecuaciones pueden ser utilizadas para la evaluar la frecuencia en intervalos de 10 segundos. Esto con el fin de realizar una evaluación estadística de la variación de la frecuencia, necesario en cláusulas contractuales.

- **La frecuencia promedio sobre los 10 segundos**

$$Fr_{promedio} = \frac{\sum_{n=1}^{50} Fr_n}{50} \quad (84)$$

- El valor eficaz de la frecuencia sobre el intervalo de 10s

$$Fr_{rms} = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^{50} Fr_n^2}{50}} \quad (85)$$

- **El valor eficaz de la desviación de frecuencia.** En este caso, cada valor de frecuencia se expresa como la desviación en por ciento de la frecuencia nominal. Se obtiene de la siguiente manera:

$$Fr_{desviación} = \left(\frac{Fr - 60}{60} \right) \times 100 \quad (86)$$

Con el valor de $Fr_{desviación}$ se puede obtener una gráfica de desviación de la frecuencia nominal en el tiempo.

Para obtener la desviación del valor eficaz de la frecuencia basada en el cálculo de desviación se usa la siguiente ecuación:

$$Fr_{desviación,rms} = 50 \times \left(1 + \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^{50} \left(\frac{Fr - 60}{60} \right)_n^2}{50}} \right) \quad (87)$$

- **Valor eficaz por encima de la frecuencia.** Para obtener el valor eficaz de la desviación de la frecuencia se utiliza la siguiente ecuación dónde todo valor negativo de (Fr-60) se iguala a cero:

$$Fr_{desviación,rms,sobre} = 50 \times \left(1 + \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^{50} \left(\frac{Fr - 60}{60} \right)_n^2}{50}} \right) \quad (88)$$

- **Valor eficaz por debajo de la frecuencia.** La desviación por debajo en por ciento de la frecuencia está entre la frecuencia nominal y la frecuencia real medida. Cuando la frecuencia real excede la frecuencia nominal, la frecuencia por debajo se vuelve cero.

Para hallar el valor eficaz de la desviación de la frecuencia se utiliza la siguiente ecuación dónde todo el valor positivo de (Fr-60) se iguala a cero:

$$Fr_{desviación,rms,debajo} = 50 \times \left(1 - \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^{50} \left(\frac{Fr - 60}{60} \right)_n^2}{50}} \right) \quad (89)$$

- **Valor promedio por encima de la frecuencia.** Para hallar el valor promedio de la desviación de la frecuencia se utiliza la siguiente ecuación, dónde todo el valor negativo de (Fr-60) se iguala a cero:

$$P_{desviación,promedio,sobre} = 60 \times \left(1 + \frac{\sum_{k=1}^{50} \left(\frac{Fr - 60}{60} \right)_k}{50} \right) \quad (90)$$

- **Valor promedio por debajo de la frecuencia.** Para hallar el valor promedio de la desviación de la frecuencia se usa la siguiente ecuación dónde todo el valor positivo de (Fr-60) se iguala a cero:

$$P_{desviación, promedio, debajo} = 60 \times \left(1 + \frac{\sum_{k=1}^{50} \left(\frac{Fr - 60}{60} \right)_k}{50} \right) \quad (91)$$

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las conclusiones y recomendaciones más relevantes de este proyecto de grado, resaltando los aportes del mismo en el análisis de una metodología de monitorización de la calidad de la energía eléctrica.

6.1 CONCLUSIONES

El trabajo de este proyecto se inicio con una revisión bibliográfica de las recomendaciones y normas internacionales relacionadas con la monitorización de la calidad de la energía eléctrica; de las más importantes la CEI 61 000-4-30 (*Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*) y la IEEE 1159 (*Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*). Esto debido a que la CEI y el IEEE son organizaciones de carácter mundial con gran aceptación y respaldo en un gran número de países.

Se realizo una revisión de las normativas y legislación nacional las cuales hacen referencia a la calidad de la energía eléctrica, esto con el fin de enmarcar la propuesta en un ámbito de legalidad nacional.

La globalización de los mercados está originando que los equipos fabricados para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica en EE.UU. y Europa se comercialicen en Latinoamérica, sin prestar demasiada atención a las necesidades de medida que son en algunos casos, bastante diferentes. Basta citar como ejemplo que en EE.UU. los equipos de medida suelen disponer de nueve canales: tres tensiones de fase, uno de la tensión neutro tierra, así como las tres corrientes de fase, además de la de neutro y tierra. En Europa, por el contrario, suele ser suficiente con siete canales: medida de las tres tensiones de fase, las tres corrientes de fase y la corriente de neutro, el presente trabajo coloca

a disposición de los interesados las características relevantes que deben tener los equipos destinados a la Monitorización de la calidad en Colombia.

Se propone tres intervalos de observación de 3 segundos, 10 minutos y 2 horas para la agregación de las medidas con el algoritmo del valor eficaz, éstos tiempos se tomaron de acuerdo a las constantes de calentamiento de los diferentes equipos que se ven afectados por las variaciones en la red, ya que el efecto predominante de éstas variaciones es el calentamiento.

Se plantean tres métodos para la agregación de las medidas, los cuales son: método de consecutivo, intervalo corregido e intervalo resincronizado. La selección de alguno de estos métodos depende del tipo de estudio a realizar y de la capacidad computacional que se tenga.

El valor eficaz agregado de un evento presenta una desviación de su valor real que depende del instante en que éste inicia y finaliza con respecto al tiempo de observación de cada intervalo; debido a este error se genera una incertidumbre en la detección del inicio y final de la variación para el Método de intervalo consecutivo; por lo cual éste método es el menos recomendado.

Se estableció el valor eficaz de los parámetros a agregar y el número de ventanas básicas en las cuales deben iniciar o finalizar los eventos para que estos sean detectados en el intervalo de observación en el cual se está evaluando para la agregación.

El Método de agregación de intervalo corregido realiza el mejor seguimiento de las variaciones del valor eficaz para un intervalo de observación dado, ya que realiza una agregación por cada ventana básica de observación, esto requiere de equipos de cómputo más robustos.

El método de intervalo resincronizado considera las máximas variaciones del valor eficaz durante el intervalo a observar disminuyendo la información a registrar a diferencia del método de intervalo corregido, por lo tanto se recomienda el método de intervalo corregido para mediciones durante largos periodos de tiempo (semanas).

Se realizó un estudio de las técnicas de detección de transitorios: método de la ventana desplazada (MAVSA), método de la pendiente (dv/dt , di/dt), método del valor eficaz, analizando las ventajas y desventajas de cada una de ellas y llegando a la conclusión que el método más apropiado para la recomendación es el Método del parámetro MAVSA (*root Mean Absolute Variation in Square Amplitude*) por su selectividad.

Se ha realizado el análisis de la respuesta en el tiempo y en la frecuencia del método del parámetro MAVSA para poder establecer el criterio de muestreo que permita la detección de los diferentes transitorios, teniendo en cuenta la clasificación propuesta por la norma NTC – 5 000 estableciendo las siguientes frecuencias de muestreo:

Clase de Transitorio	Frecuencia de Muestreo
Muy baja frecuencia ($f < 1$ kHz)	4 kHz
Baja frecuencia ($1 < f < 5$ kHz)	20 kHz
Media frecuencia ($5 < f < 500$ kHz)	2 MHz
($0,5 < f < 5$ MHz)	20 MHz

En variaciones de corta duración se plantea cómo se debe realizar la estimación de la tensión y de sus desviaciones a partir de la tensión de referencia, las

ventanas de observación y los diferentes límites de detección empleados para la medición de las variaciones de corta duración, considerando además la estimación de la tensión durante variaciones no rectangulares.

Las variaciones de larga duración se caracterizan por los factores de sobre y sub tensión, los cuales se agregan por medio del algoritmo del valor eficaz en los intervalos de medida basados en la agregación de medidas sobre 3 segundos, 10 minutos y 2 horas.

El desbalance se puede expresar por medio de un factor llamado factor de desbalance U_u . Para el cálculo de este factor se presentan cuatro diferentes métodos; a partir del estudio de los cuatro diferentes métodos de cálculo del factor U_u se llega a la conclusión que tres de estos métodos producen los mismos valores de U_u , el cuarto método produce un error del 16% con relación a los otros tres métodos. Debido a esto se escoge entre los métodos que producen un valor similar y de estos tres se escoge el método que se presenta en la propuesta de norma debido a que solo emplea valores reales.

Para la estimación de la frecuencia se estudiaron dos métodos de medición: el método de PLL y el de cruces por cero. De este estudio se concluyó que el método del cálculo de frecuencia el circuito PLL estudiado es de un sistema análogo que realiza una aproximación a la frecuencia, válido para medir pequeñas variaciones en este parámetro, por lo tanto es recomendado para sistemas estables. En caso contrario el mejor método de medición es el de cruces por cero cuya implementación digital es más sencilla.

En el proceso de adaptación de la norma internacional CEI 61 000-4-30 a norma colombiana de monitorización de la calidad de la energía eléctrica se ha considerado los siguientes aspectos:

- Los requisitos básicos de los equipos de monitorización de la calidad de la energía eléctrica, como exactitud, selectividad, métodos de detección de eventos, longitud de las ventanas de muestreo, etc.
- Los métodos para la medida e interpretación de los resultados para los parámetros de calidad en sistemas de corriente alterna (C.A).
- Los métodos de medida para cada tipo de parámetro, de forma que sea posible obtener resultados fiables, repetibles y comparables sin tener en cuenta el instrumento que se utiliza, y sus condiciones medio ambientales.
- Los parámetros de calidad de la energía eléctrica considerados en este documento son la frecuencia, la magnitud de la tensión, las caídas y elevaciones de tensión, las interrupciones, los transitorios, los desbalances de tensión, los cambios rápidos de tensión.
- La normativa con respecto a armónicos e interarmónicos de tensión y corriente y flicker se referencia a las normas CEI 61 000-4-7 y la CEI 61 000-4-15.
- La exactitud, los rangos de operación y las pruebas para verificar el correcto funcionamiento y respuesta en la medida de un parámetro de la calidad influenciado por los otros parámetros.
- El efecto de los transductores utilizados para la adquisición de las señales no se detalla en esta propuesta de norma.

