

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**EVALUACIÓN DE LOS INDICADORES DE
CALIDAD DE PRODUCTO ESTABLECIDOS EN
LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE
SERVICIO ELÉCTRICO (NTCSE)**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

CARLOS ALBERTO CÓRDOVA BERNUY

**PROMOCIÓN
1997 – II**

**LIMA – PERÚ
2004**

**A mis padres que son el motivo
de mi superación, a mis hermanos
por su constante apoyo.**

**EVALUACIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE PRODUCTO
ESTABLECIDOS EN LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO
ELÉCTRICO (NTCSE)**

SUMARIO

El presente informe de suficiencia pretende analizar si realmente los indicadores de calidad de Producto estipulados en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos han cumplido su objetivo en beneficio de los usuarios finales, y en caso contrario que ajustes deben realizarse.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	2
CONCEPTOS GENERALES	
1.1 Introducción	2
1.2 NTCSE y calidad de producto	5
1.3 Importancia de la calidad del producto	6
1.4 Mediciones e indicadores de calidad de producto según la NTCSE	8
CAPÍTULO II	
NIVELES DE CALIDAD DE PRODUCTO DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	
2.1 Ámbito de aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos NTCSE	11
2.2 Calidad de producto (Tensión)	12
2.2.1 Total mediciones efectuadas y fallidas en MT y BT	12
2.2.2 Total mediciones de mala calidad en MT y BT	15
2.2.3 Total casos con mediciones de mala calidad de tensión que continúan en mala calidad en MT y BT	16
2.2.4 Rangos reales de variación de la tensión penalizable en BT - año 2002	18

2.2.5 Total mediciones mensuales efectuadas por las empresas en MT y BT – año 2002	20
---	----

2.2.6 Montos compensados por mala calidad de tensión	21
--	----

CAPÍTULO III

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS MEDICIONES DE PERTURBACIONES

3.1 Perturbaciones	23
--------------------	----

3.2 Análisis de las mediciones	26
--------------------------------	----

3.3 Análisis de las mediciones penalizables de Flicker	29
--	----

3.4 Análisis de las mediciones penalizables de armónicos	32
--	----

3.5 Análisis de las compensaciones por Flicker	36
--	----

3.6 Análisis de las compensaciones por armónicos	38
--	----

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN DE LA NTCSE

4.1 Aplicación y modificación de la NTCSE	41
---	----

4.2 Equipamiento para el control de la calidad de producto	43
--	----

4.2.1 Equipamiento según la Base Metodológica de la NTCSE	43
---	----

A. Requisitos mínimos	43
-----------------------	----

B. Procedimiento de aprobación de especificaciones técnicas	46
---	----

4.2.2 Requerimiento de la NTCSE para los equipos de medición	47
--	----

4.3 Magnitud de las compensaciones	50
------------------------------------	----

4.3.1 Definición del elemento de comparación	51
--	----

4.3.2 El caso de Calidad de Tensión	58
-------------------------------------	----

4.3.3 El caso de Calidad de Flicker	61
-------------------------------------	----

4.3.4 El caso de Calidad de Armónicos	62
4.4 El problema del flicker en los sistemas interconectados del Perú	63
4.4.1 Mediciones flicker en zonas críticas	63
4.4.2 Estimación de compensaciones por flicker en zonas críticas	66
4.4.3 Estimación de equipamiento y costos de inversión para disminuir el Índice de Severidad Flicker	67
4.4.4 Índices de Severidad Pst en otros países	67
4.5 Niveles de inversión estimados por las empresas distribuidoras para mejorar de la calidad de tensión y suministro	68
4.5.1 Simulaciones de flujo de carga para mejorar la Calidad de Tensión	71
4.5.2 Estimaciones de compensaciones en barra de MT	73
CAPÍTULO V	
COMPARACIÓN DE LA NTCSE CON NORMAS INTERNACIONALES	
5.1 Comparación de la NTCSE con las normas colombianas	75
5.1.1 Tensión	75
5.1.2 Armónicas	76
5.2 Comparación de la NTCSE con las normas chilenas	76
5.2.1 Tensión	76
5.2.2 Armónicas	77
5.3 Comparación de la NTCSE con las normas argentinas	79
5.3.1 Tensión	79
5.3.2 Armónicas	79
5.4 Comparación de la NTCSE con la norma boliviana	80
5.5 Comparación de la NTCSE con la norma panameña	81

5.6 Comparación de la NTCSE de las normas holandesas	82
5.6.1 Tensión	82
5.6.2 Armónicas	82
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	86
ANEXO A: CALIDAD DE PRODUCTO EN LA NTCSE	94
ANEXO B: SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD DE PRODUCTO (CASO LUZ DEL SUR)	109
ANEXO C: DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DISPONIBLES COMERCIALMENTE	120
ANEXO D: ACRÓNIMOS	129
BIBLIOGRAFÍA	130

PRÓLOGO

Actualmente la energía eléctrica es parte de todas las actividades de nuestra sociedad, sean estas de carácter doméstico, comercial o industrial, y el término “Calidad de Energía” es relativamente nuevo en nuestro medio. En el Perú, la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE), establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos así como las obligaciones de las empresas de electricidad que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas del Perú, siendo la autoridad competente de su control OSINERG.

La NTCSE fue promulgada como Decreto Supremo N° 020-97-EM del gobierno peruano y tiene fecha de vigencia, a partir del 11 de octubre de 1997.

CAPÍTULO I

CONCEPTOS GENERALES

1.1 Introducción

El modelo tarifario, la constitución del OSINERG como organismo fiscalizador en el sector eléctrico peruano y la publicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE) generados a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas, implican un replanteamiento de la filosofía de prestación del servicio de energía eléctrica, que significa que las condiciones en la que se está dando la relación suministrador - clientes son mucho más exigentes para las empresas del sector, obligándolas a incentivar en su ámbito institucional una nueva cultura de servicio.

De hecho, en los últimos años se ha incrementado la importancia de un suministro de energía eléctrica basado en criterios que vayan más allá de la simple continuidad, debido a la creciente vulnerabilidad de procesos industriales cada vez más delicados y dependientes de equipos electrónicos más sofisticados, pero al mismo tiempo más susceptible a diversos tipos de perturbación.

El nuevo concepto de Calidad de Servicio de la Energía Eléctrica ("Power Quality"), que ha evolucionado en la última década a escala mundial, está relacionado con las perturbaciones electromagnéticas que pueden afectar las condiciones eléctricas de suministro (tensión y/o corriente) y ocasionar el mal funcionamiento o daño de equipos y procesos. Durante los últimos años ha adquirido importancia como uno de los elementos básicos de calidad y confiabilidad en la prestación del servicio.

Por tal razón se requiere un tratamiento integral del problema desde diversos frentes. Estos comprenden, entre otros, investigación básica y aplicada, diseño, selección, operación y mantenimiento de equipos, normalización, regulación, programas de medición y evaluación, capacitación de personal, concepción de mecanismos de gestión y otros (ver figura N° 1.1).

Cada una de estas actividades debe realimentar y dar soporte a las demás.

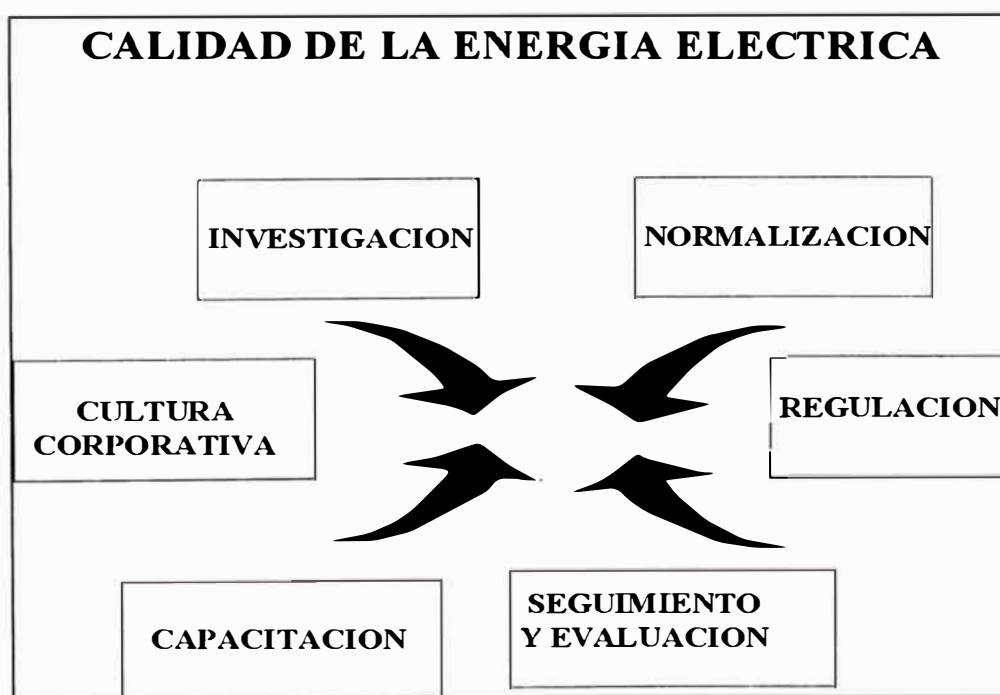


Figura N° 1.1 Calidad de la Energía Eléctrica

El conocimiento de las exigencias inherentes al ambiente electromagnético presente en el medio peruano (como son las descargas atmosféricas, los armónicos y fluctuaciones de tensión, etc.) es fundamental para definir las pautas de planeamiento, diseño y operación de los sistemas eléctricos. Esfuerzos integrales de investigación en este sentido son de profundo interés, teniendo en cuenta, entre otros factores, que la calidad del suministro constituye un tópico relevante dentro de las políticas institucionales que se impulsan en el sector eléctrico.

En el Perú, la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE), establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos así como las obligaciones de las empresas de electricidad que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas del Perú, siendo el OSINERG la autoridad competente de su control. Esta norma define y establece, entre otros, los procedimientos a seguir por los concesionarios para el Control de la Calidad de Producto, como efectuar mediciones tanto de los parámetros técnicos como de los sistemas de atención a los usuarios, según pautas y métodos establecidos en el reglamento; asimismo, compensar a los usuarios en los casos que las mencionadas mediciones tengan valores fuera de las tolerancias establecidas. En los actuales momentos la norma ha sufrido cambios y cuestionamientos, habiéndose suspendido su aplicación por el OSINERG en cuanto a las perturbaciones y encargándose a un Comité Técnico su evaluación y modificaciones, necesarias para una buena aplicación.

El presente estudio tiene como objetivos: Analizar la evolución de los indicadores de tensión y las perturbaciones armónicas sobre la base de las mediciones efectuadas en los sistemas eléctricos de las empresas distribuidoras; asimismo, evaluar los problemas presentados durante la aplicación inicial de la NTCSE publicada en 1997 y las justificaciones dadas que sirvieron de sustento para las modificaciones efectuadas a la norma en los años 1999, 2000 y 2001 respecto a las perturbaciones, niveles de compensaciones unitarias y rangos de tolerancias de tensión y interrupciones.

1.2 NTCSE y Calidad de Producto

La NTCSE fue promulgada como Decreto Supremo N° 020-97-EM del gobierno peruano y tiene vigencia a partir del 11 de octubre de 1997. Entre sus objetivos principales tenemos:

- Establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos.
- Establecer las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844).

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

Calidad de Producto:

- Tensión
- Frecuencia
- Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas)

Calidad de Suministro:

- Interrupciones

Calidad de Servicio Comercial:

- Trato al Cliente
- Medios de Atención
- Precisión de la Medida

Calidad de Alumbrado Público:

- Deficiencias del Alumbrado.

Existen parámetros que determinan y describen las características de la energía eléctrica tales como la tensión, frecuencia, armónicos, factor de potencia, etc. La energía eléctrica es considerada un bien, un producto, cuyas características justamente la determinan los parámetros antes mencionados. Cuando estos parámetros se mantienen en un determinado rango de valores del mismo, se dice que el producto (energía eléctrica) es de buena calidad. Es decir la calidad de producto determina el rango de valores que deben presentar los parámetros que determinan la característica de la energía eléctrica para que esta sea considerada de buena calidad.

1.3 Importancia de la Calidad de Producto

Actualmente la energía eléctrica es parte de todas las actividades de nuestra sociedad, sean estas de carácter doméstico, comercial o industrial, habiéndonos acostumbrado

a recibirla sin cuestionar sus características como producto, y el término “Calidad de Energía” era relativamente desconocido en nuestro medio.

Un problema de Calidad de la Energía se define como “cualquier problema del suministro de energía manifestado como desviaciones de la tensión, la corriente o la frecuencia”. Esto por un lado, puede ser consecuencia de un mal funcionamiento de los equipos que proveen el suministro. Estas fallas pueden ser: sobrecargas en los condensadores o transformadores, sobrecalentamiento de conductores, etc.

Por otro lado, la proliferación de los dispositivos de electrónica de potencia ha influido notablemente en el aumento del nivel de armónicas en las redes eléctricas. Aplicaciones industriales, que utilizan cargas no-lineales (convertidores de frecuencia, rectificadores, etc.) han contribuido a la mejora de procesos en los usuarios del servicio, pero también ha tenido un impacto en el contenido armónico en la red de distribución eléctrica.

Las empresa distribuidoras, están obligadas a controlar y mejorar la Calidad de Energía Eléctrica que brindan a sus Clientes, específicamente la Calidad de Producto (elaboración y seguimiento de programas de medición de parámetros eléctricos, cálculo y evaluación de Indicadores de Calidad, determinación de compensaciones y reportes de gestión) entregada a sus clientes; asimismo, deben desarrollar Sistema de Gestión de Calidad de Producto, con el objetivo de poder contar con una herramienta que permita automatizar los procesos relacionados al control y mejora de la Calidad de Producto entregada a los usuarios mediante procesos que tienen que ver con el

análisis de las redes eléctricas e identificación de aquellos clientes que requieran compensación.

1.4 Mediciones e indicadores de calidad de producto según la NTCSE

La medición de la Calidad de Producto se realiza a través de los parámetros que determinan la característica de la energía eléctrica, concretamente a través de indicadores de estos parámetros, que a su vez se denominan indicadores de calidad.

El indicador de calidad permite evaluar a un parámetro determinado, sin embargo un parámetro puede tener varios indicadores de calidad. Así por ejemplo tal como se describirá mas adelante el parámetro frecuencia tiene, según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos tres indicadores de calidad: Variaciones Sostenidas de Frecuencia, Variaciones Súbitas de Frecuencia e Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

Dentro de la NTCSE, en Calidad de Producto se evalúan las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión. Para esto, se realizan mediciones cuyo período de control es mensual con periodos de medición de 7 días mediante intervalos de medición de 15 min. El control se realiza, uno por cada 3000 clientes en BT. También se puede realizar un 10% de mediciones adicionales a solicitud de la autoridad reguladora (OSINERG).

En caso de que durante el control se detecten mediciones fuera de los límites establecidos, entonces éstas estarán sujetas a compensación. Las compensaciones, se

calculan en función a la energía entregada al cliente por el suministrador (la empresa eléctrica) en condiciones de mala calidad.

Si los valores de tensión registrados están por encima de los límites permitidos por la norma, entonces son sujetos de compensación: el cliente en el cual se hizo la medición y todos aquellos clientes que se encuentren “aguas arriba” de él (hacia la subestación de distribución). Si por el contrario los valores de tensión registrados están por debajo de los límites permitidos por la norma, entonces deben ser compensados: el cliente en el cual se hizo la medición y todos aquellos clientes que se encuentren “aguas abajo” de él (en dirección del fin de circuito).

El indicador de calidad, es el parámetro que permite evaluar la tensión de entrega. Es la diferencia entre la media de los valores eficaces instantáneos medidos en el punto de entrega y el valor de la tensión nominal, expresado en porcentaje de la tensión nominal.

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_n) / V_n \times 100 \% \quad (1.1)$$

V_k : Media de los Valores Eficaces (RMS) instantáneos medidos.

V_n : Tensión nominal.

Las tolerancias, para todos los niveles de tensión, en zonas urbanas es de hasta el $\pm 5\%$ de la tensión nominal en los puntos de entrega y hasta el $\pm 7.5\%$ en redes secundarias de zonas rurales y urbano-rurales. La energía es de mala calidad si la tensión se encuentra fuera de los límites de tolerancia por un tiempo mayor al 5% del Periodo de Medición (8 horas y 24 minutos).

De acuerdo al valor ΔV_p obtenido durante el proceso de medición, se obtiene un valor de A_p de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 1.1: Indicadores de tensión

Indicador ΔV_p (%) ΔV_p (%)	A_p
$5,0 < \Delta V_p (\%) \leq 7,5$	1
$7,5 < \Delta V_p (\%) \leq 10,0$	6
$10,0 < \Delta V_p (\%) \leq 12,5$	12
$12,5 < \Delta V_p (\%) \leq 15,0$	24
$15,0 < \Delta V_p (\%) \leq 17,5$	48
$ \Delta V_p (\%) \leq 17,5$	96

En el **Anexo B**, se presenta a modo de ejemplo el Sistema Informático utilizado en los reportes de Calidad de Producto de la NTCSE de la empresa Luz del Sur.

CAPÍTULO II

NIVELES DE CALIDAD DE PRODUCTO DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

2.1 **Ámbito de aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - NTCSE**

La NTCSE, publicada en octubre de 1997, establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos y las obligaciones de las empresas y clientes que operan bajo la Ley de Concesiones Eléctricas.

En la actualidad, la Norma se aplica sólo a ciudades importantes del país que cumplen con determinadas características (Sectores Típicos 1 y 2), el porcentaje de la población que esta comprendida dentro de la NTCSE es 82% (ver figura N° 2.1).



** Incluye empresas distribuidoras municipales

Figura N° 2.1

2.2 Calidad de Producto (Tensión)

2.2.1 Total Mediciones Efectuadas y Fallidas en MT y BT

Tabla N° 2.1: Total de Mediciones de Tensión Efectuadas y Fallidas MT y BT

N°	Empresa		2000		2001		2002		2003 (*)	
			Efectuadas	Fallidas	Efectuadas	Fallidas	Efectuadas	Fallidas	Efectuadas	Fallidas
1.-	LUZ DEL SUR	(EDS)	3 985	112	3 684	144	3 834	361	3 890	150
2.-	EDELNOR	(EDN)	4 953	424	4 211	220	4 279	438	4 296	238
3.-	HIDRANDINA	(HID)	1 958	296	2 130	310	1 945	206	1 910	90
4.-	SEAL	(SEA)	1 526	19	897	25	910	79	902	16
5.-	ELECTRO CENTRO	(ELC)	1 138	152	1 029	76	731	82	762	68
6.-	ELECTRO SUR ESTE	(ESE)	459	29	401	28	373	67	384	42
7.-	ELECTRO PUNO	(EPU)	553	103	456	29	397	28	384	22
8.-	ELECTRO SUR MEDIO	(ESM)	903	133	1 139	101	1 185	130	1 086	50
9.-	ENOSA	(ENO)	1 019	222	1 048	159	984	183	984	106
10.-	ELECTRO ORIENTE	(EOR)	599	51	662	56	624	134	662	68
11.-	ELECTRO NORTE	(ELN)	717	218	703	184	773	196	776	68
12.-	ELECTRO SUR	(ELS)	746	40	591	54	612	51	668	34
13.-	ELECTRO UCAYALI	(EUC)	442	121	286	27	296	67	292	24
14.-	EDECAÑETE	(ECA)	219	6	220	42	228	75	228	24
TOTAL			19 217	1 926	17 457	1 455	17 171	2 097	17 224	1 000

(*) Proyectado en base al primer semestre del 2003

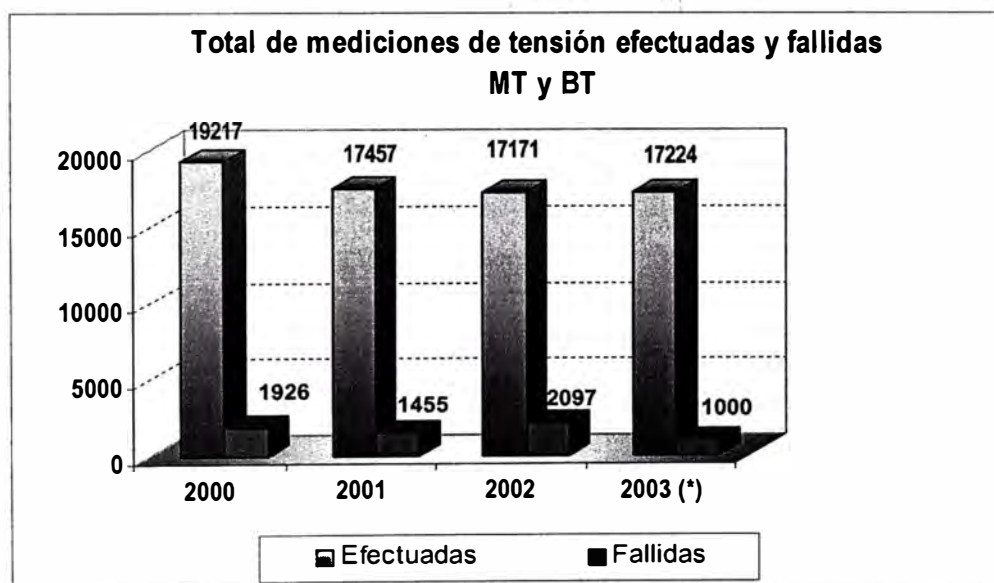


Figura N° 2.2: Total de mediciones de tensión efectuadas y fallidas

De la Tabla N° 2.1, se observa que el número de mediciones totales efectuadas por las empresas han disminuido ligeramente con respecto al año 2000; la excepción a esta tendencia son las empresas Electro Sur Medio, Electronorte y Edecañete (ver figura N° 2.2).

**Tabla N° 2.2: Porcentaje (%) de mediciones Fallidas del Total de Mediciones
de MT y BT**

N°	Empresa		2000	2001	2002	2003 (*)
1.-	LUZ DEL SUR	(EDS)	3%	4%	9%	4%
2.-	EDELNOR	(EDN)	9%	5%	10%	6%
3.-	HIDRANDINA	(HID)	15%	15%	11%	5%
4.-	SEAL	(SEA)	1%	3%	9%	2%
5.-	ELECTRO CENTRO	(ELC)	13%	7%	11%	9%
6.-	ELECTRO SUR ESTE	(ESE)	6%	7%	18%	11%
7.-	ELECTRO PUNO	(EPU)	19%	6%	7%	6%
8.-	ELECTRO SUR MEDIO	(ESM)	15%	9%	11%	5%
9.-	ENOSA	(ENO)	22%	15%	19%	11%
10.-	ELECTRO ORIENTE	(EOR)	9%	8%	21%	10%
11.-	ELECTRO NORTE	(ELN)	30%	26%	25%	9%
12.-	ELECTRO SUR	(ELS)	5%	9%	8%	5%
13.-	ELECTRO UCAYALI	(EUC)	27%	9%	23%	8%
14.-	EDECAÑETE	(ECA)	3%	19%	33%	11%
TOTAL			10%	8%	12%	6%

De la Tabla N° 2.2, sobre los resultados de estas mediciones se observa que en general el porcentaje de mediciones fallidas en el año 2003 (6%) ha disminuido considerablemente respecto al año 2000. Las empresas, con mayor porcentaje de fallidas son ENOSA, Electro Sur Este, Electro Oriente, Electronorte y Edecañete con 11%, 11%, 10%, 9% y 11%, las que tienen menor porcentaje son Seal (2%), Luz del Sur (4%) y Edelnor (4%).

Si analizamos a la empresa Luz del Sur, se observa que a pesar de manejar una gran cantidad de clientes, sus mediciones fallidas son sólo el 2% del total de mediciones. Esto se debe en gran parte a la ubicación de su zona de concesión, (en su mayoría sector típico 1 residencial) en donde los usuarios colaboran con las campañas de medición.

Por otro lado, en Edelnor, empresa con el mayor número de clientes, el porcentaje de mediciones fallidas es mayor que el de Luz del Sur, esto debido a que la zona de concesión de Edelnor, abarca zonas en su mayoría de nivel socio económico medio para abajo, en donde a pesar de realizarse campañas de información en torno a la norma técnica, éstas no tiene la misma acogida que en los sectores residenciales. Igual sucede en el caso de las zonas ubicadas en el área rural del interior del país.

Las mediciones fallidas, representan el 12% del total de mediciones (año 2002). Este porcentaje no está en función directa de la cantidad de clientes atendidos, sino, está determinado por factores como la ubicación de los puntos de medición. En los sectores periféricos y en clientes de bajo nivel cultural. Se ha notado una actitud negativa ante las mediciones, lo que impide un control eficaz del proceso. Inclusive en algunos casos se desconectan los equipos de medición frustrando el cumplimiento de número de intervalos mínimos requeridos por norma. Estas actitudes se basan la mayoría de las veces, en la idea errónea de evitar el incremento del monto de facturación por consumo de electricidad.

En los casos en que el porcentaje de mediciones fallidas supera la media, corresponden en su gran mayoría a empresas que atienden a suministros dispersos en el interior del país en donde el menor nivel socio-cultural, no permite realizar una campaña de información adecuada.

2.2.2 Total Mediciones de Mala Calidad en MT y BT

En las Tablas N° 2.3 y N° 2.4, se presenta un resumen de las mediciones de mala calidad reportadas por las empresas distribuidoras al OSINERG, dentro del marco de la NTCSE para el periodo 2000 – 2003.

Tabla N° 2.3: Efectuadas MT y BT

N°	Empresa		2000	2001	2002	2003 (*)
1.-	LUZ DEL SUR	(EDS)	1 050	766	697	636
2.-	EDELNOR	(EDN)	1 234	1 006	825	722
3.-	HIDRANDINA	(HID)	224	547	338	332
4.-	SEAL	(SEA)	704	371	174	204
5.-	ELECTRO CENTRO	(ELC)	310	177	125	206
6.-	ELECTRO SUR ESTE	(ESE)	192	108	56	40
7.-	ELECTRO PUNO	(EPU)	218	189	161	178
8.-	ELECTRO SUR MEDIO	(ESM)	205	183	74	30
9.-	ENOSA	(ENO)	464	376	272	330
10.-	ELECTRO ORIENTE	(EOR)	98	80	83	82
11.-	ELECTRO NORTE	(ELN)	258	193	283	272
12.-	ELECTRO SUR	(ELS)	163	57	90	200
13.-	ELECTRO UCAYALI	(EUC)	113	47	74	82
14.-	EDECAÑETE	(ECA)	81	54	57	40
TOTAL			5 314	6 155	5 311	3 354

(*) Proyectado en base al primer semestre del 2003

Tabla N° 2.4: Porcentaje (%) de Mala Calidad del Total de Mediciones en MT y BT

N°	Empresa		2000	2001	2002	S1 2003
1.-	LUZ DEL SUR	(EDS)	27%	22%	19%	17%
2.-	EDELNOR	(EDN)	27%	25%	21%	18%
3.-	HIDRANDINA	(HID)	13%	30%	19%	18%
4.-	SEAL	(SEA)	47%	43%	20%	23%
5.-	ELECTRO CENTRO	(ELC)	31%	19%	18%	30%
6.-	ELECTRO SUR ESTE	(ESE)	45%	29%	17%	12%
7.-	ELECTRO PUNO	(EPU)	48%	44%	43%	49%
8.-	ELECTRO SUR MEDIO	(ESM)	27%	18%	7%	3%
9.-	ENOSA	(ENO)	58%	42%	32%	38%
10.-	ELECTRO ORIENTE	(EOR)	18%	13%	16%	14%
11.-	ELECTRO NORTE	(ELN)	52%	37%	44%	38%
12.-	ELECTRO SUR	(ELS)	23%	11%	16%	32%
13.-	ELECTRO UCAYALI	(EUC)	35%	18%	31%	31%
14.-	EDECAÑETE	(ECA)	38%	30%	31%	20%
TOTAL			31%	26%	21%	21%

Las tendencias de la mala calidad son decrecientes respecto al año 2000, Las empresas con mayor porcentaje de mala calidad son Electro Puno, Electronorte, Enosa y Electrosur con 49%, 38%, 38% y 32% respectivamente; las que tiene menor porcentaje son Electro Sur Medio y Electro Sur Este con 3% y 12% respectivamente.