Los cambios realizados en la CEI 61 000-4-30 para su adaptación como norma técnica colombiana de monitorización de la calidad de la energía eléctrica son:

- Se fija como frecuencia fundamental 60 Hz, con los límites de variación permitidos por la resolución CREG 025/95.
- Los equipos relativos al dominio temporal son el propósito central de la norma colombiana.
- Las definiciones referentes a la calidad de la energía eléctrica se enmarcaron en la normativa colombiana (NTC y resoluciones CREG).

6.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar procesos de medición en el sistema eléctrico colombiano siguiendo las recomendaciones de la propuesta de norma técnica de métodos de medición de la calidad de la energía eléctrica para disponer de una base de datos con registro de la mayor cantidad posible de eventos y así evaluar y ajustar aspectos que mejoren la calidad de la norma y del sistema eléctrico.

Realizar estudios y proyectos de grado enfocados a disponer de una sistema de medición que se ajuste a la normativa vigente, pero sin perder la flexibilidad suficiente para poder registrar eventos que no estén tipificados en las normas. Además, el equipo diseñado debería disponer también de aplicaciones con las que poder realizar, de forma automática, un análisis de las mediciones realizadas.

Desde el punto de vista práctico, se debe analizar la posibilidad en el equipo de un sistema de comunicaciones, que le permita estar integrado dentro de los servicios de telecomunicaciones existentes, especialmente, cuando la explotación del mismo sea realizada por una compañía de transporte y distribución de energía.

Con el fin de analizar sistemas eléctricos extensos con un conjunto reducido de equipos; se recomienda desarrollar herramientas que identifiquen la localización

óptima de los equipos de medida en base a diferentes funciones de costo, tales como minimización del número de medidores, del error de estimación, etc.

Se recomienda estudiar otros métodos de estimación de la frecuencia con el fin de enriquecer la norma en cuanto lo que tiene que ver con este tema.

BIBLIOGRAFÍA

[Arrillaga, 00] J. Arrillaga, N.R. Watson, S. Chen, "Power quality assessment", John Wiley & Sons Ltd, 2000. Pp. 300.

[Duarte, 04] Duarte, Cesar A., "Técnicas de procesamiento de señales para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica", Proyecto de maestría (ingeniería eléctrica), UIS, 2004.

[NTC 5000, 02] Norma Técnica Colombiana 5000: "*Calidad de la potencia eléctrica (CPE). Definiciones y términos fundamentales*", Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC), 2002.

[IEEE 1159,95] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Std. 1159, New York, 1995

[IEC 61000-4-30, 03] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61 000-4-30. "*Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 4-30: Testing and measurements techniques- Power quality measurements methods*". 89 p., Geneve, Switzerland, 2003.

[Mañana, 00]. MARIO, MAÑANA. "Aportaciones a la representación, detección y clasificación de perturbaciones conducidas en sistemas eléctricos de potencia." Santander, 2000. 236 p. Tesis Doctoral Universidad de Cantabria.

[Gunther et al, 92]. Gunther, E.W.; Thompson, J.L.; Dwyer, R.; Mehta, H. "monitoring power quality levels on distribuion system". PQA'92. Atlanta, Georgia 1992.

Disponible en:

<http://www.itrc.org/reports/powerquality/powerquality.pdf>

[CEI 61000-4-7, 91] COMISIÓN ELECTROTECNICA INTERNACIONAL. CEI 61 000-4-7. “*Compatibilidad Electromagnética (CEM)-Parte 4-7: Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como los aparatos de medida, aplicable a las redes de alimentación y a los aparatos conectados a esta*”. 32 p., Geneve, Switzerland, 1991.

[CEI 61000-4-15, 97] COMISIÓN ELECTROTECNICA INTERNACIONAL. CEI 61 000-4-15. “*Compatibilidad Electromagnética (CEM)-Parte 4-15: Medidor de flicker, especificaciones funcionales y diseño*”. 21 p., Geneve, Switzerland, 1997.

[*Tutorial discussion on long duration variations assessment*, 98] IEEE PES Society, “*Tutorial discussion on long duration variations assessment*”. Available in: <http://grouper.ieee.org/groups/1159/1/keypts.html>, 2002.

[*Tutorial discussion on Transient assessment*, 98] IEEE PES Society, “*Tutorial discussion on Transient assessment*”. Available in: <http://grouper.ieee.org/groups/1159/1/keypts.html>, 2002.

[*Tutorial on Voltage Imbalance Assessment*, 98] IEEE PES Society, “*Tutorial discussion on Voltage Imbalance Assessment*”. Available in: <http://grouper.ieee.org/groups/1159/1/keypts.html>, 2002.

[IEEE 1159 draf ,02] IEEE PES Society, “*Draft: Guide For Recorder and Data Acquisition Requirements For Characterization of Power Quality Events*”. Available in: <http://grouper.ieee.org/groups/1159/1/keypts.html>, 2002.

[*Voltage Sag Indices – Draft 1,1 ,00*] by Math Bollen (MB) with contributions by Dan Sabin (DS), “*Draft: Voltage Sag Indices*”. Available in: <http://grouper.ieee.org/groups/1159/1/keypts.html>, 2000.

[Ruiz et al, 95] Ruiz, J.; Ortuondo, J.; Palacios, N.; Izquierdo, J.; Leturiondo, L.A.; Aramendi, E.; Amantegui, Javier. "Real Time Power Quality Measurement and Monitoring Multichannel System". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol: 10, No. 3, paginas: 1190-1199, Julio 1995.

[Balcells et al, 95] Balcells, J, Emmanuel A et al.; Practical Definitions for Powers in systems with Nonsinusoidal Waveforms and Unbalanced Loads: A discusion , IEEE Transactions on Power Delivery (Pags 97-99)

[Balcells et al, 95] Balcells, J, Emmanuel A et al.; Calidad de la Red eléctrica: como medirla? (Pags 22-26)

Disponible en:

<http://www.ct.upc.es/departaments/eel/JCEE/JCEE2001/PDFs%202000/5BALCELLS.pdf>

ANEXO A

PROPUESTA DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA DE MÉTODOS DE MEDICIÓN PARA LA MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

**PROPUESTA DE NORMA TÉCNICA
COLOMBIANA DE MÉTODOS DE MEDICIÓN
PARA LA MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD
DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

NTC-CEI

Septiembre-2004



CORRESPONDENCIA: esta norma es equivalente (EQV) a la CEI 61000-4-30

INTRODUCCIÓN

Los diferentes problemas que afectan la calidad de la energía eléctrica han tomado gran importancia, convirtiendo el sistema eléctrico en un sumidero de fallas, las cuales afectan la vida y el desempeño de los equipos eléctricos; esto conlleva que la medición de los parámetros que afectan la calidad sea de gran interés.

Esta propuesta de norma se ha realizado con base en la norma CEI 61 000-4-30 *Testing and measurement techniques-power quality measurement methods* del 2003; la cual es una norma de carácter mundial, apropiada para su adaptación en Colombia.

1. OBJETIVOS

Los objetivos de esta propuesta son:

- Proveer una norma general para la utilización de técnicas de medición de la calidad de la energía eléctrica en Colombia.
- Especificar las cantidades a ser medidas y los tiempos de medición para evaluar los diferentes aspectos que afectan la calidad de la energía eléctrica.
- Especificar las incertidumbres máximas de los equipos y los métodos de evaluación de los instrumentos a ser empleados en la evaluación de la calidad de la energía eléctrica.

2. ALCANCE

- Esta propuesta de norma define los métodos para la medida e interpretación de los resultados para los parámetros de calidad en sistemas de corriente alterna (C.A).
- Se describen los métodos de la medida para cada tipo de parámetro de tal forma que sea posible obtener resultados fiables, repetibles y comparables sin tener en cuenta el instrumento que se utiliza, y sin tener en cuenta sus condiciones medioambientales.
- La medición de parámetros que considera esta norma se limita a los fenómenos que puede transmitirse por el sistema.
- Los parámetros de calidad de la energía eléctrica considerados en este documento son la frecuencia, la magnitud de la tensión, el flicker, las caídas y elevaciones de tensión, las interrupciones, los transitorios, los desbalances de tensión, los armónicos e interarmónicos de tensión y corriente y los cambios rápidos de tensión.
- Esta propuesta de norma especifica la exactitud, los rangos de operación y las pruebas para verificar el correcto funcionamiento y respuesta en la medida de un parámetro de la calidad influenciado por los otros parámetros.
- El efecto de los transductores utilizados para la adquisición de las señales no se trata en detalle en esta propuesta de norma.

3. NORMAS DE CONSULTA

Las siguientes normas de referencia son indispensables para la aplicación de este documento.

- CEI 61 000-2-4 Compatibilidad Electromagnética

- CEI 61 000-3-8 Compatibilidad Electromagnética
- CEI 61 000-4-7 Compatibilidad Electromagnética
- CEI 61 000-4-15 Compatibilidad Electromagnética
- NTC 61000-1-1: Compatibilidad Electromagnética (CEM). Parte 1. Generalidades. Sección 1
- NTC 5000-1: Calidad de la Potencia eléctrica (CPE). Definiciones y términos fundamentales.
- CEI 50(161)-1990: Vocabulario Electrotécnico Internacional (IEV), capítulo 161: Compatibilidad Electromagnética.

4. DEFINICIONES

4.1 Canal

Es el camino de la medida individual a través de un instrumento.

nota: "canal" y "fase" no son lo mismo. Un canal de tensión es por definición la diferencia de potencial entre dos conductores. Fase se refiere a un conductor sencillo. En sistemas polifásicos, un canal puede ser entre dos fases, o entre fase y neutro o entre fase y tierra.

4.2 Tensión de entrada declarado, U_{din}

Es el valor obtenido de la tensión de suministro declarada proporcionado por la relación de un transductor.

4.3 Fuente de tensión declarada, U_c

La fuente de tensión declarada U_c es normalmente la tensión nominal U_n del sistema. Si se acuerda entre el proveedor y el consumidor una tensión diferente de tensión nominal aplicada en terminales, entonces esta tensión es declarada como tensión nominal.

4.4 Umbral de la caída de tensión (*sag*)

Magnitud de tensión especificada con el fin de detectar el comienzo y final de una caída de tensión.

4.5 Dato marcado

Para cualquier intervalo de medida en que se presentan las interrupciones, caídas de tensión o elevaciones de tensión (*swells*), los resultados de las medidas de todos los otros parámetros producidos durante este intervalo de tiempo son marcados.

4.6 Flicker

Impresión de inestabilidad producida por estímulos de la luz cuya luminiscencia o distribución espectral varían con el tiempo.

4.7 Componente fundamental

Componente cuya frecuencia es la frecuencia fundamental.

4.8 Frecuencia fundamental

Frecuencia en el espectro obtenido por una transformada de Fourier de una función en el tiempo, a la cual todas las frecuencias del espectro están referidas.

Nota: En caso de cualquier riesgo de ambigüedad, la frecuencia fundamental debe ser derivada del número de polos y la velocidad de rotación de la máquina síncrona que alimenta el sistema.

4.9 Componente armónica

Cualquiera de las componentes que tiene una frecuencia armónica.

Nota: Este valor es normalmente expresado en valores eficaces. Para simplificar, tal componente puede ser referido simplemente como un armónico.

4.10 Frecuencia armónica

Frecuencia que es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental.

Nota: la proporción de la frecuencia armónica a la frecuencia fundamental es el orden del armónico.

4.11 Histéresis

Diferencia en magnitud entre los umbrales de inicio y final de un evento.

Nota1: Esta definición de histéresis es relevante para las medidas de la calidad de la energía eléctrica "*power quality*".

Nota 2: El propósito de la histéresis en el contexto de las medidas de la calidad de la energía eléctrica "*power quality*" es evitar contar los múltiples eventos cuando la magnitud del parámetro oscila alrededor del nivel del umbral.

4.12 Cantidades de influencia

Cualquier cantidad que pueda afectar el desempeño del equipo de medida.

Nota: Esta cantidad es generalmente externa al equipo de medida.

4.13 Componente interarmónica

Componente que tiene una frecuencia interarmónica.

Nota: Este valor es normalmente expresado en valores eficaces. Para simplificar, tal componente puede ser referido simplemente como un interarmónico.

4.14 Frecuencia interarmónica

Cualquier frecuencia que no es múltiplo entero de la fundamental.

Nota 1: Por extensión del orden armónico, el orden interarmónico es la proporción de la frecuencia interarmónica de frecuencia fundamental. La relación no es un valor entero (se recomienda la notación m).

Nota 2: En el caso que $m < 1$ el término frecuencia subarmónica puede ser usado.

4.15 Interrupción

Reducción del nivel de tensión en un punto del sistema eléctrico por debajo de la tensión del umbral de interrupción.

4.16 Umbral de interrupción

Magnitud de tensión especificada con el fin de detectar el comienzo y el final de una interrupción de tensión.

4.17 Incertidumbre de la medida

Máxima desviación esperada de un valor medido de su valor real.

4.18 Tensión nominal, U_n

Tensión por la cual un sistema es designado o identificado.

4.19 Sobredeviación

Es la diferencia entre el valor nominal y un valor de medida que está por encima del respectivo.

4.20 Calidad del suministro

Características de la electricidad en un punto del sistema eléctrico. Comparadas con un conjunto de parámetros técnicos de referencia.

Nota: Estos parámetros pueden, en algunos casos, relacionar la compatibilidad entre la alimentación de la red y las cargas conectadas en ésta.

4.21 Valor eficaz (root-mean-square)

Raíz cuadrada de la suma aritmética de los cuadrados de los valores instantáneos de una cantidad medida en un intervalo específico de tiempo y con un ancho de banda específico.

4.22 Tensión eficaz, refrescada cada medio ciclo, $U_{rms(1/2)}$

Valor de la tensión eficaz medida sobre 1 ciclo, comenzando por el cruce por cero y refrescando cada medio ciclo.

Nota 1: Esta técnica es independiente para cada canal y produce los valores eficaces en intervalos sucesivos de tiempo en diferentes canales para sistemas polifásicos.

Nota 2: Este valor es usado únicamente para la detección de caídas, elevaciones, e interrupciones.

4.23 Rango de las cantidades de influencia

Rango de valores de una cantidad de influencia.

4.24 Canal de referencia.

Uno de los canales de medida de tensión designado como el canal de referencia para medidas en sistemas polifásicos.

4.25 Tensión residual, U_{res}

Mínimo valor de la $U_{rms(1/2)}$ registrado durante una caída de tensión o interrupción de tensión.

Nota: La tensión residual es expresada como un valor en Volts o como un porcentaje o por unidad de la tensión de entrada declarada U_{din} .

4.26 Tensión de referencia *sliding*, U_{sr}

Magnitud de la tensión promediando sobre un intervalo de tiempo específico. Representa el valor de la tensión que precede a una caída o elevación de tensión.

Nota: La tensión de referencia *sliding* es seleccionada para detectar el cambio de tensión durante una caída o elevación de tensión.

4.27 Umbral de elevación de tensión

Magnitud de tensión especificada con el fin de detectar el comienzo y el final de una elevación de tensión.

4.28 Agregación en el tiempo

Combinación de varios valores secuenciales de un parámetro dado (en cada intervalo de tiempo) para proveer un valor en un intervalo de tiempo más largo.

Nota: La agregación en esta propuesta siempre se refiere a la agregación en el tiempo.

4.29 Subdesviación

Valor absoluto de la diferencia entre el valor de la medida y el valor nominal de un parámetro, solo cuando el valor del parámetro es más pequeño que el valor nominal.

4.30 Caída de tensión

Reducción temporal del valor de la tensión en un punto del sistema eléctrico por debajo del umbral de la caída de tensión.

Nota 1: La interrupción es un caso especial de la caída de tensión. Un análisis posterior puede ser utilizado para distinguir entre una caída y una interrupción de tensión.

4.31 elevaciones de tensión

Incremento temporal del valor de tensión en un punto del sistema eléctrico por encima del umbral de la elevación.

4.32 Desbalance de tensión

Se define como la razón entre la componente de secuencia negativa o cero y la componente de secuencia positiva. Puede ser estimado como la máxima desviación de la magnitud de las tensiones o corrientes con respecto al promedio de las magnitudes de las tensiones o corrientes de las tres fases expresada en porcentaje.

Nota 1: el grado de desbalance es usualmente expresando como la relación entre las componentes de secuencia negativa y la secuencia cero con respecto a las componentes de secuencia positiva.

Nota 2: En esta propuesta, la tensión de desbalance es considerada en relación a los sistemas trifásicos.

5. GENERAL

5.1 CLASES DE MEDIDAS

Se consideran dos clases de precisión en la medida de cada parámetro las cuales son clase A y B.

➤ **Precisión clase A**

Esta clase es usada en donde es necesario tomar medidas precisas, por ejemplo, cuando se necesite contrastar una medida con un patrón para resolver disputas.

Cuando se realiza la medición de un mismo parámetro con dos instrumentos diferentes que cumplan los requerimientos de clase A, los resultados producidos deben estar en el rango de la incertidumbre especificada por la clase A.

➤ **Precisión clase B**

Este tipo de clase puede ser utilizada para estudios estadísticos u otras aplicaciones en donde la baja incertidumbre no es requerida.

Para cada clase de medida el rango de influencia de las cantidades está especificado en el numeral 7 de esta propuesta. El usuario debe seleccionar la clase de medida teniendo en cuenta la situación de cada caso.

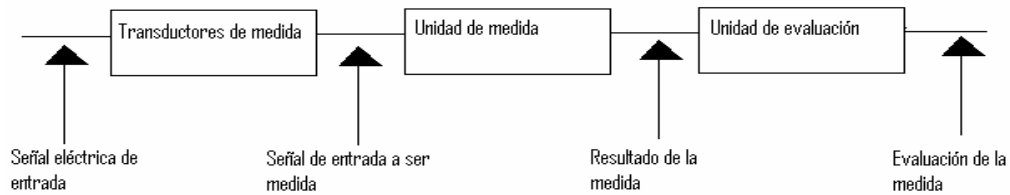
Nota 1: Un instrumento de medida puede tener diferentes clases para diferentes parámetros.

Nota 2: Los instrumentos de los fabricantes deben declarar las cantidades de influencia que no se dan expresamente y que pueden degradar el desempeño del instrumento.

5.2 ORGANIZACION DE LAS MEDIDAS

La adquisición de las medidas puede llevarse a cabo directamente, en sistemas de baja tensión, o por medio de transductores.

Figura 1. Cadena de medida



Un instrumento usualmente incluye toda la cadena de medida (ver Fig 1). En esta propuesta, no se consideran los transductores de medida.

5.3 VALORES A SER MEDIDOS

Las medidas se podrán realizar en sistemas monofásicos o polifásicos.

Dependiendo de la necesidad será necesario medir tensión entre fase y neutro, entre fases o entre neutro y tierra. La medida de corriente se va a realizar en cada conductor del sistema de suministro incluyendo el conductor de neutro y el conductor de puesta a tierra.

El propósito de esta propuesta no es imponer la elección de los valores a ser medidos. Es mas, excepto por las medidas de los desbalances de tensión, las cuales se hacen en sistemas polifásicos, los métodos de medida propuestos en

esta norma son tales que los resultados son independientes para cada canal de medida.