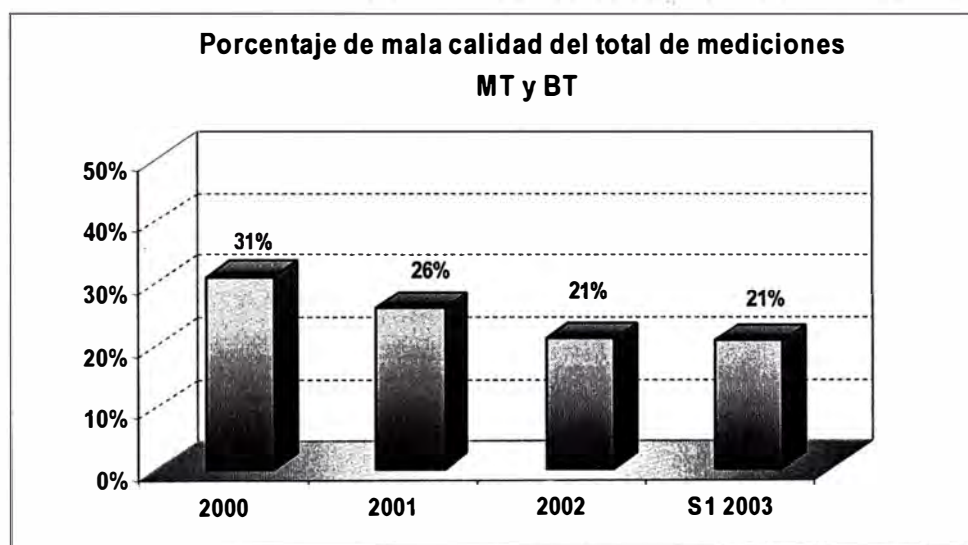


Figura N° 2.3: Porcentajes de mala calidad

En la **Figura N° 2.3**, se puede observar que a pesar de la tendencia a la disminución de los porcentajes de mala calidad de la tensión, el porcentaje de 21% se puede considerar que todavía es elevado respecto a estándares internacionales.

2.2.3 Total Casos con Mediciones de Mala Calidad de Tensión que continúan en Mala Calidad en MT y BT

En la Tabla N° 2.5, se presenta la evolución de los casos donde se encontró una mala calidad de tensión y que aún no han sido corregidas dicha mala calidad.

Tabla N° 2.5: Casos de mediciones donde se encontro una Mala Calidad sin que aún se supere esta Mala Calidad

TOTAL MEDICIONES (TENSION MT Y BT)

N°	Empresa	A Dic - 99	A Jun - 00	A Dic - 00	A Jun - 01	A Dic - 01	A Jun - 02	A Dic - 02	A Jun - 03
1.-	LUZ DEL SUR (EDS)	93	614	924	1113	1240	1409	1563	1653
2.-	EDELNOR (EDN)	199	591	876	1195	1558	1826	1980	1952
3.-	HIDRANDINA (HID)	21	9	132	390	403	516	489	508
4.-	SEAL (SEA)	44	95	92	52	33	23	32	28
5.-	ELECTRO CENTRO (ELC)	21	156	190	190	180	185	201	251
6.-	ELECTRO SUR ESTE (ESE)	17	144	205	230	221	198	191	180
7.-	ELECTRO PUNO (EPU)	7	89	125	228	308	422	507	587
8.-	ELECTRO SUR MEDIO (ESM)	8	96	202	327	429	403	338	335
9.-	ENOSA (ENO)	28	255	494	699	807	915	1017	1158
10.-	ELECTRO ORIENTE (EOR)	13	3	11	4	147	178	213	175
11.-	ELECTRO NORTE (ELN)	34	16	35	434	528	529	568	435
12.-	ELECTRO SUR (ELS)	28	113	91	52	43	65	91	159
13.-	ELECTRO UCAYALI (EUC)	4	9	10	2	2	11	20	16
14.-	EDECAÑETE (ECA)	4	7	2	102	143	189	192	188
TOTAL		521	2197	3389	5018	6042	6869	7402	7625

Se puede observar que las empresas aún no vienen tomado las acciones necesarias para corregir los casos de mala calidad de tensión, lo cual se refleja en un aumento anual de dichos casos.

- La NTCSE establece que detectado una mala calidad se debe pagar una compensación al usuarios hasta que se supere esta mala calidad
- En el cuadro anterior se presenta como ha evolucionado él número de casos pendientes de levantar la mala calidad detectada, para se establece como referencia los fines de cada semestre. Por Ejemplo a fines de diciembre de 1999 la empresas LUZ DEL SUR contaba con 93 casos (mediciones) donde se tenía mala calidad sin que a fines de ese periodo se haya levantado esta mala calidad y a fines de junio del 2003 el número de casos llegó a 1653.
- Sólo a manera de referencia se muestra el número de mediciones que tiene que efectuar cada empresa en forma mensual por aplicación de la NTCSE, se puede observar que en muchos casos el número de casos pendientes a solucionar una

mala calidad detectada es varias veces mayor que el número de mediciones mensuales que se debe efectuar por aplicación de la NTCSE; de mantenerse esta tendencia de crecimiento de mediciones para el futuro implicaría la inviabilidad de algunas empresas, debido al alto costo de penalización, sobre todo en las zonas que no pertenecen al sector típico 1 donde la dispersidad de suministros es un factor preponderante en el alto índice de mediciones fallidas.

- En la actualidad el número de mediciones mensual se esta recalculando pues el MEM ha establecido que el criterio seguido para el calculo de este número no es correcto. Se espera una reducción sustancial de este número de mediciones.

2.2.4 Rangos Reales de Variación de la Tensión Penalizable en BT – Año 2002

Los rangos de tensiones penalizables en (%), registradas en el año 2002 en BT se muestran en las Tablas N° 2.6 y N° 2.7.

Tabla N° 2.6: Rangos reales de variación de la tensión

N°	Empresa		DV<-17.5%	-17.5%<DV<-15%	-15%<DV<-12.5%	-12.5%<DV<-10%	-10%<DV<-7.5%	-7.5%<DV<-5%	-5%<DV<-5%
1	LUZ DEL SUR	EDS	0.10%	0.09%	0.13%	0.31%	1.12%	4.36%	71.11%
2	HIDRANDINA	HID	0.08%	0.16%	0.38%	0.90%	2.12%	5.21%	73.42%
3	ENOSA	ENO	0.11%	0.08%	0.20%	0.57%	1.70%	4.61%	72.39%
4	ELECTRO PUNO	EPU	0.60%	0.08%	0.08%	0.22%	0.52%	1.96%	65.09%
5	ELECTRO CENTRO	ELC	0.04%	0.04%	0.11%	0.49%	0.99%	3.35%	72.23%
6	ELECTRO SUR	ELS	0.01%	0.03%	0.09%	0.22%	0.77%	3.71%	76.52%
7	EDELNOR	EDN	0.01%	0.02%	0.08%	0.31%	0.97%	4.03%	73.80%
8	SEAL	SEA	0.02%	0.01%	0.08%	0.53%	1.46%	3.72%	62.70%
9	ELECTRO SUR MEDIO	ESM	0.00%	0.00%	0.03%	0.25%	1.27%	5.03%	76.57%
10	ELECTRO SUR ESTE	ESE	0.46%	0.03%	0.21%	0.37%	1.16%	3.81%	69.76%
11	ELECTRO NORTE	ELN	0.09%	0.12%	0.22%	0.42%	1.05%	2.98%	62.52%
12	ELECTRO ORIENTE	EOR	0.04%	0.09%	0.14%	0.35%	1.48%	5.93%	79.10%
13	ELECTRO UCAYALI	EUC	0.01%	0.00%	0.01%	0.16%	1.06%	7.47%	69.16%
14	EDECANETE	ECA	0.03%	0.00%	0.00%	0.13%	1.18%	7.21%	62.24%
	TOTAL		0.09%	0.07%	0.14%	0.41%	1.23%	4.31%	71.08%

Tabla N° 2.7: Rangos reales de variación de la tensión

N°	Empresa		-5% < DV <= 5%	5% < DV <= 7.5%	7.5% < DV <= 10%	10% < DV <= 12.5%	12.5% < DV <= 15%	15% < DV <= 17.5%	DV > 17.5%
1	LUZ DEL SUR	EDS	71.11%	19.34%	2.94%	0.35%	0.12%	0.01%	0.01%
2	HIDRANDINA	HID	73.42%	14.56%	2.57%	0.50%	0.09%	0.00%	0.00%
3	ENOSA	ENO	72.39%	16.29%	3.23%	0.57%	0.08%	0.01%	0.15%
4	ELECTRO PUNO	EPU	65.09%	24.82%	5.80%	0.65%	0.18%	0.00%	0.00%
5	ELECTRO CENTRO	ELC	72.23%	19.61%	2.56%	0.32%	0.08%	0.00%	0.19%
6	ELECTRO SUR	ELS	76.52%	15.53%	3.03%	0.09%	0.00%	0.00%	0.00%
7	EDELNOR	EDN	73.80%	18.39%	2.16%	0.22%	0.00%	0.00%	0.00%
8	SEAL	SEA	62.70%	25.69%	3.75%	1.48%	0.47%	0.08%	0.02%
9	ELECTRO SUR MEDIO	ESM	76.57%	14.66%	2.06%	0.12%	0.00%	0.00%	0.00%
10	ELECTRO SUR ESTE	ESE	69.76%	17.92%	5.52%	0.75%	0.00%	0.00%	0.00%
11	ELECTRO NORTE	ELN	62.52%	24.41%	6.75%	1.23%	0.21%	0.00%	0.00%
12	ELECTRO ORIENTE	EOR	79.10%	11.61%	0.66%	0.60%	0.00%	0.00%	0.00%
13	ELECTRO UCAYALI	EUC	69.16%	18.54%	3.51%	0.08%	0.00%	0.00%	0.00%
14	EDECANETE	ECA	62.24%	26.24%	2.08%	0.79%	0.07%	0.01%	0.02%
	TOTAL		71.08%	18.92%	3.14%	0.50%	0.09%	0.01%	0.02%

En la Tabla N° 2.6 y N° 2.7, se puede observar que los rangos penalizables que se presentan con mayor incidencia son por sobretensión: 18.9% ($5\% < DV \leq 7.5\%$) y 4.31% ($-7.5\% \leq DV < -5\%$).

En la Figura N° 2.4, se aprecia mejor los rangos penalizables, respecto al rango considerado como de buena calidad de tensión ($-5\% \leq DV < 5\%$). El 71.08% del total de intervalos medidos en Baja Tensión, se encuentran dentro de la norma y el 28.92% del total de intervalos medidos se encuentran fuera del rango admitido por la norma.

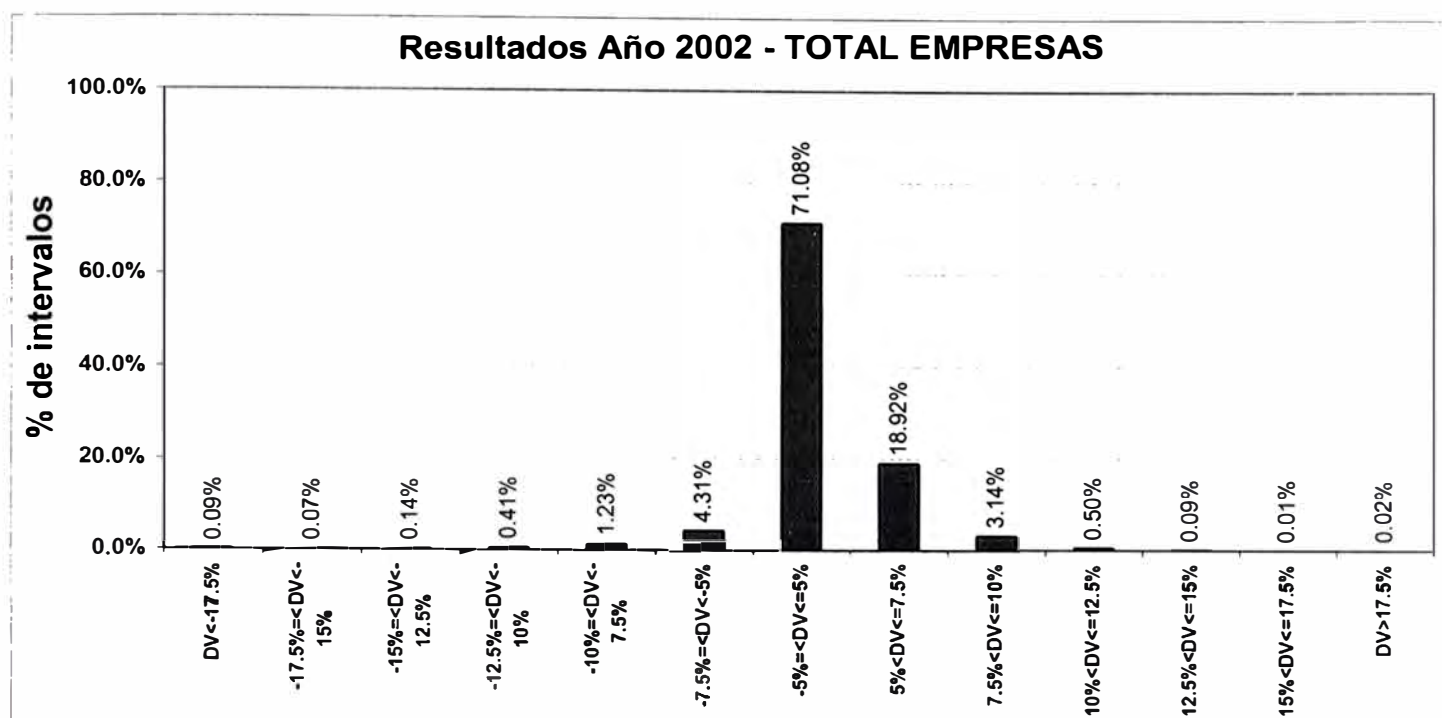


Figura N° 2.4: Resultados año 2002

2.2.5 Total Mediciones Mensuales Efectuadas por las Empresas en MT y BT – Año 2002

Tabla N° 2.8: Mediciones Mensuales por NTCSE

Mediciones Mensuales por NTCSE			
EMPRESA	Tensión		TOTAL
	Media	Baja	
LUZ DEL SUR	90	225	315
EDELNOR	67	288	355
HIDRANDINA	69	92	161
SEAL	15	60	75
ELECTRO CENTRO	15	45	60
ELECTRO SUR ESTE	9	20	29
ELECTRO PUNO	11	19	30
ELECTRO SUR MEDIO	55	35	90
ELECTRO NOROESTE	34	48	82
ELECTRO ORIENTE	26	25	51
ELECTRO NORTE	24	40	64
ELECTRO SUR	25	26	51
ELECTRO UCAYALI	14	12	26
EDECAÑETE	7	12	19

2.2.6 Montos Compensados por Mala Calidad de Tensión

Tabla N° 2.9: Montos Compensados por Mala Calidad de Tensión US\$

N°	Empresa		2000	2001	2002	S1 2003
1.-	LUZ DEL SUR	(EDS)	24 700	29 591	90 399	74 729
2.-	EDELNOR	(EDN)	30 694	44 227	196 734	139 703
3.-	HIDRANDINA	(HID)	669	22 573	57 010	28 506
4.-	SEAL	(SEA)	6 513	3 174	17 776	1 340
5.-	ELECTRO CENTRO	(ELC)	13 449	8 374	16 139	10 647
6.-	ELECTRO SUR ESTE	(ESE)	4 895	7 357	7 437	4 861
7.-	ELECTRO PUNO	(EPU)	4 631	1 948	21 075	16 653
8.-	ELECTRO SUR MEDIO	(ESM)	5 901	7 535	37 106	26 701
9.-	ENOSA	(ENO)	15 987	32 671	99 837	100 220
10.-	ELECTRO ORIENTE	(EOR)	2 274	2 639	6 186	4 411
11.-	ELECTRO NORTE	(ELN)	736	17 046	60 690	24 471
12.-	ELECTRO SUR	(ELS)	9 460	1 117	3 963	25 365
13.-	ELECTRO UCAYALI	(EUC)	1 494	716	3 508	6 787
14.-	EDECAÑETE	(ECA)	91	2 350	23 023	6 707
TOTAL			121 497	181 318	640 885	471 101

S1: Primer semestre

En la Tabla N° 2.9, se muestra la evolución de las compensaciones, se puede apreciar un incremento desde el año 2000 hasta el primer semestre de 2003; el monto asciende a 471,101 US\$ el primer semestre del año 2003, el cual es mayor en 47% al del semestre promedio del año 2002 (320,443 US\$). Las empresas con mayores compensaciones son Edelnor, Enosa y Luz del Sur con 139 703 US\$, 100 220 US\$ y 74 729 US\$ respectivamente; las que menos compensaron fueron SEAL, Electro Sur Este y Electro Oriente con 1 340 US\$, 4 861 US\$ y 4 411 US\$ respectivamente.

La tendencia de estas compensaciones es creciente debido a que las empresas tienen un conjunto de mediciones pendientes para levantar la mala calidad. Cabe precisar que de acuerdo a la normativa existente las empresas están obligadas a continuar compensando mensualmente a los suministros afectados, hasta que no se levante la

mala calidad detectada en una determinada medición. El detalle de este incremento se puede apreciar en la Tabla N° 2.10.

Tabla N° 2.10: Montos Compensados por Mala Calidad de Tensión

Disgregados US\$ (1er Semestre 2003)

N°	Empresa		Comp. Por Mala Calidad		
			Compensación Detectada en la Campaña del 1er Semestre	Compensación Detectada en Campañas Pasadas	Compensación Total del 1er Semestre 2003
1.-	LUZ DEL SUR	(EDS)	22 238	52 491	74 729
2.-	EDELNOR	(EDN)	5 606	134 097	139 703
3.-	HIDRANDINA	(HID)	2 618	25 888	28 506
4.-	SEAL	(SEA)	677	663	1 340
5.-	ELECTRO CENTRO	(ELC)	2 336	8 310	10 647
6.-	ELECTRO SUR ESTE	(ESE)	425	4 436	4 861
7.-	ELECTRO PUNO	(EPU)	535	16 118	16 653
8.-	ELECTRO SUR MEDIO	(ESM)	459	26 242	26 701
9.-	ENOSA	(ENO)	36 722	63 498	100 220
10.-	ELECTRO ORIENTE	(EOR)	406	4 005	4 411
11.-	ELECTRO NORTE	(ELN)	4 161	20 310	24 471
12.-	ELECTRO SUR	(ELS)	6 380	18 985	25 365
13.-	ELECTRO UCAYALI	(EUC)	2 171	4 616	6 787
14.-	EDECAÑETE	(ECA)	286	6 421	6 707
TOTAL			85 020	386 080	471 101

CAPITULO III

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS MEDICIONES DE PERTURBACIONES

3.1 Perturbaciones

Si bien las corrientes y tensiones en las redes eléctricas nunca han sido exactamente senoidales, hasta hace algunos años no era frecuente encontrarse en la práctica con algún problema originado por la deformación de dichas ondas, o lo que es lo mismo, por la presencia de armónicos.

El desarrollo de la electrónica, ha generalizado el uso de rectificadores, tanto en aparatos de potencia (accionamiento de corriente continua, variadores de frecuencia) como en otros pequeños, pero muy numerosos (computadoras personales, televisores y otros).

La generación de corrientes armónicas y el uso de capacitores “shunt” pueden originar problemas de resonancia paralelo causando en algunos casos severos problemas en los sistemas de potencia, como lo es la distorsión de la tensión, por lo tanto, se hace imperativo establecer y/o normalizar a un valor máximo las cantidades

permitidas de flícker y armónicas con la finalidad de evitar efectos negativos que estos tienen sobre los consumidores.

La Norma Técnica de Calidad de Suministros Eléctricos, inicialmente propiciaba el control del Flícker y las Tensiones Armónicas. Sin embargo, habiéndose encontrado incompatibilidad técnica en la aplicación de criterios al parámetro perturbaciones, se ha considerado conveniente suspender la aplicación de la NTCSE en lo referente a este parámetro, teniendo en cuenta que el Ministerio de Energía y Minas, conformará una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su aplicación más adecuada en nuestro mercado eléctrico.

Lamentablemente por las características propias del fenómeno, no existe equipo alguno que determine en forma fehaciente, la direccionabilidad de cada armónica y lo mismo sucede para el caso de problemas de flícker, lo que no hace posible determinar qué cliente o cuales son los clientes que están generando los problemas de perturbaciones. El caso más común ocurre cuando varios clientes están inyectando un determinado armónico pero que no estén penalizando, es decir la cantidad de intervalos penalizables es menor al 5% del periodo total, y que sumados los aportes individuales de cada cliente hacen que la subestación penalice por armónicos, dándose este problema en redes de MT, AT y MAT y en los problemas de flícker.

La variación de la tensión y el nivel de tensiones armónicas es influenciada por la potencia de corto circuito de la red, el valor bajo de este último permite valores altos de los primeros. En el caso peruano, se tiene una topología que presentan valores

bajos de potencia de cortocircuito. Esto involucraría realizar reformas de red que sólo serían posibles realizarlo en forma gradual a mediano plazo.

Sobre la base de estas consideraciones la Norma Técnica de Calidad de los Suministros Eléctricos establecía indicadores de calidad, los cuales eran:

- Para FLICKER:** El Índice de Severidad por Flicker de corta duración (Pst) definido de acuerdo a las Normas IEC.
- Para ARMÓNICAS:** Las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD).

TOLERANCIAS:

- Flicker.-** El Índice de Severidad por Flicker (Pst) no debe superar la unidad ($Pst \leq 1$) en Alta, Media ni Baja Tensión. Se considera el límite: $Pst'=1$ como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.
- Tensiones Armónicas.-** Los valores eficaces (RMS) de las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y los THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de medición respectivo, no debe superar los valores límite (V_i' y THD'). Se consideran las armónicas comprendidas entre la dos (2º) y la cuarenta (40º).

La energía eléctrica es de mala calidad, si los indicadores de las perturbaciones medidas se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo superior al 5% del Período de Medición.

3.2 Análisis de las mediciones

En el periodo considerado, la tendencia de la cantidad de mediciones fallidas ha sido decreciente, tal como se puede apreciar en la Figura N° 3.1.

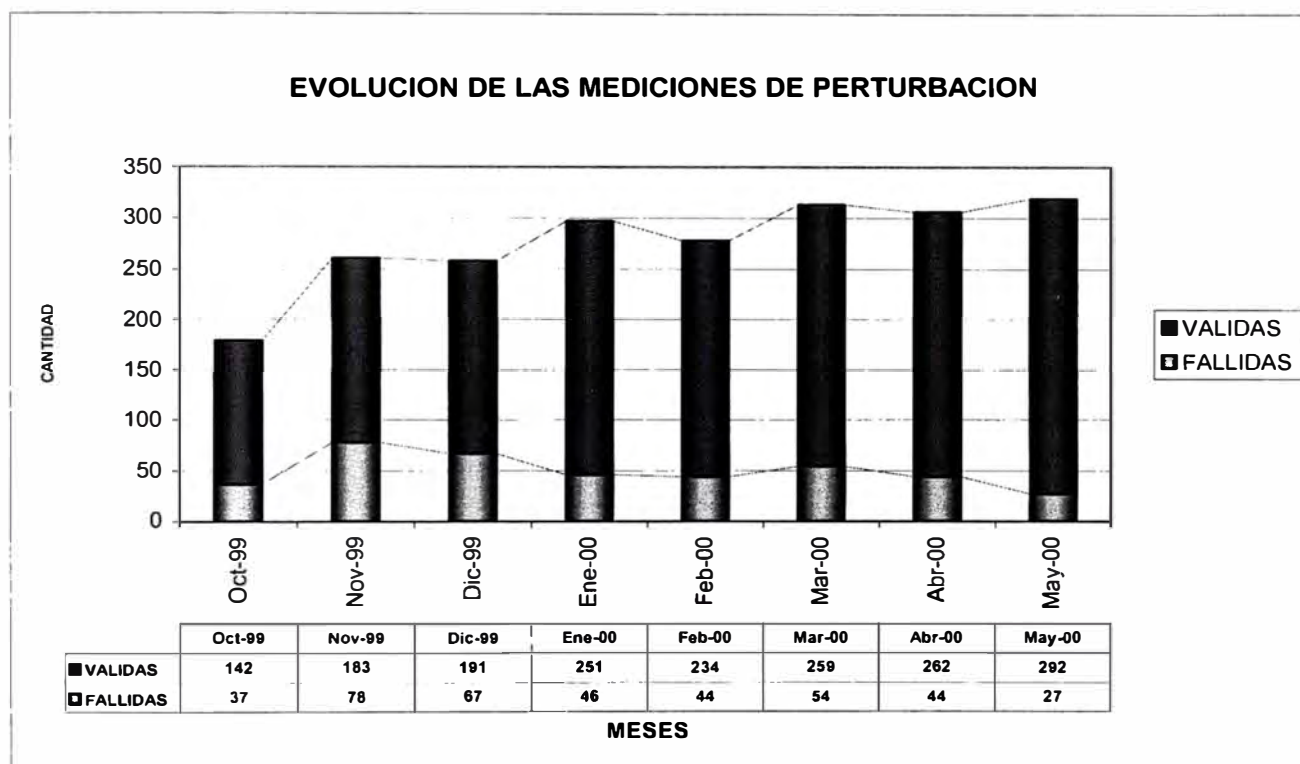


Figura N° 3.1

La Tabla N° 3.1, muestra el resultado de mediciones de perturbación por empresas.

Tabla N° 3.1: Mediciones de Perturbaciones Por Empresas

EMPRESA	RESULTADO DE LAS MEDICIONES		TOTAL GENERAL
	FALLIDAS	VALIDAS	
AGE		8	8
CAH	1	8	9
CNP		8	8
CUR		7	7
EAN	2	8	10
ECA	13	45	58
EDG		10	10
EDN	10	400	410
EDS	21	479	500
EEP		8	8
EGA	1	16	17
EGM	5	7	12
EGN	1	8	9
EGS	1	7	8
ELC	50	82	132
ELN	26	27	53
ELP		9	9
ELS	40	115	155
EMU	9	22	31
ENO	1	9	10
ENS		10	10
EOR	69	96	165
EPU	30	50	80
ESE	22	86	108
ESM	4	29	33
ETV		7	7
EUC	85	28	113
HI D	4	86	90
SEA	2	132	134
SGB		3	3
SHO		4	4
TOTAL GENERAL	397	1,814	2,211

El porcentaje de mediciones fallidas por cada empresa tiene una media de 18%, se debe mencionar asimismo que algunas empresas que se encuentran en el interior del país, presentan un elevado porcentaje de mediciones fallidas debido en gran parte a la dispersidad que presentan sus zonas de concesión haciéndolos proclives a no tener un buen control de la ejecución de las mediciones.