Nota: es a menudo útil medir simultáneamente la corriente y la tensión para asociar las medidas de corriente en un conductor con las medidas de tensión entre ese conductor y un conductor de referencia, como conductor de tierra o un conductor neutro.

5.4 AGREGACION DE LAS MEDIDAS SOBRE INTERVALOS DE TIEMPO

➤ Clase A

El intervalo de tiempo de medida básico debe ser de 12-ciclos para sistemas con una frecuencia de 60Hz (200 ms).

Nota: La incertidumbre de esta medida es incluida en el protocolo de incertidumbre de medida de cada parámetro.

Los tiempos de agregación son:

- Intervalos de 3s (180 ciclos para 60Hz)
- Intervalos de 10 min (36 000 ciclos para 60Hz)
- Intervalos de 2 h (432 000 ciclos para 60Hz)

➤ Clase B

Los intervalos de agregación dependen del fabricante.

5.5 ALGORITMO DE AGREGACIÓN DE MEDIDAS

La agregación se hace utilizando la raíz cuadrada de la media aritmética de los valores de entrada al cuadrado.

Nota: El algoritmo de agregación para la medida de flicker es diferente.

$$V_{agre} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n V_{inp,k}^2}{n}}$$

Tres categorías de agregación son necesarias:

- Agregación del ciclo:
Para intervalos de tiempo de 180 (3 s) ciclos deben ser agregados 15 intervalos de 12 ciclos (200 ms).
- Agregación de ciclos a tiempos de reloj:
El valor de agregación de los 10 min será tomado con el tiempo absoluto ejemplo, (01H10.00) El tiempo tomado es el tiempo al final de los 10 min de agregación. Si el último valor de los 12 ciclos en el periodo de agregación sobrepasa el límite de los 10 min, este valor es incluido en éste intervalo de agregación.
- Agregación en tiempos de reloj:
Los datos para intervalos de 2h deberán ser agregados con 12 intervalos de 10 min.

5.6 INCERTIDUMBRE EN EL TIEMPO DE RELOJ

➤ Clase A

La incertidumbre en el tiempo del reloj no debe exceder $\pm 16.7\text{ms}$ (un ciclo de la señal) para 60Hz.

Nota 1: El desempeño puede ser registrado, por ejemplo, a través de un procedimiento de sincronización aplicado periódicamente durante una periodo de medición, o a través de un GPS o sistemas de radio que sincronizan las señales.

Nota 2: El desempeño es necesario para asegurar que dos aparatos de la clase A con el mismo tiempo de agregación de 10 minutos producen los mismos resultados si miden la misma señal.

Nota 4: Cuando el límite es superado, puede ser útil grabar la fecha y tiempo.

➤ Clase B

El fabricante debe especificar el método para determinar el intervalo de 10 min.

5.7 CONCEPTO DE SEÑALIZACIÓN

Durante una caída de tensión, una elevación de tensión, o una interrupción, el algoritmo de medición para otros parámetros (por ejemplo medida de frecuencia) puede producir un valor erróneo.

La señalización es solamente disparada por caídas, elevaciones e interrupciones de tensión. La detección depende del umbral seleccionado y esta selección influenciará qué datos se marcan.

El concepto de señalización es utilizado en medidas clase A durante medición de la frecuencia, magnitud de tensión, desbalances, armónicos de tensión, interarmónicos de tensión y medidas de subdesviación y sobredesviación de parámetros

El valor marcado aparte de señalarse se debe almacenar.

Nota 1: El usuario debe definir como evaluar el dato marcado.

6. PARÁMETROS DE LA CALIDAD DE POTENCIA

6.1 FRECUENCIA INDUSTRIAL

6.1.1 MEDIDA

➤ Clase A

La frecuencia leída debe ser obtenida cada 10 s. Como la frecuencia industrial no es exactamente 60 Hz en los intervalos de 10 s el número de ciclos podría no ser un número entero. La frecuencia fundamental de salida es la razón entre el número de ciclos enteros contados durante el intervalo de 10 s dividido por la duración acumulada de los ciclos enteros.

$$f_{salida} = \frac{N_{ciclos,10s}}{T_{n,ciclos}}$$

Antes de cada medición, los armónicos e interarmónicos deben ser atenuados, para minimizar los efectos por cruces por cero.

Los intervalos de medida no se deben sobreponer. Los ciclos individuales que sobrepasen los intervalos de tiempo de 10 s deben ser descartados.

Cada intervalo de 10 segundos se debe comenzar en un valor absoluto del reloj, +/-16.7ms.

Nota: otra técnica que da los mismos resultados puede ser la convolución.

➤ **Clase B**

El fabricante debe especificar el proceso utilizado para la medida de la frecuencia.

6.1.2 INCERTIDUMBRE EN LAS MEDIDAS

➤ **Clase A**

La incertidumbre de la medida no debe exceder +/- 0,01 Hz, sobre el rango de las cantidades de influencia descritas en el numeral 7.1

➤ **Clase B**

El fabricante debe especificar la incertidumbre sobre el rango de las cantidades de influencia.

6.1.3 EVALUACIÓN DE LAS MEDIDAS

➤ **Clase A**

La medida de la frecuencia debe ser realizada en el canal de referencia.

➤ **Clase B**

El fabricante debe especificar los procedimientos utilizado para la medida de la frecuencia.

6.2 MAGNITUD DE LA TENSIÓN DE SUMINISTRO

6.2.1 MEDIDA

➤ Clase A

Las medidas deben ser de los valores eficaces de las magnitudes de las tensiones sobre un intervalo de tiempo 12 ciclos para 60 Hz. Cada intervalo de 12 ciclos debe ser contiguo y no debe traslapar los intervalos adyacentes.

Nota 1: Este método específico de medida es utilizado para señales casi-estacionarias, y no es usado para la detección y medida de perturbaciones.

Nota 2: Los valores eficaces incluyen por definición, armónicos, interarmónicos, etc.

➤ Clase B

La medida debe ser de los valores eficaces de la tensión sobre un intervalo de tiempo especificado por el fabricante.

6.2.2 INCERTIDUMBRE EN LAS MEDIDAS

➤ Clase A

La incertidumbre de la medida no debe exceder +/- 0,1% de la U_{din} , sobre las condiciones de los rangos de influencia descritos en el numeral 7.1

➤ Clase B

El fabricante debe especificar la incertidumbre sobre el rango de las cantidades de influencia. En todos los casos la incertidumbre de la medida no debe exceder +/- 0,5% de la U_{din} .

6.2.3 EVALUACIÓN DE LAS MEDIDAS

➤ Clase A

La agregación sobre los intervalos que deben ser utilizados está descrita en el numeral 5.5.

➤ **Clase B**

El fabricante debe especificar los procedimientos utilizados para la agregación sobre los intervalos.

6.3 FLICKER.

6.3.1 MEDIDA

➤ **Clase A**

Referirse a la norma CEI 61 000-4-15.

➤ **Clase B**

No tiene requerimientos.

6.3.2 INCERTIDUMBRE EN LAS MEDIDAS

➤ **Clase A**

Referirse a la norma CEI 61 000-4-15.

➤ **Clase B**

No tiene requerimientos.

6.3.3 EVALUACIÓN DE LAS MEDIDAS

➤ **Clase A**

Referirse a la norma CEI 61 000-4-15.

➤ **Clase B**

No especificada.

6.4 CAÍDAS Y ELEVACIONES EN LA TENSIÓN DE SUMINISTRO.

6.4.1 MEDIDA BÁSICA

La medida básica de una elevación y caída de tensión se debe hacer utilizando la $U_{rms(1/2)}$ en cada canal de medida.

Para la clase A el ciclo de duración para la $U_{rms(1/2)}$ depende de la frecuencia; la frecuencia puede ser determinada por la última medida de frecuencia no señalizada.

6.4.2 DETECCIÓN Y EVALUACIÓN DE UNA CAÍDA DE TENSIÓN

6.4.2.1 DETECCIÓN DE UNA CAÍDA DE TENSIÓN

El umbral de una caída de tensión es un porcentaje de U_{din} o U_{sr} .

El usuario debe escoger cual de las dos referencias utilizar.

- En sistemas monofásicos una caída de tensión empieza cuando la $U_{rms(1/2)}$ cae por debajo del umbral de la caída y termina cuando la $U_{rms(1/2)}$ es igual a o superior al umbral de la caída más la tensión de histéresis.
- En sistemas polifásicos una caída comienza cuando la $U_{rms(1/2)}$ cae por debajo del umbral de la caída en uno o más canales y termina cuando la $U_{rms(1/2)}$ de todas las medidas de los canales es igual a o superiores al umbral de la caída más la tensión de histéresis.

6.4.2.2 EVALUACIÓN DE UNA CAÍDA DE TENSIÓN

Una caída de tensión es caracterizada por un par de datos, la tensión residual (U_{res}) o profundidad y la duración:

- La tensión residual es el valor más bajo de la $U_{rms(1/2)}$ medido durante la caída en cualquier canal.
- La profundidad es la diferencia entre la tensión de referencia (U_{din} o U_{rs}) y la tensión residual. Esto es expresado generalmente en porcentaje de la tensión de referencia.
- La duración de la caída es la diferencia de tiempo entre el comienzo y el final de la caída.

Nota 1: En medidas de sistemas polifásicos la duración de la caída puede comenzar en un canal y terminar en un canal diferente.

Nota 2: La forma de la caída no necesariamente es rectangular. En consecuencia para una caída dada la medida de la duración depende de los umbrales seleccionados para esta.

Nota 3: El porcentaje de tensión de histéresis típico es igual al 2% de U_{din} .

Nota 4: Para solucionar disputas o aplicaciones estadísticas los umbrales de la caída están generalmente entre el 85% y el 90% y para aplicaciones de contrastación en el 70% de la tensión de referencia.

Nota 5: La tensión residual es preferida frecuentemente por el usuario final, porque ésta es referenciada a cero Voltios. En comparación con el valor de la caída de tensión que es útil para los generadores y operadores de la red.

Nota 6: Durante una caída de tensión puede ocurrir un cambio en el ángulo de fase..

Nota 7: Puede ser útil la fecha y hora en las cuales el umbral es superado.

6.4.3 DETECCIÓN Y EVALUACIÓN DE UNA ELEVACIÓN DE TENSIÓN

6.4.3.1 DETECCIÓN DE UNA ELEVACIÓN DE TENSIÓN

El umbral de la elevación es un porcentaje de U_{din} o U_{sr} . El usuario debe escoger cual de las dos referencias utilizar.

- En sistemas monofásicos una elevación de tensión empieza cuando la $U_{rms(1/2)}$ se eleva por encima del umbral de la elevación y termina cuando la $U_{rms(1/2)}$ es igual a o inferior al umbral de la elevación menos la tensión de histéresis.
- En sistemas polifásicos una elevación comienza cuando la $U_{rms(1/2)}$ se eleva por encima del umbral de la elevación en uno o más canales y termina cuando la $U_{rms(1/2)}$ de todas las medidas de los canales es igual o inferior al umbral de la elevación menos la tensión de histéresis.

6.4.3.2 EVALUACIÓN DE UNA ELEVACIÓN DE TENSIÓN

Una elevación de tensión es caracterizada por una par de datos, la magnitud de máxima de tensión y la duración:

- la magnitud de tensión de la elevación máxima es el valor más grande de la $U_{rms(1/2)}$ medido en un canal durante un la elevación.
- La duración de una elevación de tensión es la diferencia de tiempo entre el comienzo y final de la elevación.

Nota 1: Para medidas en sistemas polifásicos la medida de la duración puede empezar en un canal y terminar en uno diferente.

Nota 2: La forma de la elevación no necesariamente es rectangular. En consecuencia para una elevación dada la medida de la duración depende de los umbrales seleccionados para el swell.

Nota 3: El porcentaje de tensión de histéresis típico es igual al 2% de U_{din} .

Nota 4: Generalmente el límite de la elevación es mayor al 110% del U_{din} .

Nota 5: Durante una elevación puede ocurrir un cambio en el ángulo de fase

Nota 6: Puede ser útil la fecha y hora en las cuales el umbral es superado.

6.4.4 CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE REFERENCIA *SLIDING*

Si una tensión de referencia *sliding* es seleccionada para detectar una elevación o una caída, ésta debe ser calculada utilizando un filtro de primer orden con una constante de tiempo de 1-min. Este filtro es dado por :

$$U_{sr(n)} = 0.9967 \times U_{sr(n-1)} + 0.0033 \times U_{(12)rms}$$

Donde

$U_{sr(n)}$ es el valor presente de la tensión de referencia *sliding*

$U_{sr(n-1)}$ es el valor previo de la tensión de referencia *sliding*

$U_{(12)rms}$ es el valor eficaz medido durante 12 ciclos.

Cuando la medición comienza, el valor inicial de la tensión U_{sr} es seleccionado de acuerdo al U_{din} . El U_{sr} es actualizado cada 12 ciclos. Si un ciclo es señalizado el U_{sr} no es actualizado y se utiliza el valor previo.

6.4.5 INCERTIDUMBRE EN LA MEDIDA

6.4.5.1 INCERTIDUMBRE EN LA MEDIDA DE LA TENSIÓN RESIDUAL Y MÁXIMA ELEVACIÓN

➤ **Clase A**

La medida de incertidumbre no debe exceder +/- 0,2% del U_{din} .

➤ **Clase B**

El fabricante debe especificar la incertidumbre. La medida de incertidumbre no debe exceder +/-1% del U_{din} .

6.4.5.2 INCERTIDUMBRE EN LA MEDIDA DE DURACIÓN

➤ **Clase A**

La incertidumbre de la duración de una elevación o caída de tensión es igual a la incertidumbre del comienzo de la elevación o caída de tensión más la incertidumbre de la terminación de la elevación o caída de tensión.

➤ **Clase B**

La incertidumbre de la duración de una elevación o caída de tensión es igual a la incertidumbre del comienzo de la elevación o caída de tensión más la incertidumbre de la terminación de la elevación o caída de tensión.

6.5 INTERRUPCIONES DE TENSIÓN.

6.5.1 MEDIDA BÁSICA

La medida básica de la interrupción de tensión debe ser la $U_{rms(1/2)}$ en cada canal de medida.

Nota 1: Para la clase A, La duración del ciclo para el cálculo de la $U_{rms(1/2)}$ depende de la frecuencia. La frecuencia puede ser determinada por la última frecuencia medida no señalizada.

Nota 2: el valor de la $U_{rms(1/2)}$ incluye por definición armónicos, interarmónicos, etc.

6.5.2 EVALUACIÓN DE UNA INTERRUPCIÓN DE TENSIÓN

- En sistemas monofásicos una interrupción de tensión empieza cuando la $U_{\text{rms}(1/2)}$ cae por debajo del umbral de la interrupción de tensión y termina cuando la $U_{\text{rms}(1/2)}$ es igual a o superior al umbral de la interrupción de tensión más la tensión de histéresis.
- En sistemas polifásicos una interrupción de tensión comienza cuando la $U_{\text{rms}(1/2)}$ cae por debajo del umbral de la interrupción de tensión en todos los canales y termina cuando la $U_{\text{rms}(1/2)}$ de uno de las medidas de los canales es igual a, o superior al umbral de la interrupción de tensión más la tensión de histéresis.

El umbral de interrupción de tensión no debe ser inferior que la incertidumbre de la medida de tensión residual más el valor de la histéresis. Generalmente la tensión de histéresis es igual al 2% del U_{din} . El umbral de la tensión de interrupción puede ser, por ejemplo el 5% del U_{din} .

La duración de la interrupción de tensión es la diferencia entre el comienzo y el final de la interrupción de tensión.

Nota 1: La interrupción ocurre cuando la magnitud de la tensión está por debajo del 1% de la tensión nominal. Sin embargo, es difícil realizar medidas correctas con tensiones por debajo del 1% de la tensión nominal, por lo tanto se recomienda que se utilicen límites apropiados para evaluar las interrupciones de tensión.

Nota 2: Cambios de fase pueden ocurrir durante una interrupción.

Nota 3: Cuando un límite es superado, puede ser útil grabar la fecha y la hora.

6.5.3 INCERTIDUMBRE EN LA MEDIDA DE DURACIÓN

Para la clase A y B la incertidumbre en la medida de la duración es por lo menos dos ciclos dentro del tiempo especificado para la fuente auxiliar de respaldo.

6.6 TRANSITORIOS DE TENSIÓN

En el anexo A.1 se da información de los parámetros necesarios para caracterizar los transitorios de tensión y corriente.

6.7 DESBALANCES DE TENSION.

6.7.1 MEDIDAS

➤ Clase A

Los desbalances de tensión son evaluados usando el método de las componentes simétricas.

La componente fundamental de la tensión eficaz de la señal de entrada es medida sobre intervalos de tiempo de 12-ciclos.

Nota: el efecto de los armónicos será atenuado con el uso de un filtro o usando la transformada DFT.

La componente de secuencia negativa u_2 es evaluada por la siguiente relación, expresada en porcentaje:

$$u_2 = \frac{\text{Secuencia Negativa}}{\text{Secuencia Positiva}} * 100\%$$

Para sistemas trifásicos, esta relación puede ser descrita así:

$$u_2 = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} * 100\%$$

Con

$$\beta = \frac{U_{12\text{fund}}^4 + U_{23\text{fund}}^4 + U_{32\text{fund}}^4}{\left(U_{12\text{fund}}^2 + U_{23\text{fund}}^2 + U_{31\text{fund}}^2 \right)^2}$$

Donde U_{ij} =tensión fundamental de la fase i a la fase j.

La componente de secuencia cero u_0 es evaluada por la siguiente relación, expresada en porcentaje:

$$u_0 = \frac{\text{Secuencia cero}}{\text{Secuencia Positiva}} * 100\%$$

➤ **Clase B**

El fabricante debe especificar los algoritmos utilizados para calcular el desbalance.

6.7.2 INCERTIDUMBRE DE LA MEDIDA

➤ **Clase A**

Cuando la tensión de las 3 fases cumpliendo con los requerimientos para “prueba de incertidumbre en estado 1” (ver tabla 4), excepto para la secuencia cero y la secuencia negativa donde el desbalance está en los rangos de 1% a 5% de U_{din} , es aplicada en la señal de entrada del instrumento se puede presentar una incertidumbre menor que $\pm 0,15\%$ para ambas secuencias (negativa y cero).

Por ejemplo un instrumento que mide un 1% de secuencia negativa puede proveer una lectura x tal que $0,85\% \leq x \leq 1,15\%$.

➤ **Clase B**

El fabricante debe especificar la incertidumbre.

6.7.3 EVALUACIÓN DEL MEDIDA

➤ **Clase A**

La agregación se realiza de acuerdo con el numeral 5.5.

➤ **Clase B**

El fabricante debe especificar los métodos de agregación.

6.8 ARMÓNICOS DE TENSIÓN

➤ Clase A

Las medidas de armónicos de tensión, para esta propuesta, son definidas por la norma CEI 61 000-4-7 clase A. Esta norma utiliza 12 ciclos para obtener una resolución en frecuencia de 5 Hz.

Nota 1: otros métodos, incluyendo métodos analógicos y en el dominio de la frecuencia, pueden ser utilizados en casos especiales.

➤ Clase B

El fabricante debe especificar los métodos de agregación y la incertidumbre de la medida.

6.9 INTERARMÓNICOS DE TENSIÓN

➤ Clase A

Las medidas de interarmónicos de tensión, para esta propuesta, son definidas en la norma CEI 61 000-4-7 clase A. Esta norma usa 12 ciclos para obtener una resolución en frecuencia de 5 Hz..