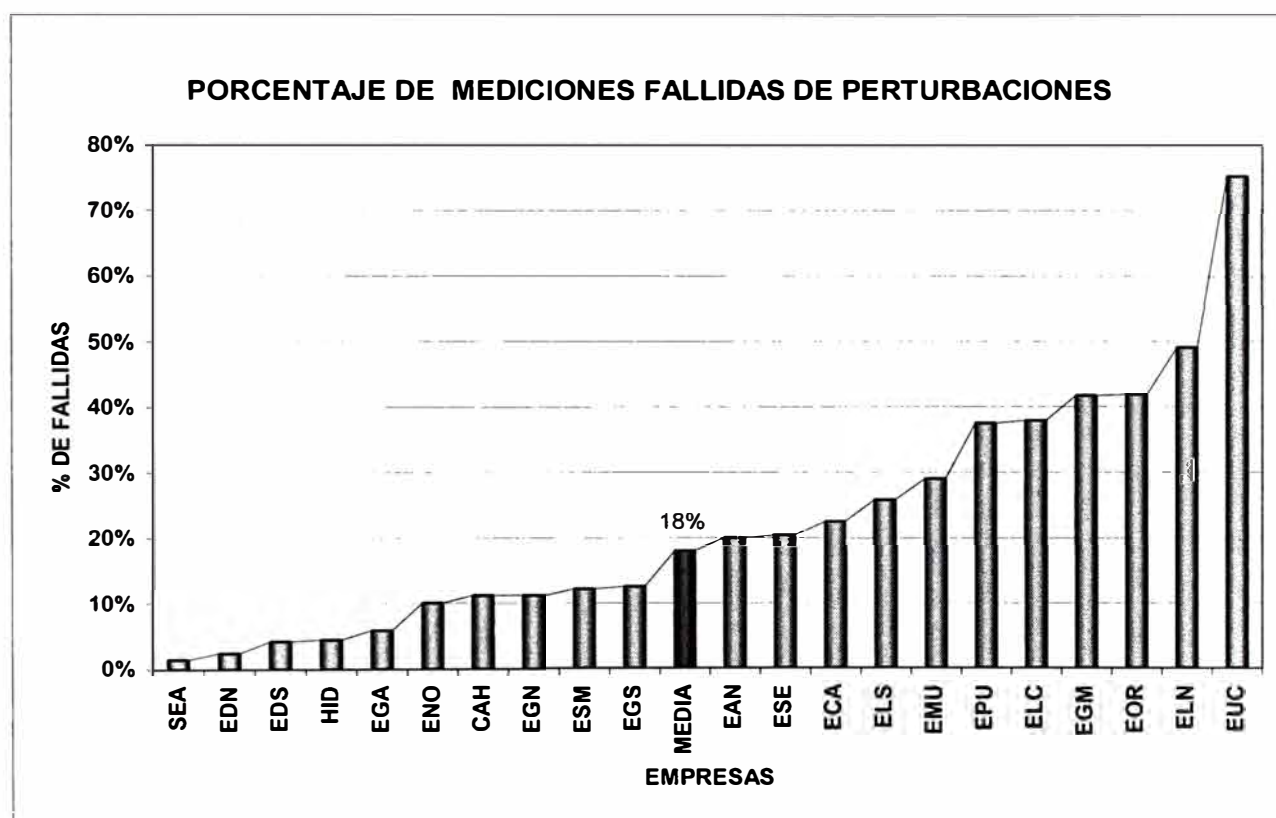


Figura N° 3.2: Porcentaje de mediciones fallidas

En la Figura N° 3.2, se observa que las empresas con mayor porcentaje de mediciones fallidas son Electro Ucayali, Electro Norte y Electro Oriente.

El 60% del total de mediciones de perturbación realizadas entre el periodo considerado, corresponde a MT, MAT y AT y el 40% restante a BT.

La Figura N° 3.3, nos muestra de un total de 2,211 mediciones, la distribución porcentual de mediciones por tipo punto, es importante notar que el porcentaje de reclamos es casi nulo, lo cual significa que el usuario en su gran mayoría no conoce el significado de flicker y armónicos, ni tampoco lo advierten.

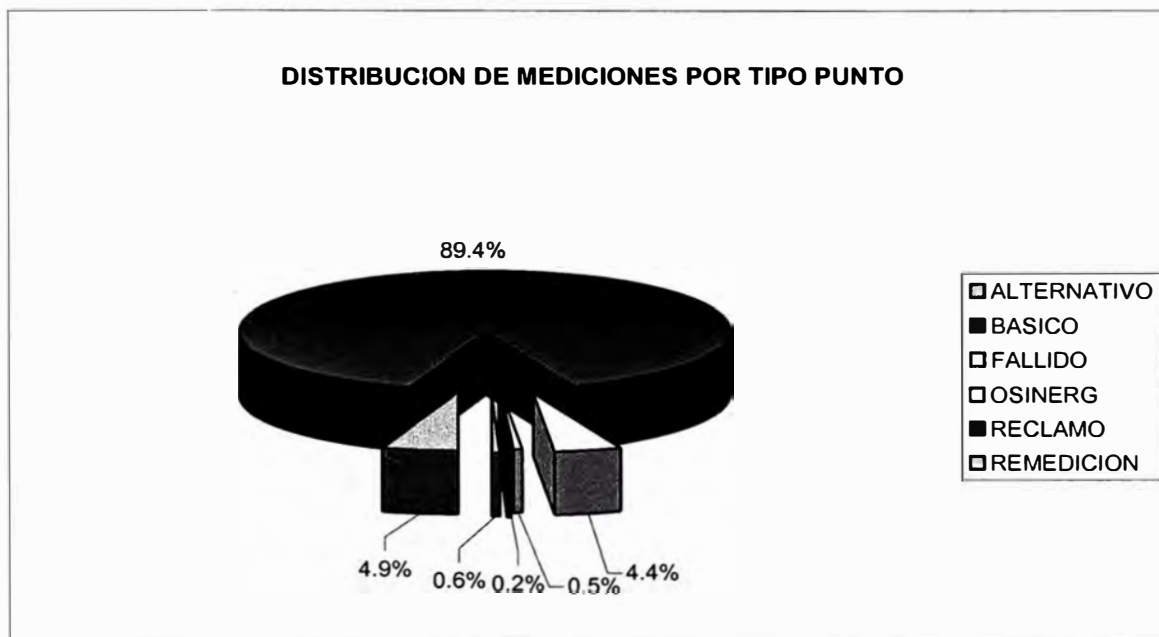


Figura N° 3.3

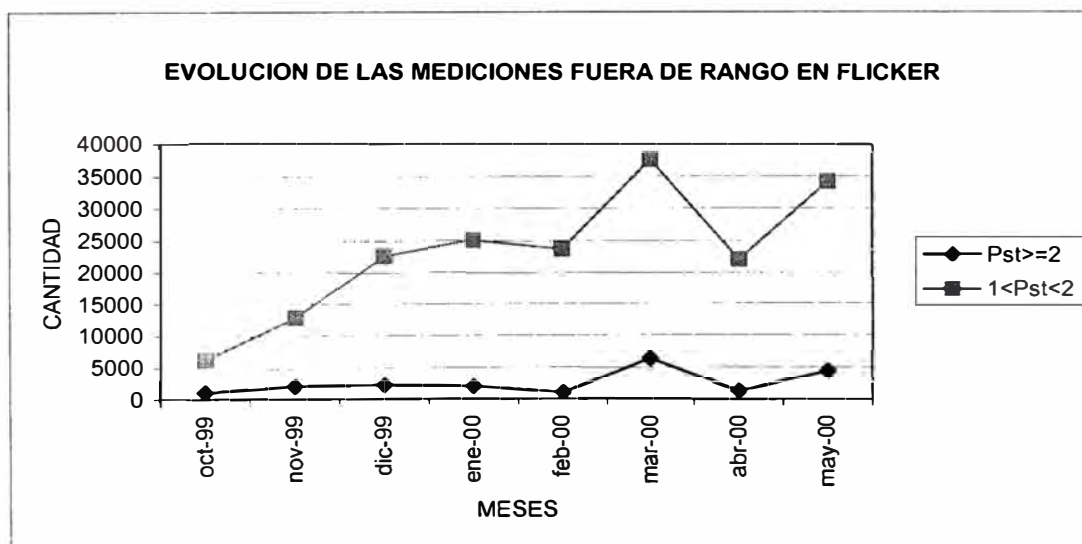
3.3 Análisis de las Mediciones Penalizables de Flicker

La Tabla N° 3.2, muestra la evolución del índice de severidad por flicker. El índice de severidad mayor a la unidad pero menor a dos, representa el 90% del total de los intervalos penalizables por flicker.

Tabla N° 3.2: Evolución de los Rangos de Penalización

Fecha	Pst>=2	1<Pst<2
Oct-99	1005	6369
Nov-99	2002	12837
Dic-99	2224	22555
Ene-00	2017	25100
Feb-00	1004	23635
Mar-00	6306	37547
Abr-00	1298	22005
May-00	4362	34083
TOTAL GENERAL	20,218	184,131

La Figura N° 3.4, muestra la evolución de los índices de severidad penalizables durante el periodo en consideración.

**Figura N° 3.4**

La distribución del Pst por niveles de tensión, con la finalidad de distinguir los porcentajes penalizables del total de intervalos registrados, se muestra en la Tabla N° 3.3.

Tabla N° 3.3: Índice de Severidad por Nivel de Tensión

INDICE DE SEVERIDAD POR NIVEL DE TENSION			
NIVEL DE TENSION	Pst>=2	1<Pst<2	Pst<=1 No Penalizable
MT,AT y MAT	12,438	124,194	756,455
BT	7,780	59,937	524,987
TOTAL GENERAL	20,218	184,131	1'281,443

Así, el 86% de los intervalos de flicker no penaliza.

En la Figura N° 3.5 y N° 3.6, se muestra la distribución en porcentual de los índices de severidad penalizables ($Pst \geq 2$ y $1 < Pst < 2$) y los no penalizables ($Pst \leq 1$) por niveles de tensión.

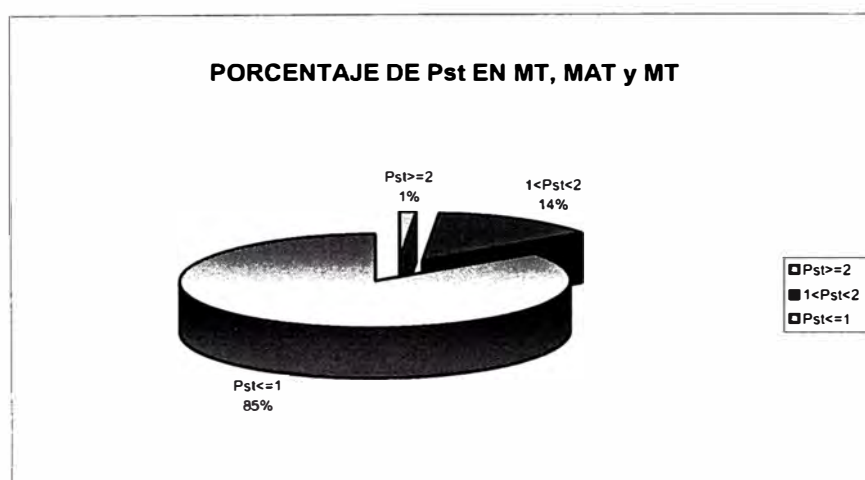


Figura N° 3.5

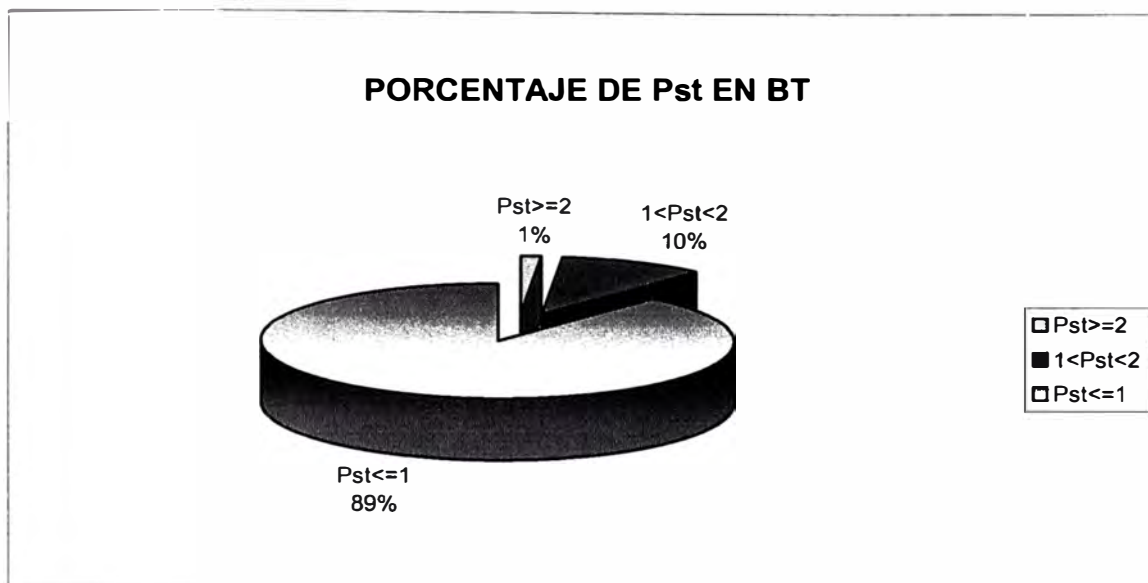


Figura N° 3.6

En MT, AT y MAT el 85% es no penalizable. El mayor porcentaje de penalización se da en el rango de Pst mayor a 2.

En BT, este porcentaje no penalizable es de 89%. De los que penalizan (11%) el caso más grave (mayor a 2) de perturbaciones por flicker es de sólo 1%.

3.4 Análisis de las Mediciones Penalizables de Armónicos

La Tabla N° 3.4, muestra la cantidad de rangos penalizables por armónicas en el periodo comprendido de Octubre del 99 a Mayo del 2000.

Tabla N° 3.4: Evolución de los Rangos de Penalización

FECHA	DPA(s) ≥ 1	$0 < \text{DPA} < 1$
Oct-99	1749	4557
Nov-99	2531	7580
Dic-99	35132	6827
Ene-00	4001	11395
Feb-00	3415	3881
Mar-00	5502	9556
Abr-00	2582	4864
May-00	2784	8438
TOTAL GENERAL	57,696	57,098

En la Figura N° 3.7, se muestra la evolución de los Rangos Penalizables de Armónicos.

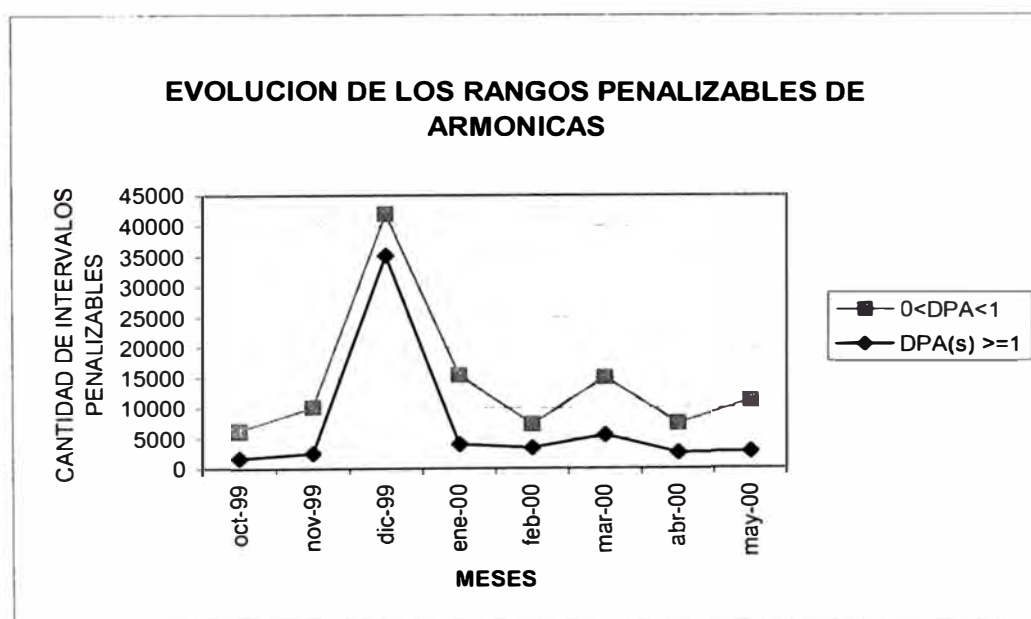


Figura N° 3.7

En la Tabla N° 3.5, se muestra los rangos penalizables por armónicas así como los intervalos no penalizables durante el periodo considerado

Tabla N° 3.5: Rangos Penalizables

DPA	MT, MAT y AT	BT	TOTAL GENERAL
DPA(s) ≥ 1	53,715	3,981	57,696
$0 < \text{DPA} < 1$	47,812	9,286	57,098
NO PENALIZAN	791,561	579,437	1'370,998

De las Figuras N° 3.8 y N° 3.9, se observa que el 8% de las mediciones de armónicos son penalizables. De estas el 89% corresponde a MAT, AT y MT y sólo el 11% a BT.

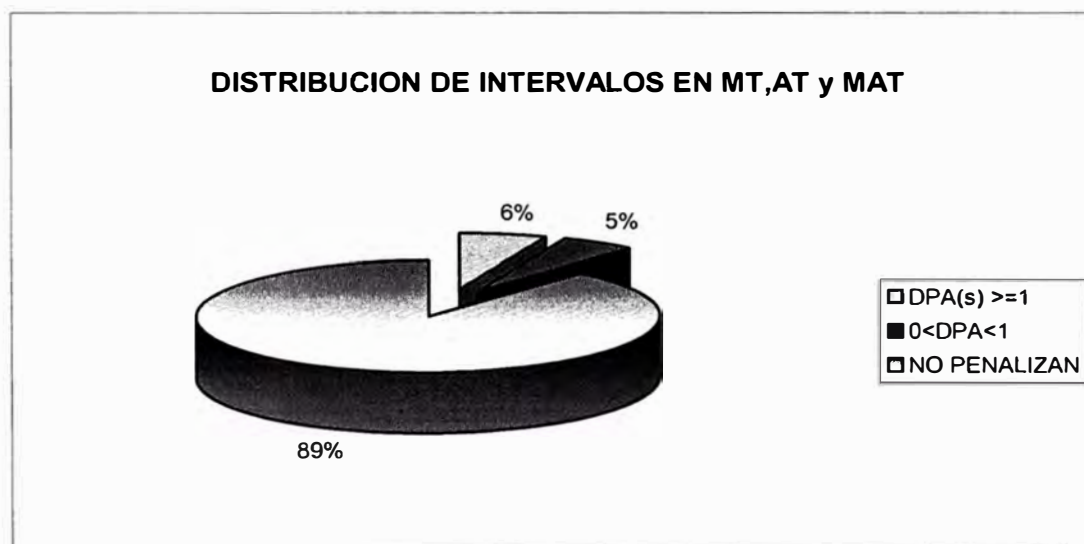


Figura N° 3.8

En Baja Tensión los intervalos penalizables son bajos, representando sólo el 3% del total de intervalos registrados en BT (no se pagan compensaciones puesto que no se superan más de 5% de intervalos penalizables), mientras que en MT, AT y MAT los rangos penalizables son el 11%.

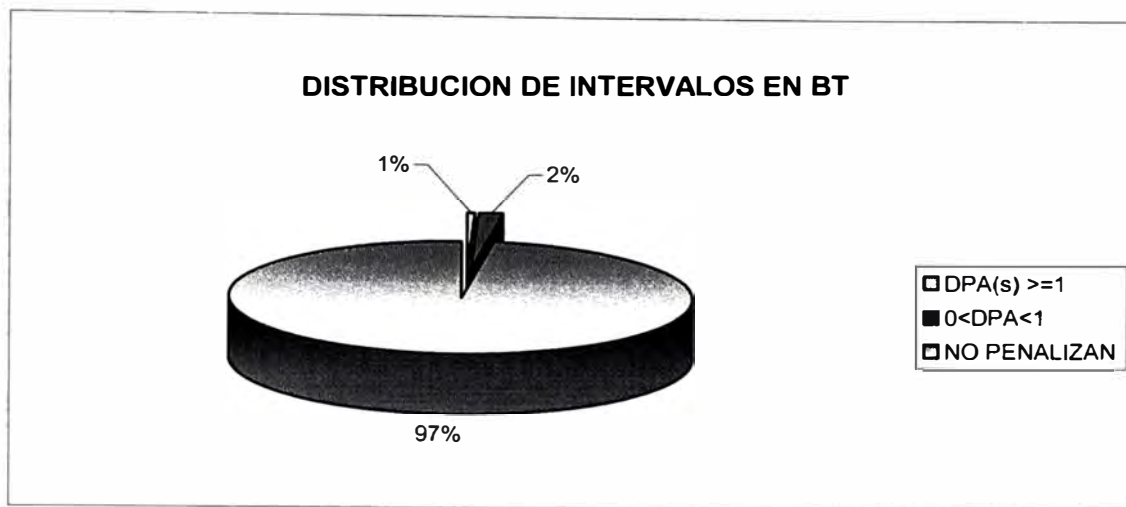


Figura N° 3.9

En la Figura N° 3.10, se muestra un diagrama de distribución porcentual de intervalos penalizables por empresa en donde la media es el 5% del total.

Porcentaje de Intervalos Penalizados

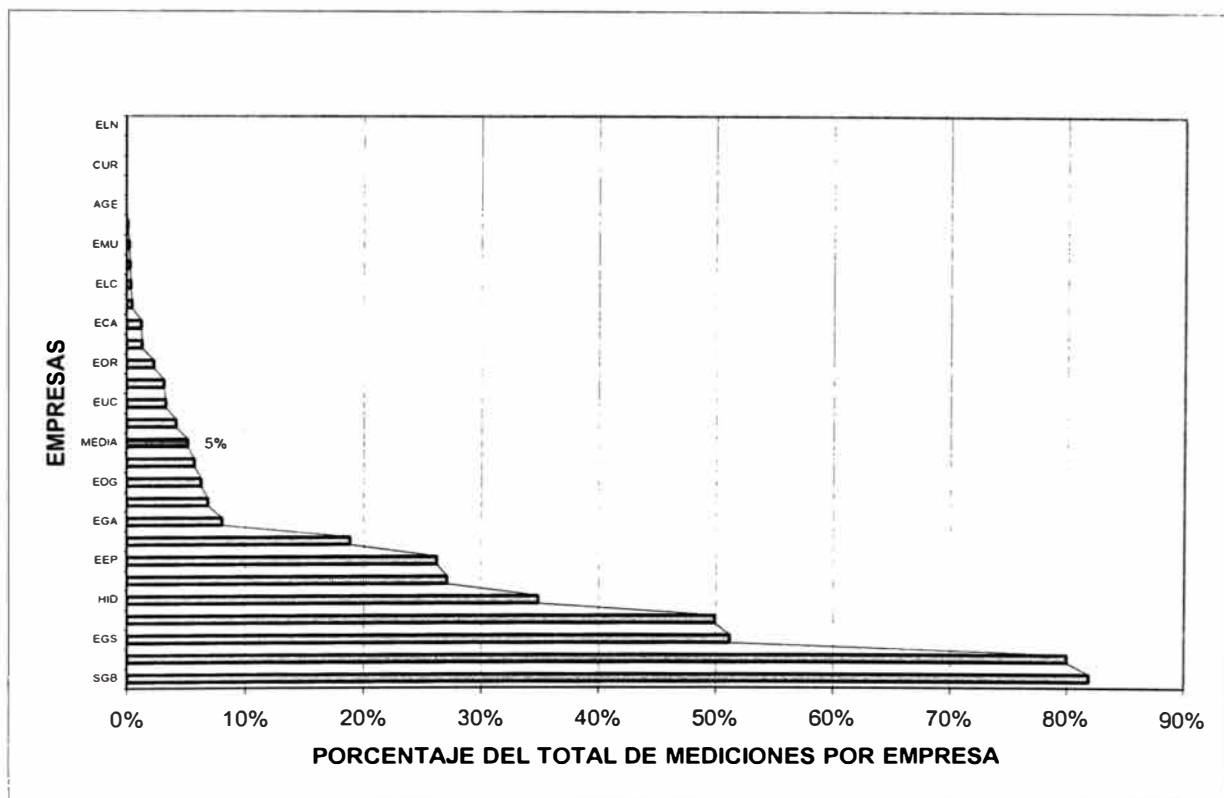


Figura N° 3.10

3.5 Análisis de las compensaciones por flicker

La Tabla N° 3.6, nos muestra el consolidado general de compensaciones por flicker correspondientes al periodo comprendido entre Octubre de 1999 a Junio del 2000.

Tabla N° 3.6: Consolidado de Compensaciones

EMPRESA	NIVEL DE TENSION		Monto total
	MAT, AT y MT	BT	
CAH	5897.60	0.00	5897.60
ECA	81.78	213.28	295.06
EDN	641.93	78.45	720.38
EDS	7163.04	416.92	7579.96
ELC	1.86	320.74	322.60
ELP	358704.50	0.00	358,704.50
ELS	1202.70	158.10	1360.80
EMU	0.00	6.30	6.30
ESM	597.91	559.81	1157.72
HID	1088.00	23475.61	24563.61
SHO	7567.28	0.00	7567.28
TOTAL GENERAL	382,946.60	25,229.21	408,175.81

En la Figura N° 3.11, se observa que el 94 % de compensaciones corresponden a MAT, AT y MT.

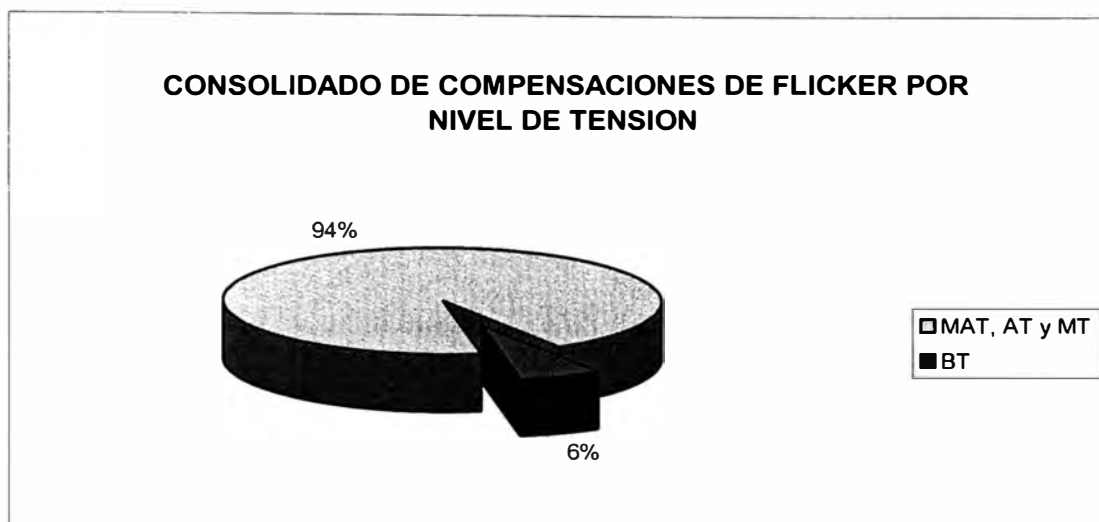


Figura N° 3.11

En la Figura N° 3.12, se muestra el porcentaje por empresas del total de compensaciones por flícker, en donde podemos notar que el mayor porcentaje lo tiene ELECTROPERU, con un 87% del monto total de compensaciones (en el Capítulo IV- numeral 4.4 se analiza con mayor detalle el problema del flícker para esta empresa).