➤ Clase B

El fabricante debe especificar los métodos de agregación y la incertidumbre de la medida

6.10 TENSIÓN DE SEÑALIZACIÓN EN LA TENSIÓN DE SUMINISTRO.

6.10.1 MEDIDA

➤ Clase A

Este método se utilizará para frecuencias de señalización por debajo de los 3 KHz.

Para frecuencias por encima de los 3 kHz consultar la norma CEI 61 000-3-8.

Este método verifica el nivel de la señal de tensión para una frecuencia portadora conocida.

La amplitud de la señal de tensión medida deberá estar basada en:

El valor eficaz correspondiente del interarmónico en ventanas de 12 ciclos, o el valor eficaz de los cuatro interarmónicos más cercanos calculados a partir de una ventana de 12 ciclos de duración.

El inicio de la transmisión será detectado cuando el valor medido del interarmónico respectivo excede un umbral. Los valores medidos son grabados durante un periodo de tiempo especificado por el usuario.

El usuario debe seleccionar un umbral mayor que 0.1% de la U_{din} y una duración del periodo de grabación hasta de 120 s.

El algoritmo de agregación, como se describe es la sección 5.5 no se puede aplicar en este caso.

➤ Clase B

El fabricante debe especificar los métodos de medida.

6.10.2 INCERTIDUMBRE DE LA MEDIDA

➤ Clase A

La incertidumbre de la medición no excederá el 7% de la lectura en rango de las cantidades descritas en el numeral 7.

➤ Clase B

No esta especificada.

6.10 CAMBIOS RÁPIDOS DE TENSIÓN.

El anexo A.2 provee información de los parámetros necesarios para caracterizar los cambios rápidos de tensión.

6.12 MEDIDA DE SUBDESVIACIÓN Y SOBREDESVIACIÓN DE LOS PARÁMETROS.

➤ Clase A

El valor de la U_{rms} de 12 ciclos puede ser utilizado para evaluar la subdesviación y sobredesviación de los parámetros como un porcentaje de la U_{din} . Los parámetros de subdesviación U_{sub} y sobredesviación U_{sobre} son determinados por las ecuaciones (1) y (2):

$$U_{sub} = 0 \text{ Si } U_{RMS} > U_{din}$$

Para cualquier otro caso (1)

$$U_{sub} = \left(\frac{U_{din} - U_{RMSs}}{U_{din}} \right) * 100\%$$

$$U_{sobre} = 0 \text{ Si } U_{RMS} < U_{din}$$

Para cualquier otro caso (2)

$$U_{sobre} = \left(\frac{U_{RMS} - U_{din}}{U_{din}} \right) * 100\%$$

En un sistema monofásico, hay un solo valor de subderivación y sobrederivación por cada intervalo.

En sistemas de tres fases de tres hilos hay tres valores por cada intervalo y en sistemas de tres fases y cuatro hilos hay 6 valores por cada intervalo.

➤ **Clase B**

No está especificado.

7. RANGO DE LAS CANTIDADES DE INFLUENCIA Y VERIFICACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN.

7.1 RANGO DE LAS CANTIDADES DE INFLUENCIA

La medida de una característica específica puede ser afectada adversamente por perturbaciones en la señal eléctrica de entrada, por ejemplo, la medición de un desbalance de una fuente de tensión puede ser adversamente afectada si la forma de onda de la tensión en algún momento esta sujeta a perturbaciones armónicas.

El resultado de la medida de un parámetro deberá estar dentro de la incertidumbre específica dada en el numeral 6, cuando todos los otros parámetros están dentro de los rangos de variación dados en las tablas 1 y 2.

Tabla1. Rango de las cantidades de influencias para una precisión clase A

Cantidades de influencia	Rango de variación
Frecuencia	51 Hz - 69 Hz para sistemas de 60Hz
Magnitud de tensión(estado-estable)	0% - 200% de U_{din}
Flicker (P_{st})	0 - 20
Desbalance	0% - 5%
Armónicos (THD)	Dos veces los valores de la tabla 3
Interarmónicos	Dos veces los valores de la tabla 3
Amplitud de la señal de tensión	0% - 9% de U_{din}
Transitorios de tensión de acuerdo	6 kV pico

con IEC 61180	
Transitorios rápidos	4 kV pico
NOTA El pst será provocado mediante modulación periódica	

Tabla 2. Rango de las cantidades de influencias para precisión clase B.

Cantidades de influencia	Rango de variación
Frecuencia	51 Hz - 69 Hz para sistemas de 60Hz
Magnitud de tensión(estado-estable)	0% - 150% de U_{din}
Desbalance	0% - 5%
Armónicos (THD)	Dos veces los valores de la tabla 3
Inter-armónicos	Dos veces los valores de la tabla 3
Amplitud de la señal de tensión	0% - 9% de U_{din}

Tabla 3. Valores de distorsión armónica total (THD):10%

Armónicos impares múltiplos de 3	U_h (%)	Armónicos impares no múltiplos de 3	U_h (%)	Demás armónicos	U_h (%)
3	6	5	8	2	3
9	2.5	7	7	4	1.5
15	2	11	5	6	1
21	1.75	13	4.5	8	1
24-45	1	17	4	10	1
		19-49		10-50	1

Fuente: CEI 61000-2-4 Limits [IEC 61000 Electromagnetic Compatibility : Part 2 – 4 Environment- Compatibility levels in industrial plants for low frequency conducted disturbances, Edition 2]

6.2 VERIFICACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN

➤ Precisión clase A

Para confirmar que el uso de un instrumento es correcto, se lleva acabo la siguiente prueba.

La incertidumbre de un instrumento debe ser probada para cada cantidad medida de la siguiente forma:

- Seleccionar la cantidad a ser medida
- Manteniendo todas las otras cantidades en estado de prueba 1 (tabla 4), verificar la incertidumbre de la medida en 5 puntos igualmente espaciados en el rango de la cantidades de influencia (por ejemplo: 0% de la U_{din} , 50% de la U_{din} , 100% de la U_{din} , 150% de la U_{din} , 200% de la U_{din} para clase A)
- Manteniendo todas las otras cantidades en estado de prueba 2, repetir la prueba.
- Manteniendo todas las otras cantidades en estado de prueba 3, repetir la prueba.

Otras pruebas pueden ser utilizadas junto con las pruebas especificadas en la tabla 4; en este caso, los valores seleccionados deben estar dentro de los rangos especificados aquí para estas cantidades.

Tabla 4. Estados de prueba de incertidumbre para precisión clase A

Cantidades de influencia	Estado de prueba 1	Estado de prueba 2	Estado de prueba 3
Frecuencia	$F_{nom} = \pm 0,5 \text{ Hz}$	$F_{nom} - 1 \text{ Hz} \pm 0,5 \text{ Hz}$	$F_{nom} + 1 \text{ Hz} \pm 0,5 \text{ Hz}$
Magnitud de tensión	$U_{din} \pm 1\%$	Determinado por el flicker, armónicos, desbalances, interarmónicos. (véase abajo)	Determinado por el flicker, armónicos, desbalances, interarmónicos. (véase abajo)
Flicker	$P_{st} < 0,1$	$P_{st} = 1 \pm 0,1$, modulación rectangular de 39 cambios por minuto	$P_{st} = 4 \pm 0,1$, modulación rectangular de 110 cambios por minuto. NOTA: solo se aplica para valores de 10 min. Para otros valores usar $P_{st} = 0 \pm 0,1$
Desbalance	0% a 5% de la U_{din}	0,73% $\pm 0,5\%$ de la U_{din} fase A 0,8% $\pm 0,5\%$ de la U_{din} fase B 0,87% $\pm 0,5\%$ de la U_{din} fase C con 120° de desfasaje	1,25% $\pm 0,5\%$ de la U_{din} fase A 1,4% $\pm 0,5\%$ de la U_{din} fase B 1,28% $\pm 0,5\%$ de la U_{din} fase C con 120° de desfasaje
Armónicos	0% a 3% de la U_{din}	10% $\pm 3\%$ de la U_{din} 3 ^{sd} a 0° 5% $\pm 3\%$ de la U_{din} 5 th a 0° 5% $\pm 3\%$ de la U_{din} 29 th a 0°	10% $\pm 3\%$ de la U_{din} 7 ^{sd} a 180° 5% $\pm 3\%$ de la U_{din} 13 ^h a 0° 5% $\pm 3\%$ de la U_{din} 25 th a 0°
Interarmónicos	0% a 0,5% de la U_{din}	1% $\pm 0,5\%$ a 7,5 f_{nom}	1% $\pm 0,5\%$ a 3,5 f_{nom}

ANEXO A.1

TRANSITORIOS DE TENSIÓN Y CORRIENTE

Esta sección esta orientada hacia los transitorios que ocurren en baja tensión y no cubre los transitorios de las instalación con GIS o sistemas de alta tensión.

Los transitorios pueden ocurrir en todos los sistemas de C.A, típicamente los transitorios son caracterizados como transitorios de tensión sin embargo los transitorios de corriente pueden ser importantes.

La detección, clasificación y caracterización de los transitorios de tensión son aspectos desafiantes.

A.1. Definiciones

A.1.1 Transitorio

Referente a un fenómeno o una cantidad que varía entre dos estados estacionarios consecutivos durante un corto intervalo de tiempo cuando es comparado con la escala de tiempo de interés.