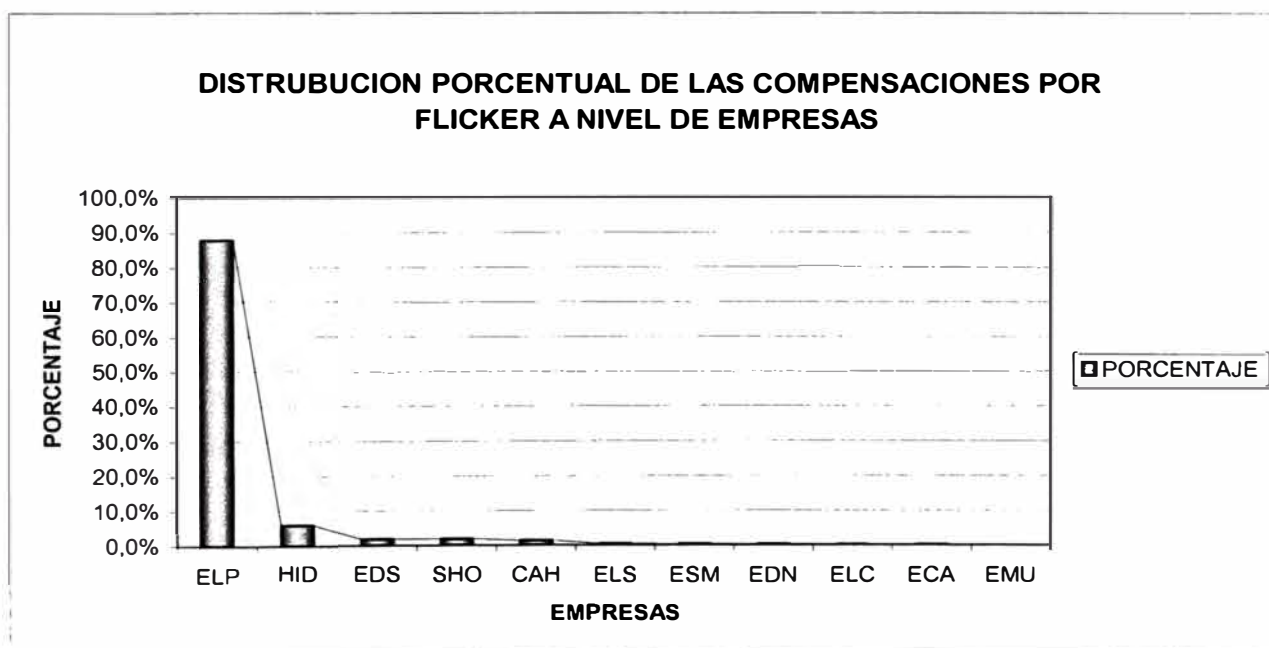


Figura N° 3.12

En la Figura N° 3.13, nos muestra la distribución de compensaciones por flícker durante el periodo comprendido al primer semestre del año 2000, en donde se puede apreciar que el mayor porcentaje de compensaciones tiene relación directa con las mediciones básicas que resultaron penalizables. Cabe mencionar, que la empresa Hidrandina reportó el punto de medición tipo P inexistente.

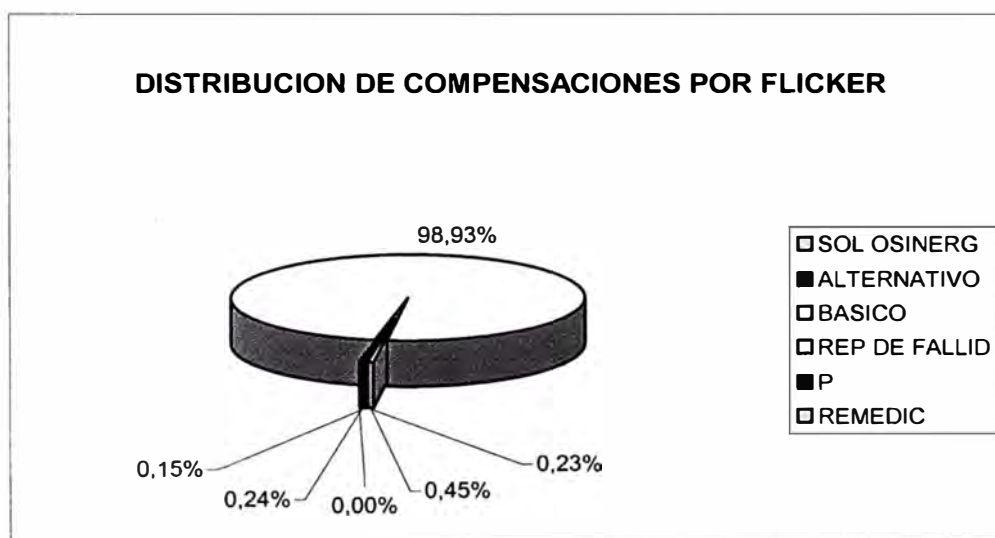


Figura N° 3.13

3.6 Análisis de las compensaciones por armónicos

El monto de compensaciones por armónicos, durante el periodo de Octubre de 1999 a Junio del 2000, que se deberían haber realizado en caso de no haberse suspendido las compensaciones, fue de US\$ 74,177. En la Tabla N° 3.7, se muestra el consolidado de compensaciones por armónicos.

Tabla N° 3.7: Consolidado de Compensaciones por Armónicos

EMPRESA	NIVEL DE TENSION		MONTO
	MAT, MT y AT	BT	
AGE	12308.57	0.00	12308.57
CAH	576.00	0.00	576.00
EAN	1623.26	0.00	1623.26
ECA	0.00	0.00	0.00
EDN	3099.13	3831.40	6930.53
EDS	51.96	4241.00	4292.96
EGA	7.10	0.00	7.10
EGN	0.00	0.00	0.00
EGS	2.00	0.00	2.00
ELC	1.69	582.30	583.99
ELP	21404.23	0.00	21404.23
ELS	222.18	953.27	1175.45
EMU	0.00	175.00	175.00
ENS	24802.60	0.00	24802.60
ESM	48.78	225.56	274.34
HID	14.00	0.00	14.00
SHO	0.00	0.00	0.00
MONTO GENERAL	64,164.50	10,012.53	74,177.03

En la Figura N° 3.14, se muestra la distribución de compensaciones consolidadas por nivel de tensión.

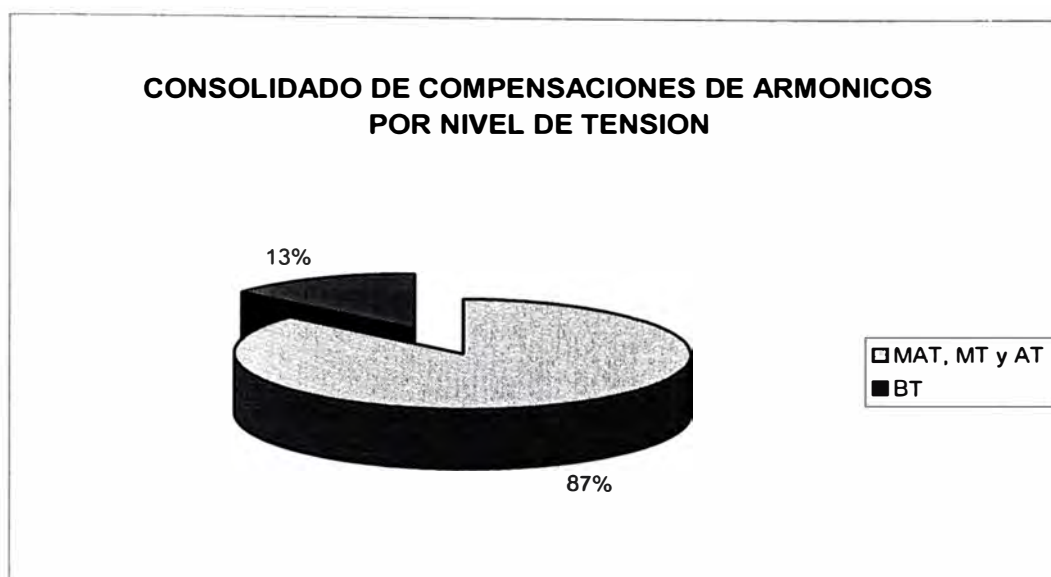


Figura N° 3.14

El 87% del total corresponde a MAT. MT y AT.

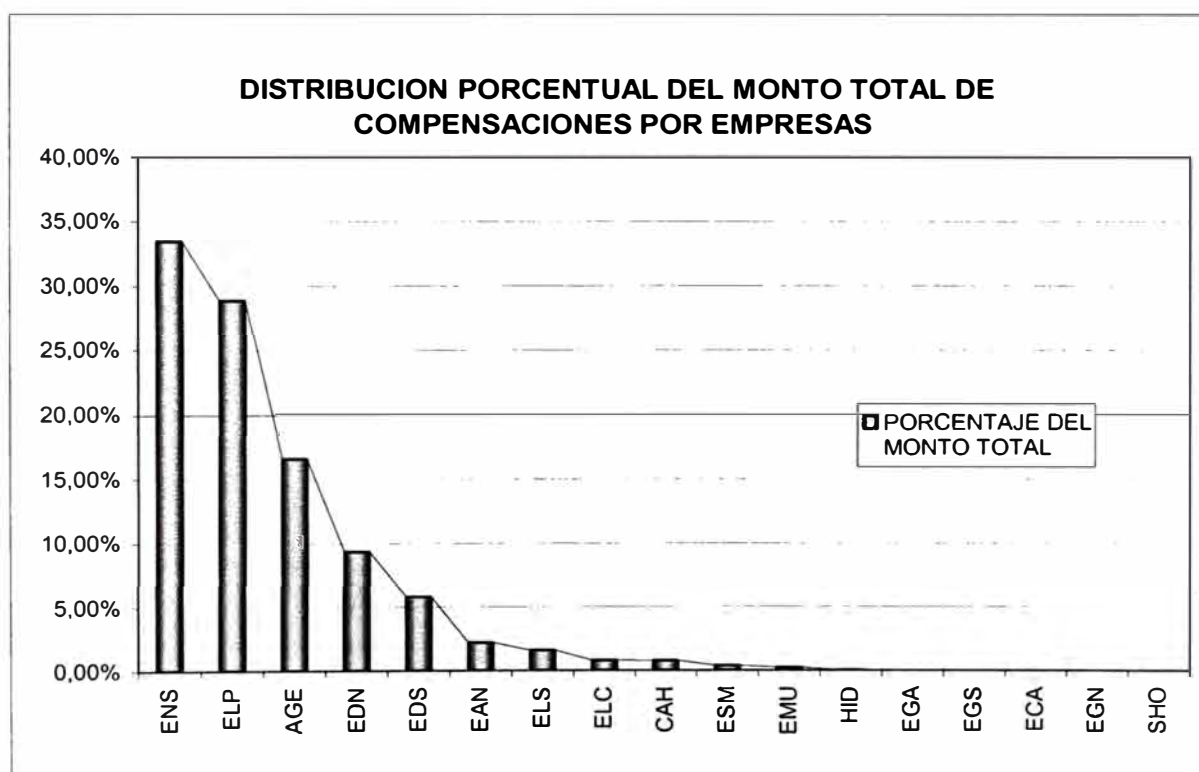


Figura N° 3.15

En la Figura N° 3.15, se aprecia que los mayores porcentajes corresponden a Enersur y a Electroperú, (cuyos clientes generadores de flicker son las acerías Sider Perú y Aceros Arequipa).

CAPÍTULO IV

EVALUACION DE LA NTCSE

4.1 Aplicación y modificación de la NTCSE

Como es de conocimiento general, mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, de fecha 9 de octubre de 1997, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), a fin de garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, confiable y oportuno; siendo modificada por los Decretos Supremos N° 009-99-EM, de fecha 10 de abril de 1999, N° 013-2000-EM, de fecha 27 de julio de 2000 y N° 017-2000-EM, de fecha 18 de setiembre de 2000.

Que, habiéndose presentado problemas de interpretación con la aplicación supletoria de la NTCSE, se ha visto conveniente aclarar los alcances de esta Norma en lo referente a los suministros sujetos al régimen de libertad de precios. La experiencia recogida durante el período de vigencia de la NTCSE, ha permitido tener un mejor conocimiento de los niveles de calidad en nuestros sistemas eléctricos y de los inconvenientes para una mejor aplicación de la misma, la cual ha hecho necesario reformular las tolerancias adecuándolas a la realidad de los sistemas nacionales; así

como las compensaciones, estableciendo la aplicación gradual de las mismas para que no atenten contra la estabilidad económica de las empresas, y la revisión de aspectos técnicos legales que coadyuven a una mejor aplicación de la Norma, entre otros.

Asimismo, habiéndose encontrado incompatibilidad técnica en la aplicación de criterios al parámetro perturbaciones, se ha considerado conveniente suspender la aplicación de la NTCSE en lo referente a este parámetro, teniendo en cuenta que el Ministerio de Energía y Minas, conformará una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su aplicación más adecuada en nuestro mercado eléctrico.

Sobre la base de los considerandos anteriores mediante Decreto Supremo N° 040-2001-EM, se modificaron varios artículos de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Las modificaciones establecidas en el DS N° 040-2001-EM, se centraron principalmente en flexibilizar los rangos permisibles, disminuir las penalidades y aplicar gradualmente las compensaciones por mala calidad de suministro, mala calidad de producto y alumbrado público. Por otro lado, se suspendieron la aplicación de la NTCSE para los Sistemas Aislados Menores (< 5 MW), las localidades pertenecientes a los Sectores de Distribución Típico 3 y 4, y las del Sector Típico 2 con máximas demandas menores a 500 kW.

4.2 Equipamiento para el control de la Calidad de Producto

4.2.1 Equipamiento Según la Base Metodológica de la NTCSE

Mediante Resolución N° 1535-2001-OS/CD del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, se aprobó la Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Versión adecuada al D.S. N° 040-2001-EM (2001-09-05)

En dicha resolución se considera respecto al equipamiento para el control de la Calidad de Producto lo siguiente:

A. Requisitos mínimos

- a) Los equipos registradores deberán ser de fácil traslado, y permitir el almacenamiento de la información en memoria no volátil por un lapso no menor a dos períodos de medición, sin descargas intermedias.
- b) Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a la seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como a la intemperie.

Asimismo, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.
- c) La medición debe ser permanente y con seguimiento de la tensión a través de una constante de tiempo de muestreo apropiada para el registro de cada parámetro.

- d) Los registradores deberán disponer de Interfase óptica, serial o paralela para computadora, que permita mediante software de trabajo inherente al equipo, obtener el/los archivo/s de la medición en formato del propio equipo y posterior exportación a formato ASCII.
- e) Los valores representativos de los respectivos intervalos de medición podrán ser obtenidos por postprocesamiento, mediante software externo.
- f) Cuando sea necesario, el empleo de transformadores o transductores de tensión o de corriente, estos deberán tener características acordes con las del registrador, a fin que la precisión de la medición de energía/potencia del equipo incluyendo transformadores y/o pinzas, sea por lo menos correspondiente a la Clase de Precisión del sistema de medición empleado para la facturación comercial.
- g) Los diferentes modelos de equipos de medición y registro, deberán contar con la certificación de los siguientes ensayos tipo realizados por reconocidos laboratorios de prestigio y según normas IEC:
- Ensayos de aislamiento.
 - Ensayos de Compatibilidad electromagnética
 - Ensayos climáticos.
 - Ensayos mecánicos.
 - Ensayo de Clase de Precisión.
- h) Los ensayos climáticos tipo, deben comprobar que el equipo de medición y registro puede funcionar bajo las siguientes condiciones ambientales:
- Rango de temperatura de operación: 0°C a +55°C, para la costa y selva
-20°C a + 45°C, para la sierra
- Rango de humedad de operación: 45 a 98%

Rango de presiones barométricas: 0.76 a 1.08 Bar, para la costa y selva
0.45 a 0.76 Bar, para la sierra

- i) Previo al uso de los equipos registradores, se realizarán sobre cada uno de ellos los ensayos de contraste y funcionamiento, los cuales deberán repetirse periódicamente según indicaciones del fabricante, o a solicitud del OSINERG.

Debe notificarse al OSINERG fehacientemente con 5 (cinco) días de anticipación: el lugar, fecha y hora de realización de estos ensayos a fin que su representante asista a los mismos. En caso de no asistencia del representante del OSINERG, los ensayos se realizarán igualmente levantando el acta correspondiente.

Para el Control de la Tensión

La variable medida es el valor eficaz verdadero (con armónicas incluidas) de la tensión en cada una de las tres fases. Sólo si la instalación elegida para medir es monofásica, se medirá esa sola fase.

La exactitud del sistema de medición de la tensión deberá ser igual o mejor a la definida como Clase 0.5 según normas IEC o equivalente.

Para el Control de la Frecuencia

El equipo debe contar con un reloj interno sincrónico controlado por satélite, tal que la precisión de la hora solar tomada como referencia, sea del orden hasta de los 10^{-7} segundos.

Para el Control del Flicker

Las características del equipo de medida del Flicker para verificar los Niveles de Referencia definidos en la NTCSE, deberán seguir las recomendaciones dadas por la norma IEC-868 o la que la actualice. El equipo debe medir el flicker en cada fase.

Para el Control de las Tensiones Armónicas

Las características del equipo de medición de las tensiones armónicas para verificar los niveles de referencia definidos en la NTCSE, deben estar de acuerdo a las recomendaciones dadas por la norma IEC 1000-4-7 o la que la actualice. El equipo debe medir las tensiones armónicas individuales por fase hasta del orden 40° inclusive.

B. Procedimiento de Aprobación de Especificaciones Técnicas

- a) El proveedor presentará al OSINERG una solicitud de aprobación de especificaciones técnicas declarando en la misma el cumplimiento de cada uno de los requisitos mínimos establecidos en el numeral 4.1.4 de esta Base Metodológica, acompañando copia del respectivo manual, de los certificados de ensayos tipo y el software de trabajo inherente al equipo.
- b) El OSINERG podrá requerir al proveedor que ponga a disposición un equipo, cuyas especificaciones técnicas estén en proceso de aprobación, para someterlo a una prueba de funcionamiento de por lo menos dos períodos de medición.
- c) En caso el equipo de medición y registro califique, el OSINERG procederá de ser el caso a la devolución del equipo sometido a prueba y notificará al proveedor

para que éste ceda a título gratuito el software de trabajo inherente al equipo, entregando la respectiva licencia de uso y manual de usuario, acompañados de una carta mediante la cual el proveedor se comprometa a mantenerlos actualizados.

- d) En caso el proveedor tenga autorización de la casa matriz para efectuar la recalibración de sus equipos, deben entregar copia de tal autorización al OSINERG, además de permitir una visita a sus instalaciones con la finalidad de verificar la infraestructura, personal, maquinaria y/o herramientas con que cuenta para esta recalibración.
- e) Cumplidos los pasos anteriores, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERG procederá a emitir la respectiva resolución de aprobación de especificaciones técnicas y de ser el caso de la aprobación temporal para que la empresa efectúe el servicio de recalibración.

El Suministrador antes de adquirir algún modelo de registrador, debe asegurarse que el proveedor del equipo cuente con la resolución de aprobación de especificaciones técnicas por parte del OSINERG, debiendo exigir copia de la misma.

4.2.2 Requerimiento de la NTCSE para los Equipos de Medición

Las variables que se deben medir con el fin de verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad son:

- Armónicos
- Flicker
- Frecuencia
- Interrupciones

A continuación se describen las características para la medición o monitoreo de cada una de las variables mencionadas anteriormente.

Armónicos

En el caso de los armónicos, la NTCSE aclara que se debe medir la tensión en los puntos de acoplamiento común (PAC) y establece que se debe:

- 1) Medir las tensiones armónicas individuales (V_i), comprendidas entre el armónico de orden dos (2°) y el de orden cuarenta (40°), incluyendo ambos.
- 2) Calcular el factor de distorsión total por armónicos (THD), de acuerdo a la Fórmula No. 9 de la NTCSE.
- 3) Evaluar las tensiones armónicas en intervalos de medición de diez (10) minutos durante un período de medición de siete (7) días continuos.

En la Tabla N° 4.1, se resume las características exigidas por la NTCSE para la medición de armónicos.

Tabla N° 4.1 Características para la medición de armónicos

Característica	NTCSE
Distorsión Total por Armónicos	Si
Armónicos individuales	40
Normas aplicables	IEC
Frecuencia de respuesta	2,400 Hz
Intervalo de medición	10 min
Período de medición	7 días

❑ Flicker

De igual forma que los armónicos, la NTCSE sostiene que el flícker se debe medir en la tensión de los puntos de acoplamiento común (PAC) y establece que se debe:

- 1) Calcular el índice de severidad por flícker de corta duración (Pst)
- 2) Medir el Pst de acuerdo con las normas IEC aplicables.
- 3) Evaluar el flícker para intervalos de medición de diez (10) minutos durante un período de medición de siete (7) días continuos.

En la Tabla N° 4.2, se resume las características exigidas por la NTCSE para la medición de flícker.

Tabla N° 4.2

Característica	NTCSE
Norma aplicable	IEC 868
Pst	Si
Intervalo de medición	10 min
Período de medición	7 días

❑ Frecuencia

Para el caso de frecuencia la NTCSE sostiene que se debe:

- 1) Calcular las Variaciones Sostenidas de Frecuencia (diferencia entre la media de los valores instantáneos de la frecuencia).
- 2) Medir frecuencia en intervalos de quince (15) minutos de duración para un período de medición de un mes calendario.
- 3) Calcular las Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF en intervalos de 1 minuto).

4) Calcular la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF).

❑ Interrupciones

Para las interrupciones la NTCSE establece el monitoreo de:

- 1) El número de interrupciones de suministro por cliente (N), para un período de control de seis meses calendario.
- 2) La duración de cada una de las interrupciones, con el fin de obtener la Duración total Ponderada de Interrupciones por cliente (D), para un período de medición de seis meses calendario.

En el **Anexo C**, se presenta las características de los equipos de medición disponibles en el mercado.

4.3 Magnitud de las Compensaciones

La presente sección está destinada a analizar la magnitud de las compensaciones determinadas por la NTCSE, referidas a la Calidad de Producto (variación de tensión, perturbaciones armónicas y flicker) y publicada mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, de fecha 9 de octubre de 1997 y al mismo tiempo dar a conocer algunas recomendaciones que justificaron la modificatoria de algunos artículos de dicha Norma y publicadas mediante Decreto Supremo N° 040-2001-EM.

4.3.1 Definición del Elemento de Comparación

Con el ánimo de llegar a conclusiones, conviene presentar el análisis de la magnitud de las compensaciones de manera relativa, esto es, con relación a algún indicador, y no de manera absoluta, tal como están redactadas en la norma. Por ejemplo, se podría estudiar qué tan grandes son con respecto a las compensaciones consideradas en otros países, o con respecto a la tarifa promedio que pagan los usuarios en el Perú o con respecto a otro indicador.

A continuación se procede a identificar un indicador o elemento de comparación que permita llegar a conclusiones para el caso de la NTCSE del Perú.

El objetivo inmediato de las compensaciones es sancionar al oferente de un servicio por suministrarlo en condiciones de calidad deficiente. Esta interpretación no es suficiente para alcanzar conclusión alguna. En consecuencia, hay que tomar en cuenta los objetivos mediatos de las compensaciones. Por una parte, las compensaciones deberían incentivar a los oferentes de servicios para que los produzcan en condiciones de buena calidad. Por otra parte, deberían resarcir a los usuarios por el daño infligido al adquirir un producto en condiciones de baja calidad.

En la NTCSE no es explícito el objetivo mediato de incentivar la buena calidad de los servicios ofrecidos mediante consideraciones distintas a las de evitar una sanción económica. Diferente sería el caso si la aplicación de la Norma permitiera incrementar las utilidades cuando el servicio ofertado superase los umbrales mínimos establecidos para la buena calidad. Por consiguiente, no resulta útil indagar por un indicador asociado al oferente.

Debido a que la NTCSE considera el pago de las compensaciones a los usuarios afectados por la mala calidad de los servicios, puede aseverarse que posee y de manera explícita, la condición de resarcirlos por el daño infringido. Esto permite concluir que el indicador buscado debe estar en el lado de la demanda.

Al presentar los cocientes entre las compensaciones y el indicador que se seleccione, debería poder observarse, al menos de una manera burda, si el usuario que recibe finalmente las compensaciones las percibe en exceso o en defecto al daño sufrido por la mala calidad del producto. Al menos en teoría, deberían evitarse sobrecompensaciones o subcompensaciones. En el primer caso, el usuario recibiría un ingreso por compensaciones superior al daño recibido, o sea un premio, que no obedece a sus propias acciones sino a las del oferente y que, por otra parte, no sería defendible desde el punto de vista económico, pues involucraría transferencias. En el segundo caso, el usuario no resulta resarcido totalmente por el daño infligido y, si él ha pagado por obtener un servicio de buena calidad, tiene en justicia el derecho de ser retribuido en la misma magnitud del costo de los daños recibidos.

Quizá la peor de las condiciones de mala calidad de un servicio es adquirirlo y, a pesar de esto, no obtenerlo. En este sentido, un indicador adecuado para medir si se compensa en exceso o en defecto al daño es el costo de racionamiento asociado a cada usuario. Esta primera selección posee los siguientes problemas principales:

- En primer lugar, para algunos usuarios que poseen procesos productivos que sufren eventos catastróficos cuando ocurren fallas en la calidad de la electricidad, el costo del daño puede ser muy superior al que debería resarcir el productor, ya

que éste solo está, en principio, obligado a entregar su producto con la calidad mínima establecida por la norma; en este caso, es el usuario quien debería autoprotegerse mediante equipamientos adecuados que cubran los niveles de calidad que requiera en adición a los mínimos estándares de la norma. Por consiguiente, los costos de racionamiento de aquellos usuarios que resultan superlativamente afectados por la mala calidad del servicio no tienen porqué ser cubiertos en su totalidad mediante las compensaciones.

- En segundo lugar, la selección no es práctica, porque no se refiere a un solo indicador de referencia, sino a una gran multiplicidad de indicadores que son, además, desconocidos.

Como, de acuerdo a lo expuesto, no hay razón para compensar los costos de racionamiento demasiado altos, la gran multiplicidad de indicadores de costo de racionamiento por usuario tiende a homogeneizarse. Puede entonces pensarse en el costo de racionamiento dimensionado para el usuario promedio.

La Ley define el indicador de Costo de Racionamiento como el costo promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía y tener que obtenerla por fuentes alternativas. Señala además que este costo se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.

De acuerdo a la definición legal del Costo de Racionamiento, el indicador único así estimado satisface en buena parte los requisitos del indicador buscado. Cabe comentar que no lo hace en la medida en que no existe razón para que toda carencia

de electricidad deba ser necesariamente reemplazada por “fuentes alternativas”. Este precisamente es el caso en que el consumo de la electricidad está muy cerca de corresponder al consumo de un bien final, tal como ocurre muy cercanamente en el sector residencial. Debido a esta objeción teórica, conviene analizar mas detenidamente los procedimientos acostumbrados para estimar el costo de la electricidad para las distintas clases de usuarios.

Por lo general, la estimación del costo de racionamiento se basa en la teoría del bienestar según la cual los costos de racionamiento se miden por la reducción que produce un racionamiento en el bienestar de la sociedad menos lo que la misma sociedad ahorra como resultado de la menor producción de electricidad.