A.1.2 sobretensión

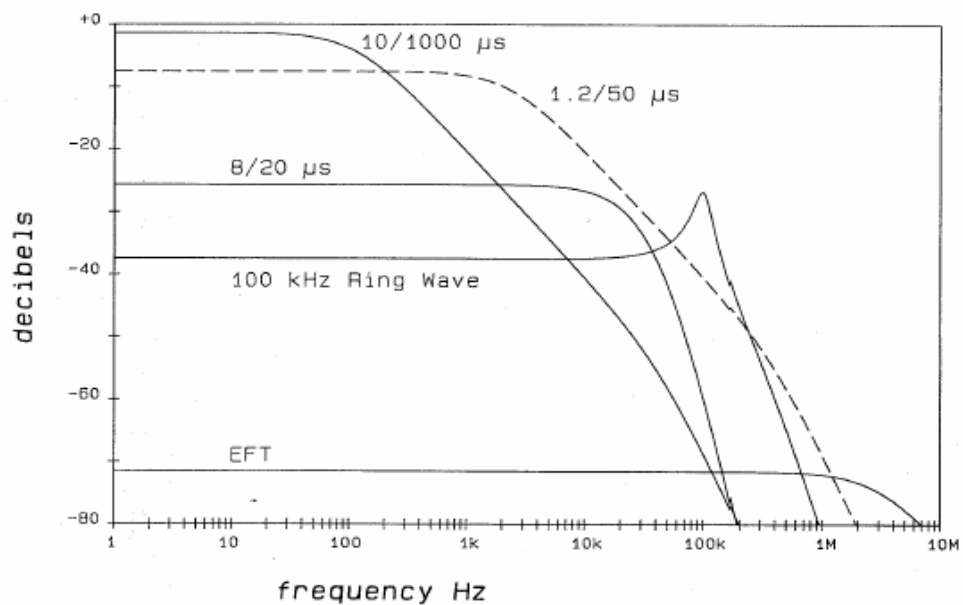
Una onda de tensión transitoria que se propaga a lo largo de una línea o un circuito y que es caracterizada por un rápido aumento de tensión seguido por una disminución más lenta de tensión.

A.1.3 Características de amplitud y frecuencia de los principales transitorios de corriente alterna C.A.

Los transitorios en C.A. tienen una gran variedad de formas de onda, amplitud y duración. Es difícil describir estos con un conjunto simple de parámetros, pero caracterizando sus formas estas se puedan clasificar en unas pocas formas de

onda típicas que son usadas para propósitos de prueba. La figura A.1 muestra los espectros de frecuencia de diferentes pruebas de formas de onda de uso general. Esta información es útil para desarrollar algoritmos para una reducción apropiada de señales análogas en registros digitales y en el procesamiento de datos de estos eventos.

Figura A.1. Espectro de de frecuencia de los principales transitorios.



Los principales transitorios de C.A. contienen componentes de frecuencia hasta 10MHz (con una duración de 200 μ s) y con una gran amplitud hasta 1MHz (con duración de 2ms). En las principales conexiones de uso final en C.A las amplitudes de las sondas de pruebas pueden ser de 6kV y 5kA.

A.1.4 Métodos de detección y localización de la medida.

Los resultados de la medición dependen de la naturaleza del transitorio y de los parámetros seleccionados por el usuario y reportados por el instrumento.

Cuando el aislamiento es la principal preocupación, la medida del transitorio generalmente se realiza de fase a tierra y si lo es el daño del instrumento medida , la medición del transitorio se realiza de fase a fase o de fase a neutro.

Algunos de los métodos de detección son presentados a continuación:

➤ Método comparativo:

Cuando un umbral es excedido, el transitorio es detectado

➤ Método de la ventana desplazada:

Los valores instantáneos son comparados con los valores del ciclo inmediatamente anterior; por ejemplo, los transitorios de baja frecuencia producidos por los bancos de capacitancias usadas para corregir el factor de potencia (Equivalente al método del parámetro MAVSA).

➤ Método del dv/dt :

Cuando un límite fijo de dv/dt es excedido, por ejemplo,

➤ Método del valor eficaz:

Usando un muestreo muy rápido, el valor eficaz es computado por intervalos mucho más cortos que el periodo de la frecuencia fundamental, y es comparados con los límites.

A.1.5 Clasificación de los métodos y parámetros

Una vez los transitorios han sido detectados usando uno de los métodos nombrados anteriormente, estos pueden ser clasificados con base en los siguientes parámetros:

- El pico de tensión y/o corriente (teniendo en cuenta que el valor pico es influenciado por el intervalos de medición)
- Sobrepaso de tensión
- Tasa de incremento

- Parámetros de frecuencia
- Amortiguamiento
- Frecuencia de ocurrencia
- Energía y potencia, disponible.
- Transitorios continuos o transitorios impredecibles.
- Duración

Todos estos parámetros numéricos serán útiles en el desarrollo de una clasificación del sistema en términos estadísticos.

Por otra parte, especialmente cuando se están solucionando problemas una representación gráfica puede describir varios de estos parámetros difíciles de cuantificar.

A.1.6 Efecto de los dispositivos de protección contra sobretensiones en la medida de transitorios

Los aparatos de protección contra sobretensiones (SPDs) son componentes conectados en paralelo que conducen cuando un límite de tensión es excedido. Ellos son utilizados comúnmente para limitar tensiones transitorias. Estos pueden encontrarse en los dispositivos de filtrado, y son con frecuencia incluidos como parte de aparatos electrónicos sensibles, tales como computadores.

Debido a que todos los SPDs en los circuitos principales son conectados efectivamente en paralelo, el que tenga límite de tensión menor limitará todos los transitorios de tensión a su tensión límite y desviará la porción más grande de la corriente transitoria que impacta la instalación. Consecuentemente, la medición de transitorios de tensión en muchos ambientes es de uso limitado dados que resultan ser una simple medición de los límites de tensión de uno de los muchos SPDs que están presentes.

Por esta razón, el transitorio de corriente es con frecuencia una mejor medición de la severidad de los transitorios en sistemas C.A que los transitorios de tensión.

ANEXO A.2

CAMBIOS RÁPIDOS DE TENSIÓN

Un cambio rápido de tensión es una transición rápida del valor eficaz entre dos condiciones de estado estable.

Para medir los cambios rápidos de tensión, los umbrales deben ser definidos de la siguiente manera:

- La mínima tasa de cambio.
- La mínima duración de las condiciones de estado-estable.
- La mínima diferencia de tensión entre dos condiciones de estado-estable.
- La estabilidad de las condiciones de estado-estable.

La tensión durante un cambio rápido de tensión no debe exceder los umbrales de las caídas y elevaciones de lo contrario sería considerado una elevación o caída.

El parámetro característico de un cambio rápido de tensión es la diferencia entre el valor de estado-estable alcanzado después del cambio y el valor inicial de estado-estable.

ANEXO A.3

GUÍA PARA LAS APLICACIONES CONTRACTUALES DE LA MEDICIÓN DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

Este anexo pretende dar las pautas para la medición de la calidad de la energía eléctrica con fines contractuales basados en la norma de la CEI 61000-4-30 y teniendo en cuenta la normativa Colombiana. Asimismo, se destacan los factores que deben ser considerados por las partes interesadas.

A.3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Las condiciones del contrato deben ser entre dos partes y necesitaran ser realizadas por una de las partes y aceptadas por la otra parte. El punto de partida para un contrato de PQ son las especificaciones de las normativas dictadas por el ICONTEC y los reglamentos emitidos por la CREG.

Para asegurar que los resultados sean representativos de un sistema en condiciones normales, se debe acordar el tratamiento de las medidas afectadas por:

- Condiciones excepcionales del clima
- Una tercera interferencia.
- Los actos por autoridades públicas.
- Acción de la industria
- Fuerza mayor
- Interrupciones del servicio debido a eventos externos.

El contrato debe especificar el dato a ser señalado y si las medidas durante la anomalía deben ser excluidas del análisis.

Si el dato señalado es excluido, los resultados de las mediciones serán independientes para cada parámetro, y cada parámetro puede ser comparado más fácilmente con el valor contractual.

Si el dato señalado es incluido, los resultados de la medida están más relacionados con los efectos de la calidad de la energía en las cargas sensibles, pero será más difícil o incluso imposible comparar con cualquier valor contractual.

Cuando se considera necesario evaluar las medidas de la calidad de energía eléctrica de acuerdo con las condiciones del contrato, la monitorización es responsabilidad de las partes que consideran necesario ésta, si la monitorización no es aprobada no debería evitar que en el contrato se especifique que cantidades deben ser medidas, de ahí la necesidad de consultar una tercera parte.

El contrato debe indicar como es el costo financiero de la medición que será llevado por las partes interesadas, esto puede depender de los resultados de las mediciones.

Los términos del contrato deben especificar:

- Duración del contrato.
- Intervalos de tiempo de medida.
- Parámetros a ser medidos y la localización eléctrica de los instrumentos de medidas.
- Formas de conexión de los instrumentos de medida deber ser coherente con el tipo de conexión de la alimentación o debe estar de acuerdo a la decisión que se tome entre las partes, esto debe ser especificado en el contrato.
- Método de medida y la incertidumbre de esta.
- Forma para determinar la compensación, en el caso que una de las partes incumpla uno de los términos del contrato.
- El contrato puede contener cláusulas para la resolución de disputas con respecto a la interpretación de medidas.

- El contrato deberá señalar la clase de datos que son accesibles y confidenciales por ejemplo, la parte que lleva a cabo las medidas de la calidad de la energía eléctrica no podría ser la misma parte que tiene que analizar los datos y los evalúa para determinar la conformidad con el contrato.

A.3.2 CONSIDERACIONES ESPECIALES

La calidad de la energía eléctrica es evaluada por la comparación de los resultados de las medidas de los parámetros de la calidad de la energía eléctrica y los límites (valores contractuales). Estos límites están establecidos por la CREG en la resolución 070 del 96.

En el contrato de calidad de la energía eléctrica, la descripción de cada parámetro puede incluir:

- Valores contractuales
- Intervalos de tiempo a ser considerados.
- Duración de los intervalos de evaluación
- Procedimientos especiales con respecto a las mediciones con “señalización”.

Muchos de los valores de los parámetros de la calidad de la energía eléctrica pueden variar entre un día de la semana y fin de semana, para esta evaluación el periodo de evaluación debe ser como mínimo una semana o un número entero de semanas.

A.3.2.1 FRECUENCIA

A.3.2.1.1 INTERVALOS DE MEDICIÓN

Periodos de evaluación de mínimo una semana.

A.3.2.1.2 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN

Son considerados intervalos de 10 s. Las siguientes técnicas son sugeridas, Pero otras técnicas de evaluación pueden ser utilizadas siempre y cuando ambas partes estén de acuerdo.

- El número, o porcentaje, de valores durante los intervalos de medida que excedan los valores contractuales por debajo y por encima pueden ser contados.
- El peor caso que pueda ser comparado con el valor más alto y más bajo de los valores contractuales (el intervalo de la medida podría ser diferente para esta posibilidad).
- Uno o más de los valores semanales con probabilidad del 95% (u otro porcentaje) expresados en Hertz, pueden ser comprados con los valores contractuales más altos y más bajos.
- El número consecutivo de valores que excedan los valores límites contractuales.
- La integración sobre los intervalos de medida, del valor que esta derivado de la frecuencia nominal podría ser comparado con los valores contractuales.

A.3.2.2 MAGNITUD DE TENSION

A.3.2.2.1 INTERVALOS DE MEDICIÓN

Periodo de valoración: una semana como mínimo

A.1.2.2.2 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN

Pueden ser considerados valores agregados durante 10 minutos. Son sugeridas las siguientes técnicas, Pero otras técnicas de evaluación pueden ser utilizadas siempre y cuando ambas partes estén de acuerdo.

- El número, o porcentaje, de los valores durante los intervalos de medida que superan los valores contractuales alto o bajo puede ser contado.
- El valor del peor caso puede además ser comparado con el valor contractual alto y/o bajo (los intervalos de medida pueden ser diferentes para esta posibilidad).

- Uno o más de los valores semanales con probabilidad del 95%(u otro porcentaje) de la probabilidad de los valores semanales, expresado en volts, pueden ser comparados con los valores contractuales el más altos o/y más bajos.
- El número de valores consecutivos que excedan los valores contractuales más alto y/o más bajo de los valores que pueda ser calculado.

A.3.2.3 FLICKER

A.3.2.3.1 INTERVALOS DE MEDICIÓN

Periodo de valoración: una semana como mínimo

A.3.2.3.2 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN

Se pueden considerar valores (P_{st}) de 10 minutos y/o valores (P_{lt}) de 2 horas. Las siguientes técnicas son sugeridas para ambos intervalos, pero otras técnicas de evaluación pueden ser utilizadas siempre y cuando ambas partes estén de acuerdo.

- El número, o porcentaje, de los valores durante el intervalo de medida que excedan los valores contractuales puede ser calculado.
- Los valores P_{st} con una probabilidad semanal del 99% (u otro porcentaje), o el valor del P_{lt} con una probabilidad semanal del 95% (u otro porcentaje) pueden ser comparados con valores contractuales.

A.3.2.4 CAÍDAS/ELEVACIONES DE TENSIÓN

A.3.2.4 .1 INTERVALOS DE MEDICIÓN

Periodo de valoración: un año como mínimo

A.3.2.4.2 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN

Las partes que realizan el contrato deben ponerse de acuerdo en el valor de U_{din} .

Las partes que realizan el contrato deben además estar de acuerdo en:

- Los umbrales de detección de la caída o elevación de tensión.
- La forma de agregación de medidas en el tiempo
- Las técnicas de agregación de los sitios medidos si más de una locación va a ser medida.
- Las técnicas de reporte como tablas de tensión residual/duración.
- Cualquier otra técnica de evaluación que pueda ser relevante.

A.3.2.5 INTERRUPCIONES DE TENSIÓN

A.3.2.5.1 INTERVALOS DE MEDICIÓN

Periodo de valoración: un año como mínimo.

A.3.2.5.2 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN

Las partes deben ponerse de acuerdo en la duración que define la frontera entre interrupción de tensión “corta” y “larga”.

El conteo del número de interrupciones de tensión, además del total de la duración de la interrupción “larga” de tensión durante el intervalo de medida, puede ser considerada. No obstante otras técnicas de evaluación pueden ser utilizadas siempre y cuando ambas partes estén de acuerdo.

Las interrupciones que son informadas al consumidor de antemano (por ejemplo , mínimo 24 h antes) pueden ser contadas separadamente de las interrupciones de las cuales el consumidor no tiene conocimiento previo.

A.3.2.6 DESBALANCES DE TENSIÓN

A.3.2.6.1 INTERVALOS DE MEDICIÓN

Periodo de valoración: una semana como mínimo.

A.3.2.6.2 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN

Pueden considerarse valores de 10 minutos y/o valores de 2h como se especifica en el capítulo 5 del proyecto de grado. Las siguientes técnicas son sugeridas para

ambos intervalos de medidas, pero otras técnicas de evaluación pueden ser utilizadas siempre y cuando ambas partes estén de acuerdo.

- El número, o porcentaje, de los valores durante el intervalo de medición que excedan los valores contractuales pueden ser contados.
- El peor caso puede ser comparado con los valores contractuales (los intervalos de medida pueden ser diferentes para este ítem, por ejemplo un año).
- Uno o más valores con probabilidad semanal del 95% (u otro porcentaje), expresados en porcentaje, pueden ser comparados con los valores contractuales.

A.3.2.7 ARMÓNICOS DE TENSIÓN

A.3.2.7.1 INTERVALOS DE MEDICIÓN

Una semana como mínimo; con periodos de valoración de 10 minutos, y diariamente con periodos de de 3 seg para valores de por lo menos durante una semana.

A.3.2.7.2 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN

Valores en intervalos de tiempo de 3s y/o 10 minutos pueden ser considerados. Los valores contractuales pueden ser aplicados a los armónicos individuales, o rango de armónicos, u otras agrupaciones, por ejemplo, incluso a armónicos impares, según el acuerdo entre las partes del contrato. Las siguientes técnicas son sugeridas para todos los valores, pero otras técnicas de evaluación pueden ser acordadas entre las partes:

- El número, o porcentaje, de los valores durante el intervalo de medida que excedan los valores contractuales pueden ser calculado.
- El peor caso puede ser comparado con los valores contractuales(el intervalo de medida puede ser diferente para esta posibilidad, por ejemplo años)

- Uno o más valores de 10 minutos con una probabilidad semanal del 95% (u otro porcentaje), y/o valores de intervalos de 3 seg con probabilidad diaria del 95% (u otro porcentaje), expresados en porcentaje, pueden ser comparados con los valores contractuales.

A.3.2.8 INTERARMONICOS DE TENSIÓN

A.3.2.8.1 INTERVALOS DE MEDICIÓN

Una semana como mínimo con periodos de valoración de 10 minutos , y diariamente con periodos de 3 s para valores de por lo menos una semana.

A.3.2.8.2 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN

Valores en intervalos de tiempo de 3s y/o 10 minutos pueden ser considerados.

Los valores contractuales pueden ser aplicados al rango de los interarmónicos, u otras agrupaciones, según el acuerdo entre las partes del contrato. Las siguientes técnicas son sugeridas para todos los valores, pero otras técnicas de evaluación pueden ser acordadas entre las partes:

- El número, o porcentaje, de los valores durante el intervalo de medida que excedan los valores contractuales pueden ser calculado.
- El peor caso puede ser comparado con los valores contractuales(el intervalo de medida puede ser diferente para esta posibilidad, por ejemplo años)
- Uno o más valores de 10 minutos con una probabilidad semanal del 95% (u otro porcentaje), y/o valores de intervalos de 3 seg con probabilidad diaria del 95% (u otro porcentaje), expresados en porcentaje, pueden ser comparados con los valores contractuales.

ANEXO A.4

CORRIENTE

En un contexto de calidad de la energía eléctrica, las medidas de corriente son útiles como un complemento de las medidas de tensión, sobre todo para determinar los orígenes de eventos como cambios de la magnitud de tensión, caídas, interrupción, o desbalances.

Las formas de onda de la corriente pueden ayudar además a asociar el evento grabado con un dispositivo particular y una acción, como el arranque de un motor, un transformador energizándose o una conmutación de condensadores.

Asociados con los interarmónicos y armónicos de tensión, las corrientes armónicas e interarmónicas pueden ser útiles para caracterizar la carga conectada a la red.

A.4.1 DEFINICIÓN

A.4.1.1 MAGNITUD DE CORRIENTE

A.4.1.2 MEDIDA

El fabricante o el usuario deben especificar una corriente eficaz máxima, incluyendo el máximo valor del factor de cresta.

- **Precisión clase A.** La medida será de los valores eficaces de la magnitud durante un tiempo de 12-ciclos para 60 Hz. El intervalo de 12 ciclos será continuo y no solapado.
- **Precisión clase B.** El fabricante especificará la ventana usada.

A.4.1.3 INCERTIDUMBRE DE LA MEDIDA

- **Precisión de clase A.** Sobre las condición de cantidad especificada de influencia descrita en el numeral 7 de esta propuesta, la incertidumbre de la medida no debe exceder +/- 0.1 % de la escala completa.
- **Precisión de clase B.** El fabricante debe especificar la incertidumbre sobre una específica cantidad de influencia descrita en el numeral 7 de esta propuesta. En todos los casos la incertidumbre no debe exceder el 2% de la escala completa.

A.4.1.4 EVALUACIÓN DE LA MEDIDA

Para los sistemas monofásicos, hay un solo valor eficaz de corriente. Para sistemas de tres fases y tres hilos, hay típicamente 3 valores eficaces de corriente; para sistemas de tres fases y cuatro hilos, hay típicamente 4 valores eficaces de corriente. Es opcional medir la corriente también en el conductor de tierra.

- **Clase A.** los intervalos de agregación se realizan como están descritos en el numeral 5.5 de esta propuesta, pero adicional se puede usar una técnica para *smoothing*, por ejemplo con un filtro digital como se especifica en la CEI 61 000-4-7.
Si cualquiera de los valores eficaces de 12 ciclos son mayores que la corriente máxima especificada por el fabricante, el valor deberá ser marcado
- **Clase B.** El fabricante o el usuario debe especificar lo intervalos de medidas.