De acuerdo a la teoría de evaluación de proyectos, la reducción en el bienestar se mide por el área debajo de la curva de demanda debidamente compensada por el efecto ingreso y, el ahorro en costos se mide por el área debajo de la curva de oferta ya que esta representa el costo marginal de la producción. La diferencia entre las dos áreas representa el bienestar neto que pierde la sociedad con ocasión de un racionamiento y puede interpretarse como la suma del excedente del consumidor mas el excedente del productor.

El procedimiento anterior constituye el extremo opuesto respecto a la definición del Costo de Racionamiento establecido por la Ley del Perú ya que, en la práctica, considera que toda la electricidad que se consume produce bienestar directamente, o sea que trata a la totalidad del consumo eléctrico como un bien final.

La definición legal del Costo de Racionamiento en el Perú corresponde al segundo enfoque más común en la literatura económica. Según este enfoque, la electricidad es un bien intermedio, aún tratándose del consumidor residencial. En este caso, el costo del racionamiento se mide por el valor neto que tiene para la sociedad la producción marginal que se deja de producir por causa del racionamiento. En condiciones de competencia, o sea sin distorsión de precios, esta producción puede valorarse por lo que cuesta dicha producción a precios de mercado menos lo que cuestan los insumos que se gastan en producirla, o sea por el valor agregado neto dejado de producir por causa del racionamiento.

Habiendo destacado el tratamiento que la Ley otorga al Costo de Racionamiento y aceptando como correcto dicho enfoque, a pesar de que tiene las limitaciones comentadas de tratar la totalidad del consumo eléctrico como si fuera consumo de un bien intermedio, se procede a mirar si el monto asignado por la Comisión al Costo de Racionamiento tiene un orden aceptable de magnitud. Se realiza esta actividad porque no está disponible el estudio mediante el cual la Comisión adoptó el valor vigente de 0.25 US\$ de 1999 por kWh para el Costo de Racionamiento.

El estudio más antiguo y documentado que posee el consultor sobre el Costo de Racionamiento en el Perú se realizó en junio de 1984 con ocasión del Programa de Apoyo al Subsector Eléctrico (PE - 181) que fue financiado por el BID. En la evaluación económica de la Central Hidroeléctrica de Carhuaquero se valoró la energía no industrial utilizando el enfoque de demanda y suponiendo elasticidad precio de la demanda entre -0.5 y -0.3. El indicador de Costo de Racionamiento para este sector se estimó entre 0.08 y 0.11 US\$ de esa fecha por kWh los cuales,

referidos a junio de 1999, están entre 0.12 y 0.16 US\$/kWh. La energía no servida industrial se valoró mediante el segundo enfoque y considerando únicamente el costo variable de autogenerar electricidad, lo cual produjo como resultado un indicador de 0.10 US\$ de junio de 1984 por kWh, equivalente a 0.14 US\$ de junio de 1999 por kWh.

Dentro del Programa mencionado también se realizó la evaluación de la Línea Mantaro - Pachachaca - Callahuanca utilizando el segundo de los procedimientos mencionados pues el indicador se calculó como el costo total (variable mas fijo) de autogeneración térmica mediante unidades diesel de 10MW. El monto calculado para el indicador ascendió a 0.145 US\$ de junio de 1984 por kWh, equivalente a 0.21 US\$ de 1999 por kWh.

En agosto de 1993 se adelantaron evaluaciones económicas de proyectos muy diversos a ser financiados por el BID tales como la Central Termoeléctrica a Gas de Lima, el Afianzamiento Termoeléctrico del Norte, la Ampliación de Subestaciones y Compensación, el Centro de Control de la Transmisión, proyectos de Distribución a cargo de CENERGIA y varios otros más. Para efectuar las evaluaciones consideradas se estimaron indicadores adecuados a cada proyecto que permitieron estimar el costo de la energía incremental de cada proyecto o el costo del racionamiento evitado. Por su relevancia a una situación extrema que representa pérdida total del servicio sin aviso previo, se comenta la cuantificación utilizada en la evaluación del Centro de Control de Transmisión que empleó un costo de racionamiento de 0.35 US\$ de agosto de 1993 por kWh, equivalente a 0.41 US\$ de junio de 1999 por kWh. Cabe comentar que este elevado valor del costo de racionamiento se utilizó para tomar en

cuenta que el Centro de Control de Transmisión tiene, como uno de sus beneficios, la posibilidad de evitar múltiples fallas imprevistas de cortísima duración.

Aunque no es posible efectuar una comparación numérica directa entre los distintos indicadores presentados habida cuenta de que representan circunstancias diferentes de pérdida del servicio, o de posibilidades de transferencia de carga, o de capacidad del usuario para trasladar su consumo a lo largo del tiempo, o de la clase específica de usuarios afectados, sí puede comentarse que, en cuanto al orden de magnitud, el estimador de 0.25 US\$/kWh luce adecuado para los fines aquí buscados. Sin embargo, se reitera que las conclusiones que se obtengan al comparar las compensaciones con los daños infligidos no tienen más alcance que el de observar, de manera burda, órdenes de magnitud que conducen a sugerir análisis más profundos cuando se detectan claros indicios de que pueden existir sobrecompensaciones exageradas para el usuario promedio.

Como resultado de la argumentación anterior, se presenta la siguiente conclusión:

Conclusión 1: El indicador de Costo de Racionamiento, establecido por la Comisión en 0.25 US\$ de 1999 por kWh, constituye referencia adecuada para analizar la magnitud de las compensaciones determinadas por la NTCSE, puesto que posee sustento teórico y permite, al menos de manera burda, apreciar si dichas compensaciones significan pagos muy alejados, ya sea por exceso o por defecto, del máximo valor esperado del daño infligido al usuario promedio por razón de baja calidad en el servicio eléctrico.

La implantación de las compensaciones establecidas por la NTCSE se lleva a cabo en tres etapas. La primera, ya culminada, es de preparación. La segunda, es de transición, ya culminada. La tercera establece las compensaciones definitivas y con duración indefinida. Por consiguiente, aunque también se presentan las comparaciones entre las compensaciones y el indicador de Costo de Racionamiento correspondientes a la Segunda Etapa de implantación de la Norma, son las comparaciones que corresponden a la Tercera Etapa las más relevantes, en atención a su carácter indefinido y definitivo.

4.3.2 El Caso de Calidad de Tensión

La compensación por cada unidad de energía con mala calidad de tensión **CMT** está dada por:

$$\text{CMT} = a * A_p \quad (4.1)$$

donde “**A_p**” es un factor de proporcionalidad y está entre 1 cuando el Indicador de Calidad de Tensión es inferior a 7.5% y 96 cuando este indicador supera el 17.5%. Asimismo, “**a**” viene a ser la compensación unitaria por mala tensión.

La **relación** entre el monto de **CMT** correspondiente a una unidad de energía con mala calidad de tensión y el indicador de Costo de Racionamiento por unidad de energía no suministrada, aquí denominada **RCMT** vale:

$$\text{RCMT} = a * A_p / 0.25 \quad (4.2)$$

Segunda Etapa: Durante este período de transición, la compensación unitaria por mala tensión “**a**” vale 0.01 US\$/kWh. Por consiguiente, la relación entre la compensación por cada unidad de energía con mala calidad de tensión y el Costo de

Racionamiento está situada entre 0.04 y 3.84. Para un usuario cuya regulación de voltaje esté entre 10.0% y 12.5%, en cuyo caso **Ap** asciende a 12, la relación mencionada vale 0.48.

Tercera Etapa: Durante el período definitivo y permanente de aplicación de la NTCSE, la compensación unitaria por mala tensión “**a**” vale 0.05 US\$/kWh. Por consiguiente, la relación entre la compensación por cada unidad con mala calidad de tensión y el Costo de Racionamiento está situada entre 0.2 y 19.2. Para un usuario cuya regulación de voltaje esté entre 10.0% y 12.5%, en cuyo caso **Ap** asciende a 12, la relación mencionada vale 2.4.

Al observar los valores calculados para **RCMT** se deduce que un usuario promedio que posea una regulación de voltaje entre el 10.0% y 12.5%, resultaría compensado durante la etapa de transición por un monto cercano a la mitad del costo percibido. Durante la Tercera Etapa resultaría **sobrecompensado** en un monto que es del orden de 1.4 veces (o sea $2.4 - 1$) el costo que percibe.

Las relaciones comentadas en el párrafo anterior son optimistas en el sentido de que, casi para todo usuario resulta preferible disponer de electricidad aunque sea con un nivel de regulación de voltaje relativamente alto, por ejemplo entre 10% y 12.5%, que carecer del servicio. Esto permite suponer que el indicador de costo realmente apropiado para valorar el perjuicio ocasionado por un mal servicio por elevada regulación de tensión se debe medir de forma distinta al costo de racionamiento y debe ser más pequeño que éste. A pesar de las grandes aproximaciones que supone el enfoque utilizado, se puede presentar la siguiente conclusión:

*Conclusión 2: En un escenario optimista, al analizar la magnitud de las compensaciones por mala calidad de producto para un usuario promedio que observe regulación de voltaje entre el 10% y el 12.5% se deduce que, durante la Segunda Etapa será compensado aproximadamente en el 50% del costo percibido, lo cual se considera aceptable por tratarse de una etapa de transición. Sin embargo, al efectuar el mismo análisis para la Tercera Etapa, se observa que resultará **sobrecompensado** en un monto superior a 1.4 veces el costo recibido. Como la sobrecompensación carece de sustentación económica, se recomienda revisar cuidadosamente el valor establecido en la NTCSE para la Compensación Unitaria por Violación de Tensiones correspondiente a la Tercera Etapa.*

Estimo que la política de aplicar compensaciones es con el objeto de resarcir al cliente del daño causado por la mala calidad del servicio y además este debe “percibir, sentir” la compensación. Si esto no ocurre se convierte en un simple trámite administrativo sin un valor agregado ni para el cliente ni para el usuario.

Consideramos que en lugar de compensar a los clientes por la mala calidad de la tensión, debería obligarse a las empresas a realizar las inversiones correspondientes en un plazo perentorio para mejorar la calidad del producto.

4.3.3 El Caso de Calidad de Flícker

La compensación por flicker de una unidad de energía (**CF**) consumida por un usuario que posee Distorsión Penalizable por flicker mayor o igual a la unidad vale:

$$\mathbf{CF} = \mathbf{c} \quad (4.3)$$

Donde “**c**” es la compensación unitaria por flicker que se valora en 0.10 US\$/kWh durante la Segunda Etapa y por 1.10 US\$/kWh durante la Tercera Etapa.

La relación entre el monto de **CF** y el indicador de Costo de Racionamiento vale $c/0.25$ y, por consiguiente, vale 0.4 durante la Segunda Etapa y 4.4 durante la Tercera Etapa. Se establece la siguiente conclusión:

***Conclusión 3:** Al analizar la magnitud de la compensación por mala calidad de producto para un usuario promedio que posea Distorsión Penalizable por Flícker igual o superior a la unidad se deduce que, durante la Segunda Etapa solo será compensado en un monto del orden del 40% del costo percibido, lo cual se considera aceptable por tratarse de una etapa de transición. Sin embargo, al efectuar el mismo análisis para la Tercera Etapa, se observa que resultará **sobrecompensado** en más de 3 veces el costo recibido. Como la sobrecompensación carece de sustentación económica, se recomienda revisar cuidadosamente el valor establecido por la NTCSE para la Compensación Unitaria por Flícker correspondiente a la Tercera Etapa.*

En la siguiente sección se presenta los problemas de Flícker que se registraron en los Sistemas Eléctricos del Perú.

4.3.4 El Caso de Calidad de Armónicas

La compensación por armónicas de una unidad de energía (CA) consumida por un usuario que posee Distorsión Penalizable por Armónicas mayor o igual a la unidad vale:

$$CA = d \quad (4.4)$$

Donde “d” es la compensación unitaria por armónicas que se valora en 0.10 US\$/kWh durante la Segunda Etapa y por 1.1 US\$/kWh durante la Tercera Etapa.

La relación entre el monto de CA y el indicador de Costo de Racionamiento vale $d/0.25$ y, por consiguiente, vale 0.4 durante la Segunda Etapa y 4.4 durante la Tercera Etapa. Se establece la siguiente conclusión:

***Conclusión 4:** Al analizar la magnitud de la compensación por mala calidad de producto para un usuario promedio que posea Distorsión Penalizable por Armónicas igual o superior a la unidad se deduce que, durante la Segunda Etapa solo será compensado en un monto del orden del 40% del costo percibido, lo cual se considera aceptable por tratarse de una etapa de transición. Sin embargo, al efectuar el mismo análisis para la Tercera Etapa, se observa que resultará **sobrecompensado** en más de 3 veces el costo recibido. Como la sobrecompensación carece de sustentación económica, se recomienda revisar cuidadosamente el valor establecido por la NTCSE para la Compensación Unitaria por Armónicas correspondiente a la Tercera Etapa.*

4.4 El Problema del Flicker en los Sistemas Interconectados del Perú

El Flicker es un fenómeno asociado principalmente a grandes cargas variables tales como los hornos de arco de las acerías, tal es el caso de Sider Perú y Aceros Arequipa. La herramienta principal utilizada para este análisis es la relación entre la potencia de cortocircuito y el índice Pst, esta relación se resume en la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Pst = Kst \times (Sccf/Sccn)} \quad (4.5)$$

“**Sccf**” es la potencia de cortocircuito del horno, “**Sccn**” es la potencia de cortocircuito de la red en la barra de acoplamiento, y “**Kst**” es un factor que depende del grado de estabilidad del arco eléctrico.

Se puede observar que el índice Pst es inversamente proporcional a la potencia de cortocircuito de la red (Sccn). Esto permite determinar el comportamiento del índice Pst ante variaciones de la potencia de cortocircuito debido a variaciones en el despacho de generación (demanda máxima/mínima), a cambios en la topología de la red (salida de líneas) y al incremento de la potencia de cortocircuito debido al ingreso de nuevas centrales de generación.

4.4.1 Mediciones Flicker en Zonas Críticas

Se han efectuado mediciones de Flicker en Sider Perú en la barra de conexión en 13.8 kV al sistema. Asimismo Aceros Arequipa han efectuado mediciones de flicker en la barra de Independencia 220 kV, Aceros Arequipa 220 kV, Pisco 0.22 kV y en puntos de media y baja tensión de la red de Aceros Arequipa.

Se puede observar a partir de las mediciones que el índice Pst en la barra de 13.8 kV de Sider se eleva hasta 9.6. El valor promedio del índice Pst es de 1.6 y el valor mínimo es de 0.2. Una evaluación de los registros de Sider indica que hay un 64% de intervalos fuera de rango y dado que una parte de la ciudad de Chimbote se alimenta a partir de la barra de Sider 13.8 kV hay una cantidad apreciable de suministros que son afectados directamente por este flícker. Asimismo, se espera que en la barra de Chimbote 220 kV exista un nivel apreciable de flícker (Pst máximo = 3.7) existiendo en ese nivel un 19% de intervalos fuera de la norma. El nivel tan elevado de Flícker en la barra de 13.8 kV de Sider se explica por la baja potencia de cortocircuito (300 MVA) en dicha barra.

Los registros de flícker para la barra de Independencia 220 kV efectuados por Aceros Arequipa, indican un índice Pst máximo de 2.3, siendo la potencia de cortocircuito de 1300 MVA. Sin embargo, hay situaciones donde la potencia de cortocircuito puede caer en la barra de Independencia 220 kV, debido a la salida de servicio de los 2 circuitos en 220 kV de Mantaro e Independencia; en este caso el índice Pst subiría a un máximo de 3.7.

En base a las mediciones de Sider se ha estimado posibles soluciones para eliminar el problema de penalizaciones por flícker. La conexión directa a la barra de Chimbote de 220 kV permitiría reducir el número de intervalos fuera de la norma a 4.4%, con lo cual se evitaría el pago de compensaciones, dado que la norma permite hasta un 5% fuera de rango. Si adicionalmente se instala un equipo de atenuación de flícker basados en SVC, el número de intervalos fuera de la norma se reduciría hasta 0.30%.

Respecto a las mediciones de Aceros Arequipa se estima que en la barra de Independencia en horas fuera de punta hay 83% de intervalos fuera de la norma. El horno eléctrico de Aceros Arequipa no funciona en horas de punta. En las cargas de Independencia 60 kV se estima que habría 67% de intervalos fuera de rango en horas fuera de punta. En las cargas de Ica 60 kV se estima que habría 33% de intervalos fuera de la norma. Para evitar el pago de penalizaciones podría ser suficiente con instalar equipo de atenuación de Flícker basados en SVC. Con este equipo el porcentaje de intervalos fuera de la norma se reduce a 33% en la barra de Independencia 220 kV, 1% en Independencia MT/BT y 0% en Ica MT/BT.

Por otro lado la firma PROARC realizó un estudio en el que mediante mediciones determinó que la severidad del flícker se reducía en los niveles de utilización en baja tensión. Dado que el nivel de $P_{st} = 1$ por definición se basa en la percepción humana en la iluminación, acorde a los resultados de la firma PROARC esperar que ese nivel, o el nivel permisible de norma registre en baja tensión, tensión de utilización de los sistemas de iluminación, por lo que se flexibiliza la tolerancia en niveles de tensión mayores 60 kV y 220 kV.

Es recomendable entonces, basado en las mediciones efectuadas y previo estudio, el modificar el requerimiento de control de la variable de MAT y AT, a la tensión de utilización.

4.4.2 Estimación de Compensaciones por Flícker en Zonas Críticas

A partir de las mediciones efectuadas en Sider y a las estimaciones efectuadas se ha determinado el pago de compensaciones por penalización de Flícker. En la Tabla N° 4.3, se muestra las compensaciones estimadas para diferentes escenarios.

Tabla N° 4.3: Compensaciones Estimadas

Flícker Sider Perú Escenario	Pst Max.	Compensación 2da. Etapa US \$/mes	Compensación 3ra. Etapa US \$/mes
Actual 2000	9.6	110 000	1211 000
Actual 2000 + SVC en Sider 13.8 kV	4.8	19 000	211 000
Futuro 2010	8.6	77 000	850 000
Futuro 2010 + SVC en Sider 13.8 kV	4.3	12 000	137 000
Actual 2000 + Conexión A 220 kV	2.5	0	0
Actual 2000 + Conexión A 220 kV + SVC	1.3	0	0
Futuro 2010 + Conexión A 220 kV	1.2	0	0
Futuro 2010 + Conexión A 220 kV + SVC	0.6	0	0

A partir de las mediciones efectuadas por Aceros Arequipa y las estimaciones de la evolución del índice Pst ante diversos escenarios. En la Tabla N° 4.4, se muestra las compensaciones estimadas para diferentes escenarios.

Tabla N° 4.4: Compensaciones Estimadas

Flícker Aceros Arequipa Escenario	Pst Max.	Compensación 2da. Etapa US \$/mes	Compensación 3ra. Etapa US \$/mes
Actual 2000	2.1	153 000	1684 000
Actual 2000 + SVC	1.1	0	0
Futuro 2010	0.7	0	0

4.4.3 Estimación de Equipamiento y Costos de Inversión para Disminuir el Índice de Severidad Flicker

En la Tabla N° 4.5, se muestra los costos de equipamiento para el caso de Sider Perú.

Tabla N° 4.5: Costos de Equipamiento

Equipo	Costo Unitario US\$	Costo Total US \$
Dos módulos 220 kV	500 000	1 000 000
LT 220 kV 9 km 1 cct	100 000 US\$/km	900 000
Transformador 45 MVA	10 US\$/kVA	450 000
SVC 45 MVAR	70 US\$/ kVAR	3 150 000
Total		5 500 000

Para Aceros Arequipa se requeriría instalar un SVC de 45 MVAR lo cual arroja un monto estimado de inversión de 3 150 000 US\$. Cabe remarcar que la potencia de cortocircuito de la barra de Independencia subiría de 1300 MVA a 3900 MVA al implementarse la planta de generación térmica con el gas de Camisea. En caso de producirse este hecho, el uso del equipo de atenuación del Flicker, basado en SVC sería por un periodo corto de años.

4.4.4 Índices de Severidad Pst en Otros Países

La NTCSE fija una tolerancia máxima de $Pst = 1$, esto parece muy exigente considerando el nivel de potencia de cortocircuito de la red actual y la fuerte inversión requerida para evitar el pago de compensaciones.

En la Tabla N° 4.6, se presenta el índice Pst para algunas acerías de otros países.

Tabla N° 4.6: Índices de Pst

Planta	Mínima Potencia de cortocircuito	Máximo índice Pst permitido
Saudi Iron & Steel Hadeed	3500 MVA a 230 kV 60 Hz	1.4
PT Krakatau Steel, Indonesia	4000 MVA a 150 kV 50 Hz	1.10
Gallatin Steel, USA	7500 MVA a 345 kV 60 Hz	1..35

Estos valores corroboran las estimaciones de Flícker realizadas a partir de las mediciones de Sider Perú y Aceros Arequipa. Al subir la Pcc en la barra de Independencia 220 kV de 1300 a 3900 MVA, el problema de flícker se atenúa, de tal manera que no se requiere efectuar el pago de compensaciones.

4.5 Niveles de Inversión Estimados por las Empresas Distribuidoras para mejorar la Calidad de Tensión y Suministro

La mejora de los indicadores de calidad de producto y suministro en los alimentadores de MT y BT, puede lograrse incrementando la redundancia de los circuitos, la configuración más común de redes redundantes en áreas urbanas es la de anillos, pero este análisis involucra áreas de cobertura aledañas al del alimentador evaluado, es decir requiere un análisis global de toda la zona de concesión.

En las subestaciones de transmisión en los que se nota deterioro en los indicadores de calidad de tensión y por interrupciones, se observa que se requiere una reestructuración total de las redes de distribución eléctrica de la zona, abarcando una modificación de las redes desde la sub transmisión en alta tensión.

Para fines de evaluación se considera el reforzamiento para incrementar la redundancia mediante la adición de una segunda terna a las líneas troncales del

alimentador. Los criterios adicionales de diseño deberán permitir mejorar la calidad de suministro mediante una mayor confiabilidad; pudiéndose ello alcanzar incidiendo sobre las causas que generan las compensaciones, entre las que se pueden mencionar:

Reducción de las caídas de tensión y reducción de las interrupciones, mediante el reforzamiento de alimentadores troncales, sistemas de distribución anillados y equipar puntos de transferencia de carga a fin de permitir absorber cargas de alimentadores adyacentes a la zona de atención.

Cada una de las medidas que se apliquen requieren de inversiones y de plazos de ejecución a fin de contar con redes capaces de responder a las exigencias de calidad establecidas en la NTCSE.

De los resultados se concluye que las compensaciones se reducen sustancialmente (en el orden del 76%) con el incremento de redundancia de circuitos; sin embargo bajo los casos analizados, no se logran evitar las transgresiones a la norma.

Los costos de inversión requeridos por incremento de circuitos redundantes, deben ser identificados como componente de costos por concepto de calidad, y de ese modo ser recogido en las fijaciones tarifarias requerido por calidad de producto y suministro.

Para fines de evaluación de costos, se han estimado metrados de redes primarias, para lo cual se tomaron como referencia costos unitarios típicos utilizados en estudios de planeamiento.

El monto referencial de la muestra evaluada (112.6 km de red aérea y 39.6 de red subterránea) se ha determinado un requerimiento por mejoramiento de la calidad, de 17.6 km de red subterránea y 32.5 km de conductores aéreos, adicionales a las instalaciones actuales.

De los resultados obtenidos, la frecuencia de interrupciones indica el estado de los equipos y materiales de las instalaciones, que como se vio anteriormente, depende mayormente del estado de conservación de estos, mientras que los trabajos de mantenimiento programado, indica los requerimientos de desenergización para trabajos de rehabilitación, y expansión de la red.

Dado entonces la situación de antigüedad de muchas de las instalaciones de los sistemas de distribución, es contraproducente el penalizar las paradas de servicio para realizar trabajos de mejora de las redes, ya que sin ellas la situación de las redes empeora. Es recomendable entonces solicitar a la autoridad competente el dar un tratamiento diferente a los trabajos de mejora en las redes.

Las interrupciones por causas de terceros representan un incremento en las compensaciones, superior al triple de las debidas a las interrupciones propias. Ello es un factor ajeno al manejo operativo de la red y no pueden ser controladas efectivamente con mejoras de la red.

Las simulaciones realizadas ha permitido concluir que es posible reducir las caídas de tensión, el número y frecuencia de las interrupciones y adecuar los sistemas a la NTCSE, para lo cual se requieren inversiones en tecnología y redundancias en los sistemas de distribución.

4.5.1 Simulaciones de Flujo de Carga para Mejorar la Calidad de Tensión

La evaluación del comportamiento de la muestra en cuanto a la tensión se ha realizado mediante simulaciones de flujo de carga efectuadas bajo las siguientes premisas:

- Se considera la topología actual de los alimentadores que conforman la muestra de la red primaria
- Para efectos de analizar el comportamiento de las tensiones en barras de media tensión se considera que los conductores tienen sus características nominales de sección e impedancias.
- Se consideran las cargas actuales de máxima demanda y demanda promedio, basándose en los reportes de demanda elaborados por las empresas de distribución.
- Se considera como tensión de alimentación la tensión real medida en barras de media tensión de la subestación de transformación a las horas de máxima demanda y demanda promedio.
- Se considera que las tensiones en barras corresponden a la máxima/mínima desviación de este parámetro.
- La demanda atendida por los alimentadores corresponde a la sumatoria de las cargas individuales de cada subestación de distribución.
- Los resultados de las simulaciones del flujo de carga para condiciones de máxima demanda, se resumen en la Tabla N° 4.7.

Tabla N° 4.7: Resultados de las Simulaciones de Flujo

Alimentador	N° de Barras	Var. De Un <5 – 7.5%>		Var. De Un <7.5 – 10.0%>	
			Carga afectada kW		Carga afectada KW
Edelnor					
Chavarría 1	173	75	57	0	0
Santa Rosa 28	35	30	2502	4	619
Tacna 12	39	0	0	0	0
Luz del Sur					
Lurín 2	142	81	783	0	0
San Isidro 2	32	0	0	0	0
San Juan 1	116	0	0	0	0
Total	537	186	3942	4	619

De los resultados obtenidos se puede comentar lo siguiente:

- La muestra analizada presenta un 35.4% de barras fuera de la tolerancia en condiciones de máxima demanda, cuyas cargas alcanzan una potencia de 3.94 MW las que representa el 21.3% de la demanda atendida por los alimentadores.
- Las tensiones en la barra de conexión del alimentador, se mantienen dentro de los rangos tolerables por la NTCSE.
- Los resultados del flujo de carga muestran que el 65% de las barras de MT presentan valores dentro de los rangos aceptables para la NTCSE, sin embargo el 34% de las barras presentan déficits de tensiones en el orden 5-7.5% de la tensión nominal y el 1% con déficit de tensión en el orden de 7.5 a 10%.
- De las muestras analizadas, se presentan compensaciones por tensión sólo en alimentadores de baja densidad, los mismos que son de tipo predominantemente aéreos.

4.5.2 Estimación de Compensaciones en Barras de MT

Las compensaciones por mala calidad de producto, bajo el parámetro de tensión, se han estimado de la siguiente manera:

- Se identifican, de los resultados de flujo de carga, las barras afectadas por sobre/sub tensión de acuerdo a los índices indicados en la NTCSE.
- En función de los indicadores de sobre/sub tensión, se determinan los factores de proporcionalidad A_p , señalados en la NTCSE.
- Se asignan las correspondientes cargas, potencia afectada, a cada una de las barras identificadas con mala calidad de tensión.
- Se estima el valor de energía de mala calidad, mediante la aplicación de la potencia afectada, la duración de los bloques horarios que se analizan y los factores de carga correspondientes.
- Se aplica la relación de las compensaciones por variaciones de tensión, para estimar las compensaciones de las etapas 2 y 3.

De la aplicación del procedimiento indicado se han obtenido los siguientes resultados para el bloque de máxima demanda. Ver Tabla N° 4.8.

Tabla N° 4.8 Resultados Máxima Demanda

Alimentador Primario	Cantidad de Barras	Compensación	
		Etapas 2 US \$	Etapas 3 US \$
Lurin 2	142	1174.5	5872.5
Chavarria 1	173	985.5	4927.5
Santa Rosa 28	35	3753.0	18765.0
Total de Compensaciones US \$		5913.0	29565.0

Como se observa, el monto total de las compensaciones asciende a un total de US \$ 5913.0 / semestre para la etapa 2, y ese monto se eleva en la etapa 3 a US \$ 29 565 / semestre.

La reducción o eliminación de las compensaciones se alcanzarán mediante reestructuración de la red la misma que se efectuaría acorde al planeamiento eléctrico de la zona.

CAPÍTULO V

COMPARACIÓN DE LA NTCSE CON NORMAS INTERNACIONALES

La comparación se hace manteniendo la estructura de la norma peruana (NTCSE), para facilidad de la comparación. Las comparaciones se efectúan entre valores definitivos, tal como cada norma lo define, correspondientes a la etapa final, de aplicación penal. No se incluye información relacionada con la evaluación de la calidad, sin efectos económicos.

5.1 Comparación de la NTCSE con las Normas Colombianas

5.1.1 Tensión

El valor de las tolerancias para todos los niveles de tensión reglamentado por la Norma Peruana es +/- 5% de las tensiones nominales. La reglamentación Colombiana recomienda para los niveles de alta tensión (AT) un rango de + 10 % y de +5% y -10% para los demás niveles.

5.1.2 Armónicas

La Norma Peruana comparada con la Colombiana en el Factor de Distorsión Total por armónicas, THD, se observa que para MT y BT es más flexible ya que permite un 8% y la Colombiana (IEEE 519) permite un 5% , en tensiones superiores a 69 kV (entre las que se encuentran las de 125 kV, 138 kV, 220 kV del sistema Peruano), la Norma Colombiana es más estricta que la Peruana , ya que permite un 2.5% o 1.5% dependiendo del nivel de tensión y la Peruana permite un 3%. En los niveles de tensión comprendidos entre 30 kV y 69 kV la Norma Peruana es más estricta que la Colombiana, debido a que permite un THD menor al 3% y la Colombiana permite un 5%.

5.2 Comparación de la NTCSE con las Normas Chilenas

5.2.1 Tensión

La Norma Chilena clasifica las Fluctuaciones de Voltaje en Fluctuaciones de corta y larga duración y la Norma Peruana no hace ninguna clasificación. En cuanto a las tolerancias permitidas la Norma Peruana es más estricta que la Chilena, ya que esta última permite variaciones de $\pm 7.5\%$ para BT, de $\pm 6.0\%$ para MT y para AT permite $\pm 6.0\%$ para tensiones inferiores a 154 kV y de $\pm 5.0\%$ para tensiones mayores o iguales a 154 kV mientras que la Norma Peruana exige para todos los niveles de tensión $\pm 5.0\%$.

5.2.2 Armónicas

- a) La NTCSE Peruana sólo considera las armónicas individuales de Voltaje y su correspondiente índice de Distorsión Armónica Total (THD-V). No se consideran explícitamente las armónicas individuales de corriente ni su correspondiente índice de Distorsión Armónica Total (THD-I). En el caso de Chile, en el nuevo Reglamento Eléctrico (en sus disposiciones transitorias), se consideran tanto las armónicas individuales de voltaje como de corriente junto con sus respectivos índices de Distorsión Total de voltajes y corrientes.

El hecho que la NTCSE sólo se preocupe por la variable voltajes armónicos es un aspecto negativo por cuanto es equivalente a ignorar la filosofía ampliamente difundida y aceptada en el plano internacional, y que señala:

“La responsabilidad de entregar a los usuarios una forma de onda de voltaje con la mínima distorsión armónica y de velar porque este bien que se le entrega a los usuarios permanezca en el tiempo con los estándares que requieren los usuarios es sin lugar a dudas de las empresas eléctricas. Ahora bien, la responsabilidad por inyectar a la red eléctrica componentes armónicas de corriente es del que la produce, es decir los usuarios cuando conectan a la red ciertos equipos cuya característica de voltaje versus corriente es no-lineal”. Las empresas eléctricas, en la mayoría de los casos sólo sirven de “puente” o “medio” para que los usuarios inyecten polución armónica a la red, con el consiguiente efecto negativo en la operación tanto de la red como de otros usuarios que reciben a través de ésta los problemas armónicos”.

En síntesis, cuando se tiene un problema técnico que tiene dos actores principales (fabricantes omitidos por el momento) donde cada uno de ellos tiene deberes y derechos específicos, entonces resulta asimétrico abordar su solución a través de un marco reglamentario como la NTCSE cuando el segundo actor y principal responsable de los problemas armónicos (reconocido e identificado en cualquier sistema eléctrico del mundo), no aparece individualizado en su desempeño técnico porque se ha omitido su principal variable de control, es decir las corrientes armónicas.

- b) La NTCSE sólo considera hasta la armónica individual de voltaje de orden 40 mientras que en el caso de Chile se considera hasta la de orden 50. Al respecto cabe señalar que –en la actualidad y en el corto plazo- esta diferencia no afecta los resultados obtenidos en las mediciones puesto que los espectros de voltaje, por lo general, no exhiben (en la actualidad, valga la redundancia) componentes de orden 40 o superiores, tanto en Chile como Perú. Sin embargo, en el mediano plazo, la tendencia de la industria a utilizar convertidores estáticos (rectificadores e inversores) del tipo modulación de ancho de pulso (PWM), que inyectan corrientes armónicas en el rango de orden 30 a 50 principalmente, lo que si producirá una diferencia entre ambas normativas.

Muchos fabricantes de equipos, en el pasado, sólo fabricaban equipos de medida de armónicas (de voltajes y corrientes) hasta el orden 40. Sin embargo, en la actualidad muchos fabricantes incluyen hasta el orden 63 o incluso más.

- c) Tanto la NTCSE como la reglamentación de Chile están basadas en la norma IEC-1000, sin embargo, la NTCSE presenta un error en la magnitud de las

armónicas impares no múltiplos de 3, en la especificación de las armónicas mayores al orden 25.

Los límites para las armónicas pares de orden 8 y 10 son menores que lo establecido por la reglamentación Chilena.

5.3 Comparación de la NTCSE con las Normas Argentinas

5.3.1 Tensión

La Norma Argentina en cuanto a las tolerancias de las variaciones de tensión es más flexible que la Norma Peruana ya que permite en MT y BT aérea un $\pm 8.0\%$, pero en MT y BT subterránea permite $\pm 5.0\%$, mientras que la Norma peruana admite solo hasta $\pm 5.0\%$ en todos los niveles de tensión.

5.3.2 Armónicas

- a) La NTCSE es muy similar a la Norma Argentina, prácticamente en todos sus aspectos técnicos.
- b) Ambas normas excluyen el control de límites de componentes armónicas individuales de corriente y su correspondiente índice de distorsión total armónica de corriente (THD-I).
- c) La norma Argentina hace especial referencia a la medición en estado transitorio de las componentes armónicas de voltaje y su índice de Distorsión Armónica total (THD-V), para lo cual establece un límite de 1,5 veces el valor dado en la NTCSE.
- d) La NTCSE considera un mayor número de puntos de medida que la norma Argentina.

5.4 Comparación de la NTCSE con la Norma Boliviana

El Reglamento de Calidad de Distribución de Bolivia, define que el Distribuidor no cumple con el nivel de tensión, cuando durante el 3% o más del tiempo de medición efectuado en un período de 24 horas, el servicio es suministrado incumpliendo los niveles de tensión admisibles. Este Reglamento establece que el Distribuidor realizará mensualmente el registro de tensión de las barras de salida del 2% de los suministros de media tensión, así como el registro de tensión en las barras de BT del 0.15% de las SSEE de MT/BT. Por otro lado, se debe registrar mensualmente el nivel de tensión en el punto de suministro, del 0.005% de los clientes en BT.

Las variaciones de tensión admitidas durante la etapa de transición en Bolivia son:

- a) Suministro en AT o MT : + 5% -10%.
- b) Suministro en BT: Rango admisible 198 - 235 V (para 220 V) y 342 -406 V (para 380V), que implican una variación de + 7% -10%.

En la etapa de régimen se tiene:

- a) Suministro en AT o MT: +5% -7.5%.
- b) Suministro en BT: Rango admisible 203-229 V (para 220 V) y 351-396 V (con 380 V).

Esto significa una variación de +4% -7.5% para condiciones normales. En esta etapa se establece un rango tolerable de + 7% -10% para condiciones de emergencia. La norma Boliviana no establece una diferencia para sector rural y urbano.

5.5 Comparación de la NTCSE con la Norma Panameña

En el caso de la Norma de Calidad del Servicio Técnico de Panamá se considera que los niveles máximos y mínimos permisibles de baja tensión son (para enero del 2001) de +7.5% - 7.5%, para centros urbanos, y de +8.5% - 8.5% para centros rurales. Dichos niveles para media tensión (mayor a 600 V y menor a 115 KV.), son +6% - 6% para centros urbano y + 8% -8% para el sector rural. Esta Norma no discrimina los indicadores o límites admisibles de flicker o armónicas para sectores urbanos o rurales.

En la Norma Técnica de Calidad del Servicio Técnico de la República de Panamá, se considera que los valores límites admisibles para los distintos indicadores controlados se discriminan en función de centros urbanos o áreas rurales, adoptándose para este fin, la clasificación que se utiliza para la Norma de Alumbrado Público para Calles y Avenidas de uso público.

En la Norma de Panamá, se considera que los incumplimientos a los parámetros establecidos significarán una penalización, la misma que implica una reducción de las tarifas aplicadas a los clientes afectados. Para el caso de los demás países, la penalización implica una compensación al usuario afectado, calculada sobre la base de la energía dejada de suministrar, la reincidencia etc., sin que cambie la tarifa a ser aplicada. Desde el punto de vista del ordenamiento, simplicidad y eficiencia que debe establecerse en las actividades del servicio público de electricidad, lo más conveniente es que las penalizaciones no modifiquen las tarifas que se aplican a los clientes.

5.6 Comparación de la NTCSE de las Normas Holandesas

5.6.1 Tensión

La reglamentación Holandesa en cuanto a las variaciones de tensión de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT) está de acuerdo con la Norma IEC 50160.

La Norma Peruana es más estricta que la Holandesa debido a que exige que las tolerancias en AT, MT y BT estén en $\pm 5.0\%$ y la segunda establece que estén en $\pm 10.0\%$ para los tres niveles. Adicionalmente la Norma Holandesa indica la magnitud de los cambios rápidos de tensión, que para BT no exceda el 5% de la tensión nominal y para MT no exceda el 4% de la tensión nominal.

5.6.2 Armónicas

Periodo de Medición:

La Norma Peruana como la Holandesa establece el mismo intervalo de medición de Diez minutos.

Tolerancias:

Para el caso de comparación de las tolerancias permitidas en la Norma Peruana con la Holandesa se tendrá en cuenta únicamente las señaladas para los niveles de media y baja tensión que por definición son muy similares (en Perú $30 \text{ kV} \leq \text{MT} > 1 \text{ kV}$ y en Holanda es $30 \text{ kV} \leq \text{MT} > 1 \text{ kV}$). La comparación se presenta en la Tabla N° 5.1, que se muestra a continuación.

Tabla N° 5.1: Comparación de Tensiones Armónicas

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA ó THD	TOLERANCIA vi' ó THD' (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	MT y BT HOLANDA	MT y BT PERU
(Armónicas Impares no múltiplos de 3)		
5	6.0	6.0
7	5.0	5.0
11	3.5	3.5
13	3.0	3.0
17	2.0	2.0
19	1.5	1.5
23	1.5	1.5
25	1.5	1.5
Mayores de 25	-----	0.2 + 12.5/n
(Armónicas impares múltiplos de 3)		
3	5.0	5.0
9	1.5	1.5
15	0.5	0.3
21	0.5	0.2
Mayores de 21	-----	0.2
(Pares)		
2	2.0	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.5	0.5
10	0.5	0.5
12	0.5	0.2
Mayores de 12	0.5*	0.2
THD	8	8

(*) hasta la armónica par de orden 24.

Como se observa la Norma Holandesa no define valores para los armónicos de orden superior a 25 debido a que son usualmente pequeños y la Norma Peruana define por medio de una expresión los valores máximos admisibles. Se encuentran diferencias en los valores admitidos para las armónicas de orden 6, 8, 10, 12, 15 y 21 donde la Norma Peruana es más estricta. En cuanto al THD no se presenta diferencia, las dos Normas permiten un 8%.

Índices:

En cuanto a los índices la Norma Peruana y la Holandesa tienen los mismos indicadores, Las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y el Factor de Distorsión (THD).

Penalización:

La Norma Peruana establece penalización para la violación de los niveles máximos de armónicos y la Norma Holandesa no establece penalización.

En la Tabla N° 5.2, se resumen las comparaciones con otros países de la NTCSE en lo referente a tensión. Puede verse que para todos los niveles de tensión la NTCSE es la más restrictiva de todas las analizadas y que en los casos de Colombia y Holanda se permite para AT un rango de + 10%.

Tabla N° 5.2: Comparación de Tensiones de los Diferentes Países

CARACTERÍSTICA	PERU	COLOMBIA	CHILE	ARGENTINA	HOLANDA
Baja Tensión	$T \leq 1 \text{ kV}$	$T \leq 1 \text{ kV}$	$T \leq 1 \text{ kV}$	$T \leq 1 \text{ kV}$	$T \leq 1 \text{ kV}$
Media Tensión	$1 \text{ kV} < T \leq 30 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < T \leq 60 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < T \leq 23 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < T < 66 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < T \leq 35 \text{ kV}$
Alta Tensión	$30 \text{ kV} < T \leq 100 \text{ kV}$	$60 \text{ kV} < T \leq 230 \text{ kV}$	$23 \text{ kV} < T < 500 \text{ kV}$	$T \geq 66 \text{ kV}$	$T \geq 110 \text{ kV}$
Muy Alta tensión	$T > 100 \text{ kV}$	$T > 230 \text{ kV}$	$T \geq 500 \text{ kV}$		
Holguras permitidas para la tensión nominal (%).					
$T > 100 \text{ Kv}$	± 5.0	± 10 $+5 \text{ y } -10^{**}$	$\pm 6.0 (T < 154 \text{ kV})$ $\pm 5.0 (T \geq 154 \text{ kV})$	± 5.0 $\pm 10 (\text{Rural})^*$	± 10
$66 \text{ kV} < T \leq 100 \text{ kV}$	± 5.0	$+5 \text{ y } -10$	$\pm 6.0 (T < 154 \text{ kV})$	± 5.0	---
$30 \text{ kV} < T < 66 \text{ kV}$	± 5.0	$+5 \text{ y } -10$	$\pm 6.0 (T < 154 \text{ kV})$	$\pm 8.0 (\text{Aérea})$ $\pm 5.0 (\text{Subterránea})$	---
$1 \text{ kV} < T \leq 30 \text{ kV}$	$\pm 5.0 (\text{Urbano})$ $\pm 7.5 (\text{Rural})$	$+5 \text{ y } -10$	$\pm 6.0 (\text{Urbano})$ $\pm 8.0 (\text{Rural})$	$\pm 8.0 (\text{Aérea})$ $\pm 5.0 (\text{Subterránea})$	± 10
$T \leq 1 \text{ kV}$	$\pm 5.0 (\text{Urbano})$ $\pm 7.5 (\text{Rural})$	$+5 \text{ y } -10$	$\pm 7.5 (\text{Urbano})$ $\pm 10. (\text{Rural})$	$\pm 8.0 (\text{Aérea})$ $\pm 5.0 (\text{Subterránea})$	± 10

* Es la Holgura para los circuitos rurales en Argentina.

** Valor para tensiones de 500 kV.

Tabla N° 5.3: Comparación de Distorsión Armónica de los diferentes países

CARACTERISTICA	PERU	COLOMBIA	CHILE	ARGENTINA	HOLANDA
Indicadores	Tensión armónica individual (Vi). Factor de distorsión armónica THD.	De acuerdo con la carga: Armónicos individuales. Factor de distorsión armónica THD. Factor de distorsión armónica de corriente TDD	Tensión armónica individual. Factor de distorsión armónica THD. Índice de distorsión total para corriente. Distorsión armónica de corriente.	Tensión armónica individual. Factor de distorsión armónica THD.	Tensión armónica individual. Factor de distorsión armónica THD.
Intervalo de medición.	Es de 10 minutos por periodo de medición (7 días consecutivos)	Para el THD es de 1 hora en condiciones estacionarias. Para el TDD es de 15 o 30 minutos de demanda.	Es de 10 minutos por periodo de medición (7 días consecutivos)		Es de 10 minutos por periodo de medición (7 días consecutivos)
Hólguras permitidas para el THD (%).					
T > 100 kV	3.0%	2.5% 1.5%*	3.0%	3.0%	2% **
66 kV < T ≤ 100 kV	3.0%	2.5%	8.0%	3.0%	-----
30 kV < T < 66 kV	3.0%	5.0%	8.0%	8.0%	-----
1 kV < T ≤ 30 kV	8.0%	5.0%	8.0%	8.0%	8.0%
T ≤ 1 Kv	8.0%	5.0%	8.0%	8.0%	8.0%

* Valor para tensiones superiores a 169 kV.

** Valor para Inglaterra en tensión de 275 kV.

En la Tabla N° 5.3, se resumen las comparaciones con otros países de la NTCSE en lo referente a las armónicas de tensión.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Una parte importante de la infraestructura de distribución, no cumplen con la mayoría de las exigencias de los límites de tolerancia técnica actuales de la NTCSE principalmente por razones estructurales en su conformación.
2. La adecuación de la infraestructura existente para el cumplimiento de las exigencias actuales de la NTCSE, en su mayor parte, requiere cambios sustanciales en configuración, renovación de equipos e instalaciones y otros, que por su magnitud, alcance y extensión, solo pueden ser realizados en forma gradual en períodos que en general serían mayores a 5 años.
3. La señal económica que dan las actuales exigencias de la NTCSE, representada por los costos que se requieren para llevar la estructura actual de las instalaciones existentes a las exigidas por la norma, no tiene su contrapartida en las señales económicas dadas por los precios, en el Mercado Libre, y tarifas, en el Mercado Regulado, vigentes en el país; los que han sido determinados para un entorno de calidad basados en la estructura de las instalaciones existentes.

4. De mantenerse la aplicación de la norma con los límites técnicos de tolerancias actuales, y por lo tanto exigir el cambio de estructura de los sistemas existentes, debe llevar en el corto plazo al incremento de los precios de la electricidad en el Mercado Libre, y en forma correlacionada en las tarifas del Mercado Regulado.
5. Actualmente las tarifas eléctricas están establecidas en función del VNR de un sistema económicamente adaptado, en el que se contemplan criterios de eficiencia para los Sistemas 1 y 2, pero que no reconocen las adecuaciones necesarias en las instalaciones para alcanzar los niveles de calidad exigidos. Estos criterios no incentivan a las empresas concesionarias a realizar dichas inversiones, por lo que en algunos casos prefieren realizar las compensaciones por mala calidad que realizar inversiones sin retorno.
6. Se ha encontrado que uno de los enlaces más débiles entre los sistemas eléctricos interconectados y los sistemas de distribución eléctrica, son los transformadores únicos que en Muy Alta Tensión MAT/MT o AT/MT sirven a una ciudad, o un suministro. Las exigencias dadas por la NTCSE hacen que, de el valor esperado (probabilístico) de las compensaciones a pagar en caso de falla, son superiores al costo del transformador. La única forma de no ser afectados por compensaciones es la de contar con redundancia de transformación, y el costo adicional que esta configuración requiera deberá ser considerada como costo para incremento de la confiabilidad (calidad de suministro).
7. Se ha estudiado el impacto de la probable evolución de los sistemas eléctricos interconectados en el mediano y largo plazo, basados en proyectos comprometidos y estudios de planeamiento realizados, encontrándose lo siguiente:

Se estima que en el Mediano Plazo, entre los años 2004 al 2010, los sistemas eléctricos interconectados evolucionarían, de tal modo que gran parte de las debilidades estructurales del sistema serían superadas.

En los sistemas de distribución eléctrica, en el largo plazo, las modificaciones estructurales serían superadas acorde a las señales costo y precio-tarifa que la NTCSE, el mercado y la entidad reguladora de tarifas impongan.

8. Para controlar las perturbaciones armónicas, se debe contar con procedimientos técnicos claros y bien definidos para su monitoreo. Así como contar con equipos capaces de indicar en forma concreta la direccionalidad. Sin embargo, hasta la fecha no ha sido posible contar con este tipo de equipos o procedimientos. El determinar el origen de la perturbación sigue siendo el gran problema a resolver. Así, al no encontrarse las causas de origen, el control se convierte en un problema latente para las empresas eléctricas, puesto que se ven obligada a compensar sin haberse encontrado las causas que las originan.
9. Es conocido que las principales empresas que inyectan flicker al Sistema Interconectado son las grandes acerías que utilizan hornos de arco en sus procesos productivos, adicionalmente a otras empresas que contribuyen en menor grado. Es decir, los generadores de flícker están focalizados, descartándose la posibilidad que cargas correspondientes a las poblaciones netamente urbano pudieran contribuir en inyectar a las redes este tipo de perturbaciones, en cuanto al sistema interconectado se refiere.
10. Se ha realizado un análisis estadístico clasificando la información por empresas y por rangos de tolerancia.
11. Se puede observar que las empresas aún no vienen tomado las acciones necesarias para corregir los casos de mala calidad de tensión, lo cual se refleja en un aumento anual de dichos casos.
12. La NTCSE establece que detectado una mala calidad se debe pagar una compensación a los usuarios hasta que se supere esta mala calidad. En el capítulo II se presenta como ha

evolucionado el número de casos pendientes de levantar la mala calidad detectada, se establece como referencia los fines de cada semestre. Por Ejemplo a fines diciembre del 1999 la empresa LUZ DEL SUR contaba con 93 casos (mediciones) donde se tenía mala calidad sin que a fines de ese periodo se haya levantado esta mala calidad y a fines de junio del 2003 el número de casos llega a 1653.

13. Sólo a manera de referencia se muestra el número de mediciones que tiene que efectuar cada empresa en forma mensual por aplicación de la NTCSE, se puede observar que en muchos casos el número de casos pendientes a solucionar una mala calidad detectada es varias veces mayor que el número de mediciones mensuales que se debe efectuar por aplicación de la NTCSE.
14. En la actualidad el número de mediciones mensual esta recalculándose pues el MEM ha establecido que el criterio seguido para el calculo de este número no es correcto. Se espera una reducción sustancial de este número de mediciones.
15. Con relación a la tensión, las mediciones efectuadas muestran que la mayor incidencia penalizable se presenta en los rangos de 5% a 7.5%, lo cual indica que el problema principal en tensión es de sobretensión y no de subtensión como se podría esperar.

El 71.08% del total de intervalos medidos en BT (año 2002), se encuentran dentro de la norma y la diferencia de 28.92% corresponden a los intervalos penalizables. En cuanto a las mediciones de MT y BT juntas el porcentaje de intervalos penalizables fue de 21% para el año 2002.

El monto de compensaciones por tensión (para MT y BT) durante el año 2002 fue de US\$ 640 885 y para el primer semestre del año 2003 fue de US\$ 471,101.

Las mediciones fallidas, representaron el 12% del total de mediciones para el año 2002.

Este porcentaje no está en función directa de la cantidad de clientes atendidos, sino, está

determinado por factores como la ubicación de los puntos de medición. En los sectores periféricos y en clientes de bajo nivel cultural se ha notado una actitud menos colaborativa ante las mediciones, lo que impide un control eficaz del proceso en estas zonas.

16. Respecto a las perturbaciones, el porcentaje de reclamos por perturbaciones es casi nulo, lo cual significa que el usuario en su gran mayoría no conoce el significado de flicker y armónicos, ni tampoco lo advierten.

El porcentaje de mediciones fallidas por cada empresa tiene una media de 18%, se debe mencionar asimismo que algunas empresas que se encuentran en el interior del país, presentan un elevado porcentaje de mediciones fallidas debido en gran parte a la dispersidad que presentan sus zonas de concesión haciéndolos proclives a no tener un buen control de la ejecución de las mediciones.

17. Para el indicador flicker, a nivel general, el 86% de los intervalos de flicker no penaliza. En MT, AT y MAT el 89% es no penalizable. El mayor porcentaje de penalización se da en el rango de $Pst\ 1 < Pst < 2$.

En Baja Tensión las perturbaciones son mucho menores. Los intervalos penalizables representan sólo el 3% del total de intervalos registrados.

18. Para los armónicos, se observa que el 8% de las mediciones de armónicos son penalizables. De estas el 89% corresponde a MAT, AT y MT y sólo el 11% a BT.

En Baja Tensión podemos apreciar que los intervalos penalizables son bajos, representando sólo el 3% del total de intervalos registrados.

19. Del análisis de las Compensaciones por flicker, con relación al monto de compensaciones, ascienden a US\$ 408,175.81. De estas, el 94% de compensaciones corresponden a MAT, AT y MT.

El mayor porcentaje e compensaciones lo tiene ELECTROPERU, con un 87% del monto total.

20. Para el análisis de las compensaciones por armónicos, el monto de compensaciones por armónicos, durante el periodo de Octubre de 1999 a Junio del 2000, que se deberían haber realizado en caso de no haberse suspendido las compensaciones, fue de US\$ 74,177.

El 87% del total corresponde a MAT, AT y MT. Los mayores porcentajes corresponden a Enersur y a Electroperú.

RECOMENDACIONES

1. Las perturbaciones de mayor relevancia encontradas, bajo los alcances del presente estudio, se refieren al “flicker”, y se manifiestan en las áreas de los sistemas eléctricos donde se ubican las mayores plantas siderúrgicas del país, Chimbote (SiderPerú), Pisco (Aceros Arequipa) y Lima (MEPSA).

El problema de severidad del “Flicker” en el sistema, en los puntos identificados, tiene dos aspectos: la configuración eléctrica del suministro a los equipos que originan la perturbación (hornos eléctricos de arco), y el relativo bajo nivel de cortocircuito en esos puntos; siendo el primero un problema de estructura de configuración de la alimentación a su carga, a cargo del consumidor, y el segundo a la configuración del sistema eléctrico, que se espera mejore en el largo plazo.

Con la superación de estos dos aspectos, e inclusión de equipos compensadores de “flicker”, se podría dar una solución al problema en el largo plazo.

En el corto plazo y bajo la configuración actual sin embargo, se podría atenuar, mas no eliminar la severidad de esta perturbación.

De haber continuado la aplicación de la NTCSE para el control de “flicker”, en sus niveles de tolerancia actual implicaría compensaciones, acorde a los registros de las empresas remitidas a la autoridad fiscalizadora del orden de 15 millones US\$/año de las siderúrgicas de Chimbote y Pisco. Para poder reducir dichas compensaciones se requiere de inversiones del orden de 10 millones de US\$.

2. Por principio de control, consideramos que las mediciones deben ser efectuadas por empresas independientes y no por las mismas distribuidoras, quienes en la actualidad son a la vez las controladas y las controladoras.
3. Debido a que ya se conoce los focos generadores de flicker, establecer un control mensual permanente a todos los usuarios origina un gasto innecesario sin generar un valor añadido. Así, lo recomendable es establecer controles focalizados, es decir controlar sólo las cargas importantes que están instaladas en la zona, con lo cual la inversión en el control se optimizaría. De esta manera la inversión en estudios, compra e instalación de filtros para disminuir la inyección de flicker y armónicos a la red, se optimizaría en beneficio de las empresas, los mismos usuarios y el sistema en general.

ANEXO A
CALIDAD DE PRODUCTO EN LA NTCSE
TÍTULO QUINTO

TÍTULO QUINTO

5. CALIDAD DE PRODUCTO

5.0.1 La Calidad de Producto suministrado al Cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de la Calidad de Producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados “Períodos de Control”.

5.0.2 De acuerdo a lo especificado en cada caso, con equipos de uso múltiple o individuales, se llevan a cabo mediciones independientes de cada parámetro de la Calidad de Producto. El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendario continuos, con excepción de la frecuencia cuya medición es permanente durante el Período de Control. A estos períodos se les denomina “Períodos de Medición”.

5.0.3 En cada Período de Medición, los valores instantáneos de los parámetros de la Calidad de Producto son medidos y promediados por intervalos de quince (15) minutos para la tensión y frecuencia, y diez (10) minutos para las perturbaciones. Estos períodos se denominan “Intervalos de Medición”. En el caso de las variaciones instantáneas de frecuencia los “Intervalos de Medición” son de un (1) minuto.

5.0.4 Si en un Intervalo de Medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro está fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo se considera de mala calidad. En consecuencia, para el cálculo de compensaciones se registran los valores medidos de los parámetros de control y se mide o evalúa la energía entregada en cada Intervalo de Medición separadamente.

5.0.5 Las compensaciones se calculan en función a la potencia contratada o energía entregada al Cliente por su Suministrador en condiciones de mala calidad.

5.0.6 Cuando se detecten deficiencias en la Calidad del Producto, en una Etapa, y éstas persistan en una posterior, las compensaciones se calculan en función a las compensaciones unitarias y potencias contratadas o cantidades de energía suministradas en condiciones de mala calidad correspondientes a cada Etapa.

5.0.7 Las compensaciones se aplican separadamente para diferentes parámetros de control de la calidad sobre el mismo producto entregado, si este fuera el caso; y se siguen aplicando mensualmente hasta que se haya subsanado la falta y a través de un nuevo Período de Medición, se haya comprobado que la Calidad de Producto satisface los estándares fijados por la Norma.

- **Nota 1.-** El artículo 3° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 dispone lo siguiente: “Disponer que las compensaciones por mala calidad de tensión y por mala calidad de frecuencia, a que da origen la aplicación de la NTCSE en su Segunda Etapa, se calculen mensualmente y se efectúen a través de liquidaciones semestrales.”
- **Nota 2.-** La primera disposición transitoria del D. S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000.07.27 dispone lo siguiente: “Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la NTCSE, de la siguiente manera:
Calidad de Producto: 30% de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.

Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado

Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.”

- **Nota 3.-** El artículo 5° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: “Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VME.”

5.1 TENSIÓN

5.1.1 Indicador De Calidad.- El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_N) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N \cdot 100\%; \text{ (expresada en: \%)} \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 1)}$$

- **Nota 1.-** El artículo 7° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente:

“Disponer, por excepción, que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión existentes en la fecha de emitirse el presente Decreto Supremo, será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes. Esta excepción rige por diez (10) años contados desde la fecha citada.”

- **Nota 2.-** El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 7° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11 de acuerdo a lo siguiente:

“Artículo 7°.- Disponer, por excepción, que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión existentes a la fecha de emitirse el presente Decreto Supremo, será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes. Esta excepción rige por diez (10) años contados desde la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.

Para el caso de Media Tensión, durante un período de 10 años contados a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, la Autoridad podrá disponer, por excepción, el cálculo de indicadores de calidad de tensión en función de la tensión de operación, siempre que se cumpla con un plan de adecuación determinado por la misma Autoridad. El plazo para la adecuación no deberá exceder el periodo de 10 años al que se refiere este párrafo.”

5.1.2 Tolerancias.- Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del período de medición.

5.1.3 Compensaciones por mala calidad de tensión.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en el numeral 5.1.2 de la Norma. Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese período, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

$$\text{Compensaciones Por Variaciones De Tensión} = \sum_p a \cdot A_p \cdot E(p) \dots (\text{Fórmula N}^\circ 2)$$

Donde:

p.- Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.

a.- Es la compensación unitaria por violación de tensiones:

Primera Etapa: $a = 0.00$

Segunda Etapa: $a = 0.01 \text{ US\$/kWh}$

Tercera Etapa: $a = 0.05 \text{ US\$/kWh}$

A_p - Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p (%), medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 1

Indicador ΔV_p (%)	Todo Servicio A_p	Red Sec. Rural* A_p
$5.0 < \Delta V_p (\%) \leq 7.5$	1	NA
$7.5 < \Delta V_p (\%) $	$2 + (\Delta V_p (\%) - 7.5)$	NA
$7.5 < \Delta V_p (\%) \leq 10.0$	NA	1
$10.0 < \Delta V_p (\%) $	NA	$2 + (\Delta V_p (\%) - 10)$

* Se refiere a las redes secundarias (Baja Tensión) en los servicios calificados como Urbano-Rurales y Rurales.

A_p , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

NA : No Aplicable.

E(p).- Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición.

5.1.4 Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al tipo de Cliente, llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:”

- a) Una (1) por cada doce (12) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
- b) Una (1) por cada tres mil (3000) de los puntos de entrega a Clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce (12). La Autoridad puede requerir hasta un diez por ciento (10%) de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad. En la selección de puntos se considera la proporción de mediciones

monofásicas y trifásicas equivalente a la proporción de tales suministros en baja tensión que atiende el Suministrador.

5.1.5 La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

5.1.6 Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición en baja tensión, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos clientes con suministros monofásicos y/o trifásicos que se encuentran en la(s) parte(s) del ramal “aguas-arriba” o “aguas-abajo”, según sea el caso, desde e incluido el cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

5.2 FRECUENCIA

5.2.1 Indicadores De Calidad.- El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la Diferencia (Δf_k) entre la Media (f_k) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal (f_N) del sistema. Este indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema:

$$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\%; \quad (\text{expresada en: } \%) \dots \dots \dots (\text{Fórmula N}^\circ 3)$$

5.2.2 Adicionalmente, se controlan las Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF) por intervalos de un minuto; y la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF). Ambos indicadores se definen en función de la Frecuencia Instantánea $f(t)$ de la siguiente manera:

$$VSF = \sqrt{\left[\left(\frac{1}{1 \text{ minuto}} \right) \int_0^{1 \text{ minuto}} f^2(t) dt \right]} - f_N; \text{ (expresada en: Hz)....(Fórmula N° 4)}$$

$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24\text{Hrs}} [f(t) - f_N] dt; \text{ (expresada en: Ciclos).....(Fórmula N° 5)}$$

Donde:

Γ : Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho de la Fórmula N° 5, para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

5.2.3 Tolerancias.- Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión, son:

- Variaciones Sostenidas (Δf_k (%)) : $\pm 0.6 \%$.
 - Variaciones Súbitas (VSF') : $\pm 1.0 \text{ Hz}$.
 - Variaciones Diarias (IVDF') : $\pm 600.0 \text{ Ciclos}$.
- Tolerancia sobre variaciones diarias según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11.
 - **Nota 1.-** El artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 1999. 04.11, dispone lo siguiente: “Incrementar en cincuenta por ciento (50%) las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) para el Sistema Interconectado del Sur (SIS) y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores. Se

incrementan en la misma proporción los límites del parámetro M_{VDF} contenidos en la tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en tales sistemas.

Los incrementos a que se hacen referencia en el párrafo que antecede, serán aplicables hasta la interconexión del SIS al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN); y para el caso de los Sistemas Aislados Mayores, hasta cuando éstos se interconecten a un sistema mayor. De producidas las situaciones previstas, serán de aplicación las tolerancias establecidas para el sistema mayor.

Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Mayor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, es mayor de 5 MW y menor de 100 MW.”

- **Nota 2.-** El artículo 4° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 modifica al artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11, de acuerdo a lo siguiente

“Artículo 5°.- Incrementar las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) en cincuenta por ciento (50%) para todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación sea menor de 1000 MW y mayor o igual a 100 MW, y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores o para los sistemas eléctricos cuya potencia instalada en generación sea menor de 100 MW. Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro M_{VDF} contenidos en la tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en cada categoría mencionada.

- **LOS INCREMENTOS A QUE SE REFIERE EL PÁRRAFO ANTERIOR SE APLICAN:**

- a) A las partes de un sistema interconectado mientras permanezcan dentro de cada categoría y operen temporalmente de manera separada; y/o
- b) A un sistema independiente hasta que pase a formar parte de uno mayor.

Si, en un día determinado, i) se interconectan dos sistemas, u ii) operan temporalmente de manera separada dos o más partes de un sistema, las compensaciones para los clientes de cada sistema o parte se calculan considerando tanto las tolerancias como los límites del parámetro M_{VDF} que correspondan al sistema de menor tamaño al que estuvieron conectados durante tal día; y el parámetro Γ a considerarse para el día siguiente es el que corresponde al sistema de mayor tamaño.

Para efectos de este artículo, se considera como Sistema Aislado Mayor a todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor de 100 MW y mayor o igual a 5 MW.”

- **Nota 3.-** Último párrafo del artículo 5° del D.S. N° 009-99-EM publicado el 1999.04.11 modificado por D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17, de acuerdo a lo siguiente

“Artículo 5°.- Incrementar las tolerancias del indicador Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF) en cincuenta por ciento (50%) para todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación sea menor de 1000 MW y mayor o igual a 100 MW, y en cien por ciento (100%) para los Sistemas Aislados Mayores o para los sistemas eléctricos cuya potencia instalada en generación sea menor de 100 MW. Se incrementan en la misma proporción los límites del parámetro M_{VDF} contenidos en la

tabla N° 4 del numeral 5.2.6 para el cálculo de compensaciones en cada categoría mencionada.

• **LOS INCREMENTOS A QUE SE REFIERE EL PÁRRAFO ANTERIOR SE APLICAN:**

- a) A las partes de un sistema interconectado mientras permanezcan dentro de cada categoría y operen temporalmente de manera separada; y/o
- b) A un sistema independiente hasta que pase a formar parte de uno mayor.

Si, en un día determinado, i) se interconectan dos sistemas, u ii) operan temporalmente de manera separada dos o más partes de un sistema, las compensaciones para los clientes de cada sistema o parte se calculan considerando tanto las tolerancias como los límites del parámetro M_{VDF} que correspondan al sistema de menor tamaño al que estuvieron conectados durante tal día; y el parámetro Γ a considerarse para el día siguiente es el que corresponde al sistema de mayor tamaño.

Para Sistemas Aislados Menores, el control de la frecuencia se efectúa sólo con el indicador de variaciones sostenidas de frecuencia.

Para efectos de este artículo se considera como:

Sistema Aislado Mayor: A todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor de 100 MW y mayor o igual a 5 MW.

Sistema Aislado Menor: A todo sistema eléctrico cuya potencia instalada en generación es menor a 5 MW.”

5.2.4 Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso: **i)** si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al uno por ciento (1%) del Período de Medición; **ii)** si en un

Período de Medición se produce más de una Variación Súbita excediendo las tolerancias; o
 iii) si en un Período de Medición se producen violaciones a los límites establecidos para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

5.2.5 Compensaciones por mala calidad de frecuencia.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en los numerales 5.2.3 y 5.2.4 de la Norma.

5.2.6 Las compensaciones por Variaciones Sostenidas de Frecuencia, por Variaciones Súbitas de Frecuencia y por Variaciones Diarias de Frecuencia se evalúan para el Período de Medición a través de las fórmulas que aparecen a continuación, las mismas que están expresadas en función a la potencia o energía suministrada en condiciones de mala calidad.

Compensaciones por Variaciones Sostenidas = $\sum_q b \cdot B_q \cdot E(q)$(Fórmula N° 6)

Donde:

q.- Es un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración en el que se violan las tolerancias en los niveles de frecuencia.

b.- Es la compensación unitaria por violación de frecuencias:

Primera Etapa: $b = 0.00$

Segunda Etapa: $b = 0.01$ US\$/kWh

Tercera Etapa: $b = 0.05$ US\$/kWh

B_q .- Es un factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador Δf_q (%), medido en el intervalo q, de acuerdo a la siguiente tabla:

$E(q)$.- Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición q.

Compensaciones Por Variaciones Súbitas = $b' \cdot B_m \cdot P_m$ (Fórmula N° 7)

Tabla N° 2

Donde:

Δf_q (%)	B_q
$0.6 < \Delta f_q \leq 1.0$	1
$1.0 < \Delta f_q $	$2 + (\Delta f_q - 1)/0.1$

B_q , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

b' .- Es la compensación unitaria por variaciones súbitas de frecuencia:

Primera Etapa: $b'=0.00$

Segunda Etapa: $b'=0.01$ US\$/kW

Tercera Etapa: $b'=0.05$ US\$/kW

B_m .- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Variaciones Súbitas de Frecuencia (N_{VSF}) que transgreden las tolerancias durante el Período de Medición, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 3

N_{VSF}	B_m
$1 < N_{VSF} \leq 3$	1
$3 < N_{VSF}$	$2 + (N_{VSF} - 3)$

Una Variación Súbita de Frecuencia está definida como la violación de las tolerancias en un intervalo de medición de un minuto.

P_m .- Es la máxima potencia entre las registradas, expresada en kW, tomadas por intervalo de 15 minutos, dentro de los cuales se producen variaciones súbitas transgrediendo las tolerancias. Si por estas condiciones no es posible tener dichos registros, se tomará el correspondiente al intervalo inmediato anterior a la falla.

Compensaciones Por Variaciones Diarias = $\sum_{d \in \text{mes}} b'' \cdot B_d \cdot P_d \dots \dots$ (Fórmula N° 8)

Donde:

d.- Es un día del mes en consideración en el que se violan las tolerancias.

b'' .- Es la compensación unitaria por variaciones diarias de frecuencia:

Primera Etapa: $b''=0.00$

Segunda Etapa: $b''=0.01$ US\$/kW

Tercera Etapa: $b''=0.05$ US\$/kW

B_d - Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de Magnitud de la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (M_{VDF}) evaluada para el día d, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 4

M_{VDF} (ciclos)	B_d
$600 < M_{VDF} \leq 900$	1
$900 < M_{VDF} $	$3 + (M_{VDF} - 900)/100$

B_d , se calcula con dos (2) decimales de aproximación.

P_d - Es la potencia máxima suministrada durante el día d, expresada en kW.

ANEXO B

**SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD DE PRODUCTO PARA LA EMPRESA
DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA LUZ DEL SUR**

OBJETIVOS

Mostrar la experiencia de la empresa de distribución eléctrica Luz del Sur S.A.A. en su iniciativa por controlar y mejorar la Calidad de Energía Eléctrica que brinda a sus Clientes, específicamente la Calidad de Producto (elaboración y seguimiento de programas de medición, cálculo y evaluación de Indicadores de Calidad, determinación de compensaciones y reportes de gestión) entregada a los clientes.

RESUMEN

Actualmente la energía eléctrica es parte de todas las actividades de nuestra sociedad, sean estas de carácter doméstico, comercial o industrial, y el término “Calidad de Energía” es relativamente nuevo en nuestro medio. En el Perú, la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE), establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos así como las obligaciones de las empresas de electricidad que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas del Perú, siendo la autoridad competente de su control OSINERG. Luz del Sur S.A.A., contrató a proveedores de servicios locales para el desarrollo del Sistema de Gestión de Calidad de Producto, CALPRO, con el objetivo de poder contar con una herramienta que permita automatizar los procesos relacionados al control y mejora de la Calidad de Producto entregada a los usuarios. Dentro de la concepción de CALPRO, los sistemas AM/FM/GIS, constituyen una parte fundamental, ya que facilitan enormemente los procesos que tienen que ver con el análisis de las redes eléctricas, puesto de manifiesto en la identificación de aquellos clientes que requieran compensación. CALPRO es un sistema mixto que incluye programas desarrollados en Visual Basic y Magik,

empleando bases de datos Informix y como herramienta de análisis espacial un sistema GIS, lo que lo convierte en un ejemplo en la integración de sistemas. Este documento describe la arquitectura y el diseño técnico de la aplicación, así como los mecanismos de integración empleados en los diferentes componentes de software.

RESULTADOS

Entre los logros alcanzados se tiene la optimización de los cronogramas de medición y por lo tanto reducción en los tiempos de ejecución de la parte operativa, fácil manejo y análisis de información que permite conocer los Indicadores de Calidad del total o parte del área de concesión de Luz del Sur así como simulaciones y/o proyecciones, generación y envío de reportes resumen, estadísticos y de análisis a todas las áreas y niveles de la empresa lo cual permite de ser necesario efectuar en forma oportuna las acciones correctivas para mejorar la Calidad de Producto y consecuentemente mejorar la satisfacción de nuestros clientes, reducción de las compensaciones y mantener en alto la imagen de la empresa.

CONCLUSIONES

El Sistema de Gestión de la Calidad de Producto ha permitido a Luz del Sur un manejo más óptimo de la base de datos de las redes de distribución así como identificar convenientemente a la totalidad de clientes, apoyo oportuno a las cuadrillas operativas y rápida identificación de los suministros a compensar (“aguas abajo” y/o “aguas arriba”). Por lo tanto actualmente se cuenta con un sistema más potente que permite un mejor aprovechamiento de la información lo cual facilita enormemente el análisis y la gestión.

Sistema de Gestión de la Calidad de Producto para la empresa de distribución eléctrica Luz del Sur S.A

1 Introducción

1.1 Calidad de Energía

Actualmente la energía eléctrica es parte de todas las actividades de nuestra sociedad, sean estas de carácter doméstico, comercial o industrial, nos hemos acostumbrado a recibirla sin cuestionar sus características como producto, y el término “Calidad de Energía” era relativamente desconocido en nuestro medio.

Un problema de Calidad de la Energía se define como “cualquier problema del suministro de energía manifestado como desviaciones de la tensión, la corriente o la frecuencia”. Esto por un lado, puede ser consecuencia de un mal funcionamiento de los equipos que proveen el suministro. Estas fallas pueden ser: sobrecargas en los condensadores o transformadores, sobrecalentamiento de conductores, etc.

Por otro lado, la proliferación de los dispositivos de electrónica de potencia ha influido notablemente en el aumento del nivel de armónicas en las redes eléctricas. Aplicaciones industriales, que utilizan cargas no-lineales (convertidores de frecuencia, rectificadores, etc.) han contribuido a la mejora de procesos en los usuarios del servicio, pero también ha tenido un impacto en el contenido armónico en la red de distribución eléctrica.

En el Perú, la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE), establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos y así como las obligaciones de las empresas de electricidad que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas del Perú, siendo la autoridad competente de su control OSINERG.

Esta norma define y establece los procedimientos a seguir por los concesionarios para el Control de la Calidad de Producto, como efectuar mediciones tanto de los parámetros técnicos como de los sistemas de atención a los usuarios, según pautas y métodos establecidos en el reglamento; asimismo, compensar a los usuarios en los casos que las mencionadas mediciones tengan valores fuera de las tolerancias establecidas.

Luz del Sur S.A.A. en su iniciativa por controlar y mejorar la Calidad de Energía Eléctrica que brinda a sus Clientes, específicamente la Calidad de Producto (elaboración y seguimiento de programas de medición de parámetros eléctricos, cálculo y evaluación de Indicadores de Calidad, determinación de compensaciones y reportes de gestión) entregada a sus clientes, contrató a proveedores de servicios locales para el desarrollo el Sistema de Gestión de Calidad de Producto, CALPRO, con el objetivo de poder contar con una herramienta que permita automatizar los procesos relacionados al control y mejora de la Calidad de Producto entregada a los usuarios. Dentro de la concepción de CALPRO, los sistemas AM/FM/GIS, constituyen una parte fundamental, ya que facilitan enormemente los procesos que tienen que ver con el

análisis de las redes eléctricas, puesto de manifiesto en la identificación de aquellos clientes que requieran compensación.

CALPRO es un sistema mixto que incluye programas desarrollados en Visual Basic y Magik, empleando bases de datos Informix y como herramienta de análisis espacial in sistema GIS, lo que lo convierte en un ejemplo en la integración de sistemas. Este documento describe la arquitectura y el diseño técnico de la aplicación, así como los mecanismos de integración empleados en los diferentes componentes de software.

1.2 Luz del Sur

Luz del Sur S.A.A. es una empresa privada de distribución eléctrica que otorga el servicio de distribución y venta de energía eléctrica en los distritos del sur de Lima, la capital de Perú y parte de la provincia de Cañete. Entre sus clientes se encuentran importantes empresas industriales, mineras, de comunicaciones y servicios, además de los más importantes sectores residenciales y comerciales de la ciudad, que han marcado dinamismo en su desarrollo.

Cuenta en la actualidad con más de 670.000 clientes y su zona de concesión cubre una extensión aproximada de 3.000 km² que incluye a 30 importantes distritos de Lima, los que en su conjunto superan los 3.000.000 de habitantes.

1.3 Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico del Perú

La NTCSE fue promulgada como Decreto Supremo N° 020-97-EM del gobierno peruano y tiene fecha de

vigencia, a partir del 11 de octubre de 1997. Entre sus objetivos principales tenemos:

- Establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos.
- Establecer las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844).

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

- Calidad de Producto:
 - Tensión
 - Frecuencia
 - Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas)
- Calidad de Suministro:
 - Interrupciones
- Calidad de Servicio Comercial:
 - Trato al Cliente
 - Medios de Atención
 - Precisión de la Medida
- Calidad de Alumbrado Público:
 - Deficiencias del Alumbrado.

2 Calidad de Producto

Dentro de la NTCSE, en Calidad de Producto se evalúan las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión. Para esto, se realizan mediciones cuyo período de control es mensual con *periodos de medición* de 7 días mediante *intervalos de medición* de 15 min. El control se realiza, uno por cada 3000 clientes en BT. También se puede realizar un 10% de mediciones

adicionales a solicitud de la autoridad reguladora (OSINERG).

En caso de que durante el control se detecten mediciones fuera de los límites establecidos, entonces éstas estarán sujetas a compensación. Las compensaciones, se calculan en función a la energía entregada al cliente por el suministrador (la empresa eléctrica) en condiciones de mala calidad.

Si los valores de tensión registrados están por encima de los límites permitidos por la norma, entonces son sujetos de compensación: el cliente en el cual se hizo la medición y todos aquellos clientes que se encuentren “aguas arriba” de él (hacia la subestación de distribución). Si por el contrario los valores de tensión registrados están por debajo de los límites permitidos por la norma, entonces deben ser compensados: el cliente en el cual se hizo la medición y todos aquellos clientes que se encuentren “aguas abajo” de él (en dirección del fin de circuito).

2.1 Indicador de Calidad

El indicador de calidad, es el parámetro que permite evaluar la tensión de entrega. Es la diferencia entre la media de los valores eficaces instantáneos medidos en el punto de entrega y el valor de la tensión nominal, expresado en porcentaje de la tensión nominal.

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_n)/V_n \times 100 \% \quad (1)$$

V_k : Media de los Valores Eficaces (RMS) instantáneos medidos.

V_N : Tensión nominal.

2.2 Tolerancias

Las tolerancias, para todos los niveles de tensión, en zonas urbanas es de hasta el $\pm 5\%$ de la tensión nominal en los puntos de entrega y hasta el $\pm 7.5\%$ en redes secundarias de zonas rurales y urbano-rurales. La energía es de mala calidad si la tensión se encuentra fuera de los límites de tolerancia por un tiempo mayor al 5% del Periodo de Medición (8h 24m).

De acuerdo al valor ΔV_p obtenido durante el proceso de medición, se obtiene un valor de A_p de acuerdo a la siguiente tabla:

Indicador ΔV_p (%)	A_p
$5,0 < \Delta V_p (\%) \leq 7,5$	1
$7,5 < \Delta V_p (\%) \leq 10,0$	6
$10,0 < \Delta V_p (\%) \leq 12,5$	12
$12,5 < \Delta V_p (\%) \leq 15,0$	24
$15,0 < \Delta V_p (\%) \leq 17,5$	48
$ \Delta V_p (\%) \leq 17,5$	96

2.3 Compensación

Las compensaciones por variaciones de tensión se realizan de la siguiente manera:

$$\text{Comp. (US\$)} = a \times A_p \times E(p)$$

Donde:

p : Intervalo de medición en el que se violan las tolerancias.

a : Compensación unitaria por violación de tensiones.

Primera etapa : $a = 0.00$

Segunda etapa : $a = 0.01$ US\$/kwh

Tercera etapa : $a = 0.05$ US\$/kwh

En el siguiente cuadro se muestra un ejemplo del cálculo de la compensación para una medición con valores de tensión que transgreden las tolerancias establecidas en la NTCSE:

INTERVALO DE MEDICION	HORA	TENSION REGIST. V	TENSION NOMINAL V	INDICADOR DE CALIDAD $ \Delta V_p(\%) $	Ap	KWH DEL CLIENTE MEDIDO	CLIENTES AFECT.	KWH DE LOS CLIENTES AFECTADOS	KWH TOTAL Ep	a (US\$/KWH)	COMPENSACION a x Ap x Ep US\$
1ro	0:15	238	220	8.18	6	0.090	41	3.60	3.69	0.01	C1 = 0,2214
2do	0:30	239	220	8.64	6	0.090	41	3.60	3.69	0.01	C2 = 0,2214
3ro	0:45	228	220	3.64	0	0.090	41	3.60	3.69	0.01	C3 = 0,0000
4to	1:00	229	220	4.09	0	0.090	41	3.60	3.69	0.01	C4 = 0,0000
5to	1:15	233	220	5.91	1	0.090	41	3.60	3.69	0.01	C5 = 0,0369
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
350avo	18:30	205	220	6.82	1	0.090	41	3.60	3.69	0.01	C350 = 0,0369
351avo	18:45	201	220	8.64	6	0.090	41	3.60	3.69	0.01	C351 = 0,2214
352avo	19:00	200	220	9.09	6	0.090	41	3.60	3.69	0.01	C352 = 0,2214
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
670avo	23:30	227	220	3.18	0	0.090	41	3.60	3.69	0.01	C670 = 0,0000
671avo	23:45	228	220	3.64	0	0.090	41	3.60	3.69	0.01	C671 = 0,0000
672avo	0:00	233	220	5.91	1	0.090	41	3.60	3.69	0.01	C672 = 0,0369
COMPENS. TOTAL DE ESTE PERIODO $C_{pm} = C1 + C2 + C3 + \dots + C672$											C_{pm} = 38,234

Fig. I – Tabla de Cálculo de la Compensación por Intervalos Fuera de rango

3 Sistema de Gestión de Calidad de Producto (CALPRO)

3.1 Componentes

Las entidades principales en CALPRO son:

- Suministro (cliente MT o BT)
- Cuadrilla de medición
- Equipo Registrador

Los datos correspondientes a los suministros y a las subestaciones provienen de las bases de datos comercial y técnica de Luz del Sur y son consultados a través de la pantalla principal del sistema.

Las cuadrillas y los medidores son almacenados en la base de datos de CALPRO en Informix y son gestionados a través de la aplicación

3.2 Parámetros de Calidad

De acuerdo a la NTCSE existen tres parámetros: Tensión, Frecuencia y Perturbaciones. Con la definición del ente parámetro de calidad, es posible agregar o remover algún parámetro, si la NTCSE sufriera cambios más adelante.

En los parámetros de calidad, se definen la cantidad de puntos a medir por cada Programa de Medición. Dichos puntos de medición se clasifican por el nivel de tensión, así como también se incluyen puntos alternativos, en caso de que la cuadrilla en campo determine que alguno de los puntos seleccionados para la medición, tengan algún impedimento técnico que no permita su medición.

3.3 *Proceso de medición*

3.3.1 *Programa de medición*

El proceso de medición, se inicia con la definición de un **Programa de Medición** el cual gestiona los recursos, actividades y mediciones que deben ser realizadas, en un período de 30 días, de acuerdo a los parámetros de medición que la norma fija.

3.3.2 *Puntos de medición*

Seguidamente se definen los puntos de medición, que formarán parte del programa. Existen varios tipos de puntos de medición:

- **Puntos básicos:** Aquellos que de acuerdo a la norma se eligen en forma aleatoria del universo de clientes de la empresa, y cuya cantidad debe efectuarse en forma obligatoria todos los meses.
- **Puntos alternos:** Puntos adicionales que se generan por cada punto básico, que pertenecen a la misma subestación y al mismo circuito, lo cuales serán empleados para reemplazar a los puntos básicos en caso éstos no puedan ser medidos.
- **Puntos de selección manual.** Aquellos que se ingresan directamente al programa a solicitud de la autoridad o para fines propios de la empresa.
- **Puntos a remedir:** *Aquellos que en periodos anteriores resultaron fuera de rango, y a través de una nueva medición se quiere comprobar que el problema ha sido solucionado.*
- **Puntos a repetir:** *Aquellos que en el programa anterior resultaron fallidos (no-válidos) y que de acuerdo a lo señalado por la*

Autoridad deben ser nuevamente medidos en el período siguiente.

Posteriormente se asignan la prioridad que tengan cada punto de medición, de acuerdo a posición geográfica:

3.3.3 *Cronograma de medición*

Una determinados los puntos y su prioridad, se construye el cronograma para cada una de las cuadrillas que realizarán las mediciones en campo:

CALPRO, asimismo permite efectuar el control del avance de las mediciones, donde se registra entre otras cosas: estado, resultado obtenidos, etc.

3.4 *Reportes*

3.4.1 *Reportes de Tensión*

Los reportes de tensión de CALPRO, muestran los datos del punto medido como: Año, Mes, código del suministro, tensión nominal, tensión de entrega, fecha de inicio de la medición y fecha fin de la medición. Asimismo se muestran el número de intervalos con presencia de Flicker y Armónicas, intervalos fuera de rango, intervalos con interrupciones, % intervalos con interrupciones de servicio y las horas totales de interrupción. El gráfico resultante permite visualizar los datos sobre las tensiones medidas durante 7 días cada 15 minutos, de esta manera se puede apreciar a través del gráfico si es que existe algún intervalo de sobre o subtensión en la medición.

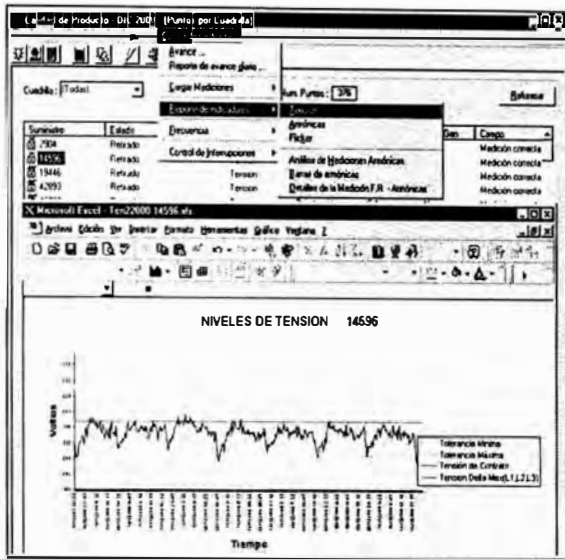


Fig. II – Ventana de Resultados de Mediciones de Tensión

3.4.2 Reporte de Armónicas y Flicker

Los reportes de armónicas y flicker, muestran entre otras cosas: los números de intervalos totales, intervalos fuera de rango por THD o alguna de las armónicas individuales controladas en la Norma, intervalos con interrupciones, etc. Los gráficos de flicker muestran las curvas de flicker por intervalos y en el caso de las armónicas, el gráfico de las 10 armónicas con mayor presencia en la medición.

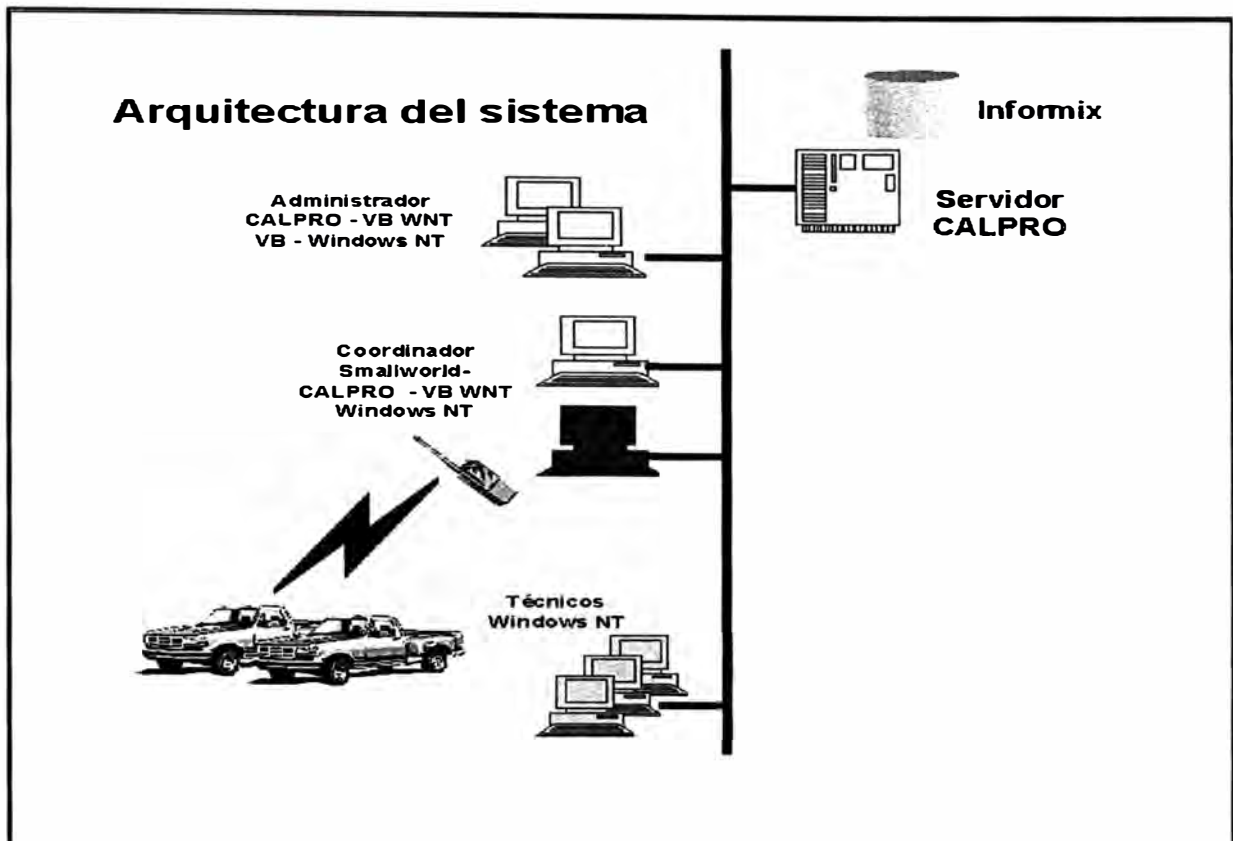
3.4.3 Análisis de Armónicas.

A fin de lograr un mejor análisis de las mediciones registradas, Luz del Sur diseñó diversos procedimientos de cálculo, los cuales fueron añadidos dentro de las opciones de CALPRO. Entre estos procedimientos se cuentan: el análisis del THD y de la frecuencia acumulativa de armónicas.

3.5 Cálculo de compensaciones

El cálculo de compensaciones, es realizado en las siguientes etapas:

- Identificación de afectados en Sistema GIS.
- Carga de información de energía del sistema comercial.
- Cálculo de compensación.
- Envío de compensación al sistema comercial para su inclusión en el proceso de facturación siguiente.



4 *Arquitectura de CALPRO*

El sistema CALPRO está compuesto por los siguientes componentes principales:

- Servidor CALPRO
- Clientes CALPRO versión administrador y versión usuario técnico
- Sistema GIS

4.1 *Servidor CALPRO*

Toda la información necesaria para la operación de CALPRO se encuentra almacenada en una base de datos Informix, así como la mayor parte del procesamiento esta desarrollada en forma de procedimientos almacenados. La selección de Informix como base de datos, se realizó debido a que la base

de datos corporativa de Luz del Sur también se encuentra en Informix, con lo que se simplifica el mantenimiento y la administración.

El sistema está desarrollado en ambiente cliente-servidor, donde los usuarios del sistema poseen niveles de acceso y funciones diferentes, de acuerdo a su actividad.

4.2 *Cliente CALPRO*

Los clientes del sistema son aplicaciones desarrolladas en Visual Basic 6.0 los cuales corren en estaciones Windows NT y Windows 98. La conexión a la base de datos principal se hace mediante ODBC.

El cliente con privilegios de administración es aquel que tiene los accesos a las siguientes funciones:

- Administrar programas de medición.
- Generar y seleccionar puntos de medición.
- Procesar mediciones.
- Emisión de resultados.

El cliente técnico de CALPRO, tiene los accesos de:

- Consulta de información existente en el sistema.
- Gestión de equipos de medición.
- Carga de mediciones.

4.3 Sistema GIS

Luz del Sur durante los últimos años había venido manteniendo la información de sus redes de distribución mediante un conjunto de programas desarrollados sobre herramientas CAD, denominado SIPRE. Las limitaciones que presentaban esos programas y los datos que éste almacenaba para el desarrollo de una aplicación como la que necesitaba un sistema como el CALPRO, hizo necesario el uso de un sistema más potente, que permitiese aprovechar los gráficos provenientes en formato CAD y permitiese un mejor aprovechamiento de ellos. De esta forma la gestión de datos espaciales de CALPRO se hizo empleando un sistema GIS, con aplicaciones desarrolladas en lenguaje Magik, lo cual permitía dotar a la información original proveniente de CAD de relaciones de conectividad de las cuales carecían, generando una red topológicamente conectada. Asimismo la información de la red de distribución eléctrica se enlazó directamente con la base de datos de CALPRO en Informix a través de ODBC.

El uso de Sistemas GIS en CALPRO, permitió identificar en forma conveniente a la totalidad de los 670.000 clientes con los que cuenta Luz del Sur. Del mismo modo, permite una mayor rapidez y precisión en la ubicación de aquellos clientes seleccionados en el programa de medición. Actualmente en la oficina central, existe un coordinador el cual cuenta con una estación SIG que le permite instruir y dirigir en forma más certera a las diferentes cuadrillas que se encuentran haciendo las mediciones en campo.

La función más empleada en el sistema GIS, es la identificación de los suministros afectados con mala calidad de tensión por sobretensión y/o subtensión para su respectiva compensación. Y finalmente, gracias a la conexión con la base de datos corporativa de Luz del Sur (energía consumida) es posible identificar clientes, alimentadores de baja tensión y subestaciones con problemas de tensión, a fin de que se pueda tomar acciones correctivas.

5 CONCLUSIONES

El Sistema de Gestión de la Calidad de Producto ha permitido a Luz del Sur mejorar y optimizar en los siguientes aspectos:

- Un manejo más óptimo de la base de datos de las redes de distribución.
- Identificación exacta y actualizada de la totalidad de clientes.
- Apoyo oportuno a las cuadrillas operativas.

- Rápida identificación de los suministros a compensar (“aguas abajo” y/o “aguas arriba”).

Por lo tanto actualmente se cuenta con un sistema más potente que permite un mejor aprovechamiento de la información lo cual facilita enormemente el análisis y la gestión.

ANEXO C

DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DISPONIBLES COMERCIALMENTE

Con base en información recopilada, los equipos disponibles comercialmente para realizar las mediciones de las variables descritas en este informe y que cumplen con las características establecidas por la NTCSE, se muestran en la Tabla N° B.1.

Tabla B.1: Equipos recopilados y su aplicación correspondiente

Equipo	Fabricante o Proveedor	Aplicación		
		Armónicos	Flicker	Frecuencia
Transanal – 16	RST Ltd.	X	X	
PP1	Dranetz	X		
PP1-R	Dranetz	X		
PP 4300	Dranetz	X		
PQ 658	Dranetz	X		
Fluke 43	Fluke	X		
Memobox 686	LEM	X	X	
Qwave	LEM	X	X	
FLI – 3	RST Ltd.		X	
FLI – 6	RST Ltd.		X	
Power Recorder (Option 1653)	Reliable Power Meters	X	X	
XL-FTM III	TrueTime			X

Tabla N° B.2 y B.3, se presentan las características más importantes de los equipos para medición de armónicos y de flicker:

Tabla N° B.2: Equipos para Medición de Armónicos

Equipo	Distorsión Total Armónica	Análisis de Espectro	Armónicos individuales	Canales	Normas	Tensión	Corriente (A)	Rango de Frecuencia fundamental (Hz)	Frecuencia de respuesta
PPI	X	X	50	8	IEEE1159	10-600 V rms		30-450	3000
PPI-R	X	X	50	8		10-600 V rms		25-440	3000
PP 4300	X	X	50	8	IEEE 1159	50-1000 Vp	10-200%*	30-450	3000
PQ 658	X	X	50	4	IEEE 519 IEC 555-2	0-600 V rms	3000 A	45-65	3000
FLUKE 31			31		IEC 1010-1	5-600 V rms		Jun-65	1860
FLUKE 41B	X	X	31		IEC 1010-1	5-600 V rms		Jun-65	1860
FLUKE 43	X	X	51	2	IEC 1010-1	50 V -5 kV	50- 50kA	40-70	3060
Transanal-16	X	X	63	16	IEEE 1000-4-7 IEEE 555	10 a 1000 Vp	2 mAp a 100 Ap	DC 20 k**	3780
Memobox 686			40	3	IEEE 1000-2-2	50-230 V		40-60	2500
QWAVE	X	X	50	6	EN 50160	100-240 V		45-55	2500
OPTION 1653	X	X	63	9		0-707 V rms		45-65	

* a full escala.

** es la frecuencia de respuesta en DC.

Tabla N° B.3: Equipos para Medición de Flicker

Equipos	Norma	Canales	Pst	Período de medición	Tensión
TRANSANAL-16	IEC 555 IEC 868 EN 50160	16	X	10 min	10 a 1000 Vp
FLI- 3	IEC 555 IEC 868 EN 50160	3	0.1 a 99	1, 5, 10, 15 min	50 a 400 V rms
FLI - 6	IEC 555 IEC 868 EN 50160	6	0.1 a 99	1, 5, 10, 15 min	50 a 400 V rms
OPTION 1653	IEC 868	9	X		0-707 Vrms
QWAVE	IEC 868	6	X	10-15 min	100-240 V
MEMOBOX 686	IEC 868	3	X	1, 5, 10, 15, min	50-230 V

A continuación se hace una breve descripción de los equipos más importantes disponibles en el comercio.

1. **EL FLUKE 43:** es un analizador de potencia que combina, en una sola herramienta, la calidad de potencia, multímetro y el máximo alcance. Esta herramienta se usa para medir potencia, factor de potencia y armónicos. Capta intervalos usando su capacidad de monitoreo. Posee un cómodo panel frontal para lectura con menús de uso familiar en términos eléctricos. El FLUKE 43 viene con todo lo que se necesita para revisión confiable de la calidad de potencia. Incluye sondas de prueba, pruebas, un fijador de nivel de corriente y una pinza de conexión rápida y fácil. Adicionalmente, el FLUKE 43 viene con una interface de computador y el software FlukeView que le permite generar reportes de las mediciones.
2. **TRANSANAL-16:** es un analizador de sistemas de potencia multifunciones de 16 canales. Permite realizar monitoreo automático o direccionado, a corto o largo plazo, medición y evaluación de tensiones, corrientes, potencia activa y reactiva, impedancias, tensiones de falla, sags, asimetría, flicker, armónicos sobre 16 canales simultáneamente de acuerdo a las normas IEC 1000-4-7, 555, 868-0, EN 50160 con funciones básicas: analizador de armónicos y espectro, medidor de flicker, registrador de transientes.
3. **658 POWER QUALITY ANALYZER de Dranetz:** El modelo de analizador calidad de potencia 658 combina las características de un osciloscopio digital, un amperímetro, un voltímetro (con verdaderos valores rms), un analizador de distorsión armónica, un monitor de disturbios de potencia y un registrador de datos. El 658 sirve para el control de desbalance de fase, transformación de carga, factor de cresta de la corriente y registro de

fallas de problemas armónicos. Se monitorean por largos períodos (días o semanas) los disturbios causados por equipos sensible, todos los disturbios son digitalizados y salvados en memoria, los transientes hasta los 6.000 voltios son fácilmente capturados. Captura simultanea en forma inmediata en los canales de entrada para comparación del análisis de causa y efecto, posee un modelo de visualización que permite ver instantáneamente las ondas de tensión y corriente con los respectivos valores rms y valores pico – para precisión en el lugar de medición.

4. **POWER PLATFORM PP1-R: el PP1-R:** monitorea simultáneamente 27 parámetros diferentes de tensión y corriente a través de 8 canales, configurados 4 para tensión y 4 para corriente. Adicionalmente, posee un adaptador que se puede configurar para 8 canales de tensión idealmente situados para monitoreo de línea o de carga de una unidad sencilla. Permite el almacenamiento de datos en la memoria no volátil, en caso de pérdida de potencia o fallas en la comunicación, almacenando los datos para más de un año. Posee un software para análisis basado en Windows y programas de bases de datos más populares.

B.1 Especificación de equipos

B.1.1 Especificación de equipos de Medición de Armónicos y Flicker

Con el fin de presentar un ejemplo típico completo de las especificaciones de uno de los equipos mas completos que se consiguen en el mercado, en esta sección se presentan las características del equipo Transanal–16.

TRANSANAL – 16

ANALIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL DE 16 CANALES

Realiza monitoreo automático o bajo dirección a corto o largo plazo, medición y evaluación de tensiones, corrientes, potencias activa y reactiva, impedancias, tensiones de falla, sags,

asimetría, flicker, armónicos sobre 16 canales simultáneamente de acuerdo a las normas IEC 1000-4-7, 555, 868-0, EN 50160 con las siguientes funciones básicas: analizador de armónicos y espectro, medidor de flicker, registrador de transientes.

Parámetros principales:

- 16 entradas análogas y 16 digitales aisladas (3750 VRMS 1 min) montadas en un sistema rack.
- Amplia variación de unidades de entrada desde 10 Vp hasta 1.000 Vp o desde 2 mAp hasta 100 Ap conectados directamente ya sea al secundario del transformador de tensión o de corriente o a los divisores capacitivos de tensión o a fijadores de nivel de pruebas de corriente.
- Respuesta de frecuencia: DC 20 kHz, precisión total de 0.5%
- Software dirigido para la selección de rangos de entrada (4 rangos/ unidad de entrada)
- Disparo análogo y digital desde 8/16 canales.
- Tasa de Conversión A/D: 800 ksample/ segundo.
- Computador industrial instalado en caja de acondicionamiento de señales (IP 133, 16 MB RAM, 2GB HDD, 1.44 FDD, monitor a color de 9.5" LDC, módem).
- Restauración automática después de la tensión de falla.
- Análisis FFT, magnitud y fase hasta el armónico de orden 63.
- Análisis de espectro de rango variable: DC 400 Hz arriba DC 20khz.
- Modos de operación en osciloscopio, registro y observación.
- Medida simultánea de flicker y armónicos.
- Escala primaria de potencia activa/reactiva, componentes de fase y simétricos, factores asimétricos, verdaderos RMS, impedancias, factor de potencia, factor distorsión (THD), promedios ponderados de corrientes y tensiones.
- Examina datos en forma de tablas, diagramas, planos, canales matemáticos, zoom vertical/ horizontal, estadísticas, correlación, impresión, impresión de planos.
- Medición y evaluación de flicker acorde con IEC 868-0. Estadísticas de Pst, Plt estáticos. Calibración de flickermetro acorde con IEC 868-0.
- Identificación de fuentes de Flicker y armónicos.
- Registro de transientes (manual o automático) en 16 canales de entrada digitales o análogas. Visualización, evaluación, análisis FFT, impresión, impresión planos, matemáticos.
- Software de apoyo para reporte de calidad de potencia Power-quality.
- Conversión de datos en ASCII, EXCEL o opcionalmente en otro formato.
- Caja de salida: reportes serial o paralelo, conector a teléfono.
- CE proof
- Suministro: 230 V 50 Hz
- Dimensiones: 540 x 460 x 20 mm
- Peso: 20 Kg.

B.1.2 Especificación de Equipo de Medición de Frecuencia

Modelo XL-FTM III GPS

Monitoreo de Desviación Frecuencia y Tiempo

El receptor económico XL-FTM III GPS proporciona medidas de tiempo y frecuencia extremadamente precisas. Específicamente diseñado para la industria de energía eléctrica, el FTM III monitorea con precisión la frecuencia de sistema y el error de tiempo asociado, todo referenciado al GPS. Cuando se implementa el rastreo de satélites con Disponibilidad Selectiva (SA), este receptor compacto proporciona salidas de tiempo dentro de 40 nanosegundos RMS de UTC/USNO y salidas de frecuencia exactas de menos de 1×10^{-12} . Se hace un desempeño excelente y confiabilidad posible mediante un algoritmo sofisticado que mitiga las anomalías del sistema GPS y los efectos de SA. Desarrollado alrededor del innovador receptor de frecuencia y tiempo XL-DC de TrueTime, el XL-FTM III satisface los requisitos más exigentes en una gama amplia de aplicaciones. Además, su diseño único permite configuración propia de acuerdo a sus requisitos específicos.

Las aplicaciones del XL-FTM incluyen medida de tiempo y frecuencia, salidas precisas de tiempo y de frecuencia para SERs, localizadores de falla, y sistemas de ángulo de fase.

Características normales del XL-FTM III incluyen las siguientes:

1. Menos de 40 nanosegundos RMS de exactitud de tiempo con SA*.
2. Modo de operación dinámico.
3. 1 PPS.
4. IRIG B (amplitud modulada).
5. Puerto de comunicación serial bidireccional.
6. Medida y despliegue de desviación de tiempo y frecuencia.
7. Teclado pequeño y dos despliegues.

Los valores supervisados de desviación de tiempo y frecuencia están disponibles a través de los despliegues del tablero delantero, el puerto de comunicación y el driver del despliegue remoto con puerto RS-422. Las opciones adicionales están disponibles para proporcionar los resultados de desviación de tiempo y frecuencia en forma analógica y desviación de tiempo y frecuencia más tiempo UTC en forma paralela BCD.

Los parámetros específicos del FTM III son:

1. Desviación de frecuencia – La diferencia instantánea entre la frecuencia generada localmente (típicamente 50 o 60 Hz) y la frecuencia de precisión del XL-FTM III.
2. Frecuencia del sistema – La frecuencia generada localmente por el usuario.
3. Desviación de Tiempo – La diferencia acumulada en tiempo entre un reloj cerrado a la frecuencia localmente generada y el tiempo preciso del XL-FTM III.
4. Tiempo del Sistema – Horas, minutos, y segundo según lo definido por un reloj que corre la frecuencia del usuario localmente generada.
5. Hora local – Hora UTC desde segundo hasta días.

Especificaciones del XL-FTM III

Receptor/General:

1. Exactitud del tiempo UTC/USNO: < 40 ns RMS (150 ns pico) con Disponibilidad Selectiva (SA) y rastreo de 6 satélites.*
2. Exactitud de la posición: la latitud, longitud, y altitud dentro de 10 metros referenciados a WGS84, después de completar 24-horas de posición promediada.
3. Entrada del Receptor: 1.575 MHz L1 código de C/A.
4. Rastreo: Seis canales paralelos.
5. Tiempo de Adquisición: *warm start* (tiene datos y posición del ephemeris): típicamente menos de 2 minutos.
Cold start: típicamente menos de 20 minutos.
6. Oscilador interno: 16.368 MHz VCTCXO
Exactitud: 1×10^{-12} con rastreo de satélites
Estabilidad: 1×10^{-9} a 1 segundo
 3×10^{-10} a 100 segundos
 1×10^{-12} a un día

Estabilidad Sin Rastreo de Satélites: 2×10^{-6} desde 0°C a +50°C.

Antena/Preamplificador: A-1575MS-DSK. 1.575 MHz, microstrip con 40 dB de ganancia. Capacidad de montaje al exterior en cualquier clima.

Cable Lead-in: 50 ' de RG-59/U proporcionados con el sistema. Máxima longitud del cable: 150'.

SALIDAS / ENTRADAS FIJAS:

1. 1 Salida PPS: TTL en 50 ohms, perfil de crecimiento en el tiempo. Ancho del pulso de 20 microsegundos. Panel trasero BNC.
2. Salidas IRIG B: portadora modulada de 1 kHz. 3 Vpp alto, en 600 ohms. Panel trasero BNC.
3. I/O Serial (Puerto de Usuario): protocolo seleccionable completamente por el usuario e interface de tiempo.
4. Entrada de medida: 95–260 Vac, 40 a 70 Hz. Operación seleccionable por Usuario de 50 o 60 Hz.

ANEXO D

ACRÓNIMOS

OSINERG	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
Pst	: Índice de Severidad Flícker
THD	: Total Harmonic Distortion
THD-V	: Distorsión total de armónicos de tensión
THD-I	: Distorsión total de armónicos de corriente
MAT	: Muy Alta Tensión
AT	: Alta Tensión
MT	: Media Tensión
BT	: Baja Tensión
KV	: Kilo Voltios

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CENERGIA-Comunidad Económica Europea, “Planeamiento de los Sistemas de Distribución Eléctrica Bajo el Enfoque de Minimización de Pérdidas Eléctricas y Costos de Inversión”, Curso corto - Trujillo 1993.
- [2] Philip J. A. Ling, Cyril J. Eldridge, “Designing Modern Electrical Systems With Transformers that inherently reduce harmonic distortion in a PC-Rich environment”, Powersmiths International Corp. 1999.
- [3] MEM, Decreto Supremo N° 020-97-EM “Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico”, 9 de octubre de 1997.
- [4] MEM, Decretos Supremos N° 009-99-EM, N° 013-2000-EM y N° 017-2000-EM; modificación de la “Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico”, de fechas 10 de abril de 1999, 27 de julio de 2000 y 18 de septiembre de 2000 respectivamente.
- [5] MEM, Decreto Supremo N° 040-2001-EM modifican la “Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico”, 17 de julio de 2001.
- [6] OSINERG, “Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico”, 1997-1999-2001.
- [7] Sociedad Nacional de Minería y Petróleo – PEPSA, “Diagnóstico Técnico de Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”, septiembre 1999.
- [8] COES / SICN – KEMA Consulting, Análisis de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Octubre de 1999.
- [9] MEM – DGE, Proyecto de Norma de Calidad del Servicio Eléctrico para el Sector Rural, julio de 2000